



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA



Agradecimientos

En este último tramo del camino académico es necesario identificar a las personas que lo han hecho posible y han ayudado en los buenos y los malos momentos. Así pues, agradecer encarecidamente a todos mis compañeros esos ratos y risas que han amenizado este duro viaje, y a algún profesor que no ha dejado de animarme en los momentos más complicados.

A mi novia, que apareció en el mejor momento y de la mano de la cual he sido capaz de superar momentos de mucha presión y ha tenido la comprensión necesaria en dichos momentos.

Y, como lo mejor se deja para el final, a mi madre Raquel, la mujer más importante de mi vida y a la que debo toda mi educación.

A todos vosotros, y en especial a ellas: "*Gracias*".



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA



Resumen

En el siguiente documento se hace el estudio energético y económico que supone la instalación de una planta de cogeneración de 2 MW en una industria agroalimentaria con un consumo muy elevado tanto de electricidad como de energía térmica en forma de vapor/agua caliente. Se trata de un proyecto de gran envergadura que surgió debido a la necesidad imperiosa de obtener más potencia disponible y se puso en marcha tras la reforma energética que eliminaba el famoso “impuesto al sol”.

En este proyecto han trabajado varios departamentos, medioambiente, eficiencia energética y producción junto con alta dirección para trabajar al unísono en el éxito de dicho proyecto. Es un proyecto completamente viable gracias al bajo coste que tiene el equipo debido a que es de segunda mano, arrojando ahorros de energía muy altos. A su vez, se consigue descargar la línea eléctrica que se veía muy sobrecargada durante, sobre todo, los meses de verano.

Este proyecto será capaz de mejorar los márgenes de beneficio de la empresa, y cualquier fábrica/compañía con consumos de calor relativamente grandes (>500 kW) con intención de ampliar sus instalaciones es susceptible de realizar el estudio de implantación de una central de cogeneración.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA



ÍNDICE





UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA



Índice

1.- Objetivos del proyecto	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Antecedentes	1
1.3. Objeto del proyecto	1
1.4. Alcance	2
1.5. Participación.....	2
2.- Cogeneración	3
2.1. Generalidades.....	3
2.2. Tecnología y aplicaciones	6
2.2.1. Motor alternativo de combustión interna	7
2.2.2. Turbina de gas	9
2.2.3. Turbina de vapor	10
2.2.4. Ciclo combinado	10
2.3. Marco legislativo	12
3.- Justificación	17
3.1. Situación inicial.....	17
3.2. Consumo térmico	17
3.3. Consumo eléctrico.....	20
3.4. Oportunismo	22
3.5. Características de motor	24
3.6. Desempeño	26
3.6.1. Energía eléctrica	26
3.6.2. Energía térmica	28
3.6.3. Resumen costes energéticos.....	30
3.6.4. Parámetros representativos.....	32
4.- Implantación	33
4.1. Ubicación y descarga.....	33
4.2. Caldera de recuperación	36
4.3. Aerotermos.....	37
4.4. Transformador.....	39
4.5. Circuitos de refrigeración	40
4.5.1. Circuito primario de alta temperatura	40
4.5.2. Circuito primario de baja temperatura	45



4.5.3. Circuito secundario de alta temperatura	47
5.- Presupuesto	51
5.1. Descarga y derribo del muro	51
5.2. Transformador.....	52
5.3. Caldera de recuperación	54
5.4. Circuitos de recuperación.....	55
6.- Viabilidad del proyecto	61
6.1. Análisis económico	61
6.2. Análisis de sensibilidad.....	63
6.2.2. Aumento costes energía.....	64
6.2.3. Disminución potencia contratada	65
6.2.4. Cambios en la normativa.....	66
7.- Conclusiones	68
8.- Referencias.....	70
9.- Anexos.....	72
9.1. Tablas.....	72
9.2. Características equipos.....	74
10.- Planos.....	79



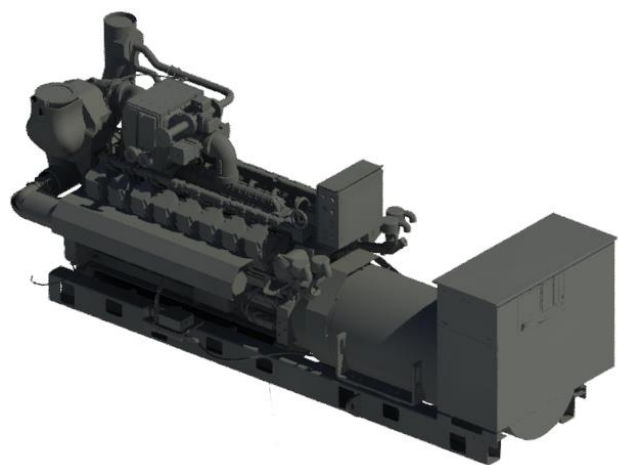
UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA



MEMORIA





UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA



1.- Objetivos del proyecto

1.1. Motivación

Como último paso en la formación para Ingeniero Industrial Superior es requisito la elaboración de un trabajo de final de máster. La oportunidad de elaborar dicho proyecto en una empresa y concretamente en el ámbito de la especialidad elegida (Utilización de la Energía) han sido detonantes para llevar a cabo el presente TFM.

1.2. Antecedentes

Casi tres años después de que se aprobase el *Real Decreto 900/2015* conocido popularmente como “el impuesto al sol” el gobierno ha decidido modificar algunos puntos mediante el Real Decreto-ley 15/2018. Dichas modificaciones van orientadas a favorecer la proliferación de nuevas instalaciones de autoconsumo mediante la generación de energías renovables, y es por eso que se ha reactivado el proyecto que se expondrá en este documento, referente al **diseño e instalación de un motor de cogeneración de 2 MW en una industria agroalimentaria.**

1.3. Objeto del proyecto

Una vez expuestas algunas generalidades, el objetivo principal es diseñar e instalar un motor de combustión interna alternativo de encendido provocado de 2 MW_e. La fábrica, ubicada en Villalonga (Valencia) consume una gran cantidad de calor en forma de vapor y agua caliente, tanto de proceso como sanitaria, el cual se genera en diversas calderas repartidas por toda la planta.

A pesar de la gran ventaja que supondría sustituir/parar todos los equipos generadores de energía térmica no es el principal interés de la compañía, sino la generación de energía eléctrica para el autoconsumo. La fábrica no es capaz de obtener un aumento en la potencia eléctrica contratada, que actualmente es de 3.400 kW_e en Media Tensión, con centro de transformación propio de 20 kV/400 V, y sobrepasa en numerosas ocasiones incurriendo sistemáticamente en penalizaciones por excesos de potencia, debido a que la distribuidora alega que es el máximo que la línea es capaz de transportar hasta la fábrica sin provocar irregularidades en la tensión. Esta casuística deriva en:

- Sobrecostes asociados a los excesos de potencia.
- Irregularidades en la línea, los cuáles han llegado a provocar cortes generalizados.
- Incapacidad de instalar más equipos consumidores de potencia y por tanto de proyectar nuevas ampliaciones.



Por supuesto se tratará de aprovechar al máximo el desempeño térmico de la instalación a pesar de que su principal finalidad es la de proporcionar más potencia disponible y asegurar la estabilidad de la red eléctrica, tanto externa como la propia línea interna de media tensión (20 kV).

1.4. Alcance

El proyecto abarcará principalmente los siguientes puntos:

- Introducción a la cogeneración.
- Introducción a la normativa.
- Descripción del funcionamiento del motor seleccionado y selección de la tecnología del mismo.
- Análisis energético de la implantación del sistema
- Proceso de adquisición y emplazamiento.
- Selección y compra de equipos auxiliares.
- Descripción y diseño de la ampliación del circuito de recuperación de calor mediante el agua de refrigeración (Circuitos de Alta y Baja Temperatura).
- Presupuesto.
- Análisis económico de la situación.
- Análisis de sensibilidad para diferentes situaciones posibles.
- Conclusiones
- Planos en planta y esquemas unifilares.
- Anexos

1.5. Participación

Este enorme proyecto ha necesitado de la labor de muchas personas de prácticamente todos los departamentos de los que se compone la empresa. El alumno se ha dedicado plenamente al diseño de los circuitos de aprovechamiento y el análisis energético, junto con la elaboración de planos. Por otra parte, y gracias al grupo humano tan unido que existe en la empresa, el alumno ha conseguido aprender y asimilar conceptos de otros campos y disciplinas, como pueden ser los centros de transformación, la situación energética en España o el tedio que supone obtener la aprobación de las distintas organizaciones gubernamentales para la correcta puesta en marcha de dicha instalación.

2.- Cogeneración

2.1. Generalidades

El término Cogeneración o CHP (Combined Heat and Power) se atribuye a la generación combinada de varios tipos de energía, habitualmente son energía eléctrica y calor útil, a partir de la misma fuente primaria de energía.

El corazón de estas instalaciones es un motor térmico acoplado a un generador. Cualquier motor de combustión interna tiene rendimientos del 30-35% en la transformación de energía química a energía mecánica, perdiéndose el resto de la energía en pérdidas de calor en forma de temperatura de gases de escape o en los circuitos de la propia refrigeración de cilindros, aceite y post-enfriamiento del aire de admisión. Así pues, utilizando ese calor residual del proceso de combustión como calor útil se pueden obtener rendimientos de hasta el 80-85% en el desempeño. En términos generales, estos sistemas permiten explotar en gran medida la energía contenida en la fuente primaria, reduciendo las emisiones de CO₂ y permitiendo obtener ahorros significativos en términos energéticos, que a su vez deriva en menores costes de producción y mayor competitividad en cuanto a empresas se refiere.

En la Ilustración 1 se muestra un balance energético del caso mediante producción separada y con cogeneración:

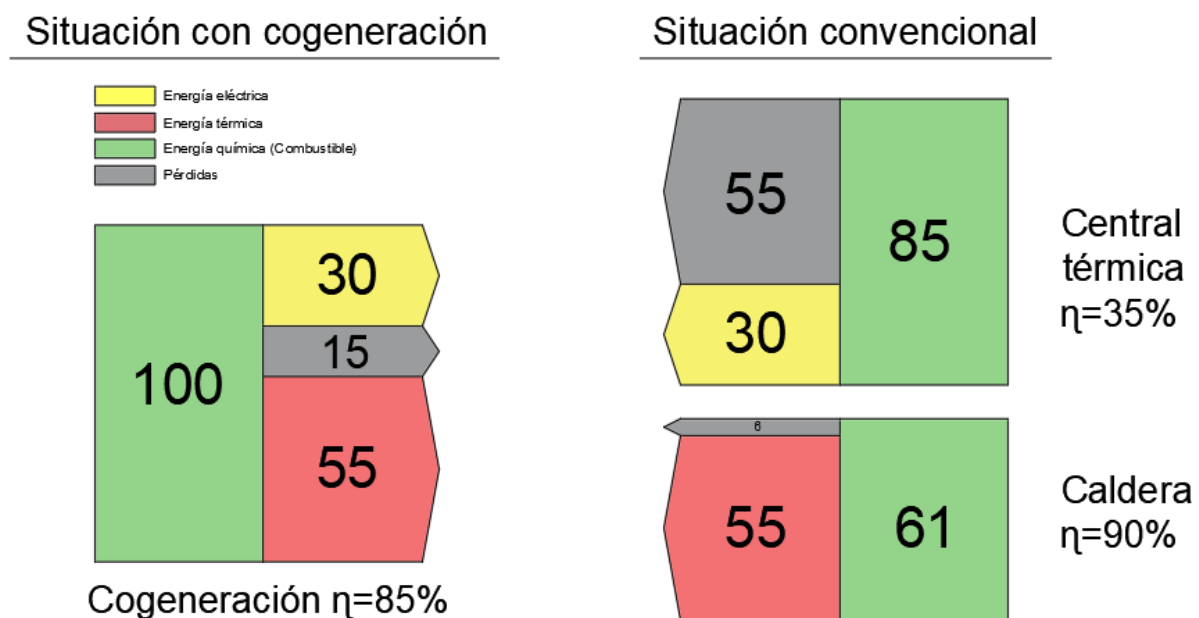


Ilustración 1: Comparativa cogeneración frente a situación convencional

Como se puede apreciar, para producir la misma cantidad de diversas energías (30 ud. de energía eléctrica y 55 de energía térmica) se consume mucho menos combustible en una planta de cogeneración que de la manera convencional (un 31.5% menos).

Así pues, estas instalaciones provocan significativas mejoras en la eficiencia energética en cuanto a la transformación de energía se refiere:

- **Económicas:** Mejorar la eficiencia energética es equivalente a reducir el consumo frente a una misma demanda, lo que significa un menor coste en la factura energética. Del mismo modo, tener menores costes en la producción permite a las empresas ser más competitivas al tener mejores márgenes. Años atrás los excedentes del autoconsumo se podían vender como si de un generador más se tratase, haciendo de estas instalaciones un negocio por sí mismas, Se describirá la transición legislativa desde entonces hasta la situación actual.
- **Emisiones:** Disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero es una prioridad a día de hoy por lo que reducir el consumo de combustibles fósiles también lo es. Al producir energía útil mediante equipos de cogeneración se reduce el consumo energético para abastecer la misma demanda, consiguiendo reducir las emisiones de CO₂ y otros contaminantes.
- **Red eléctrica:** La cogeneración como instalación de autoconsumo ayuda al buen funcionamiento de la red eléctrica. Al producirse y consumirse la energía en puntos cercanos la red de distribución soporta menor carga, por lo que se ven reducidas las pérdidas en el transporte y por tanto una disminución en los costes de distribución. Por último, al reducir la carga de la red se contribuye a evitar interrupciones en el suministro, situación nefasta para cualquier cadena de producción.

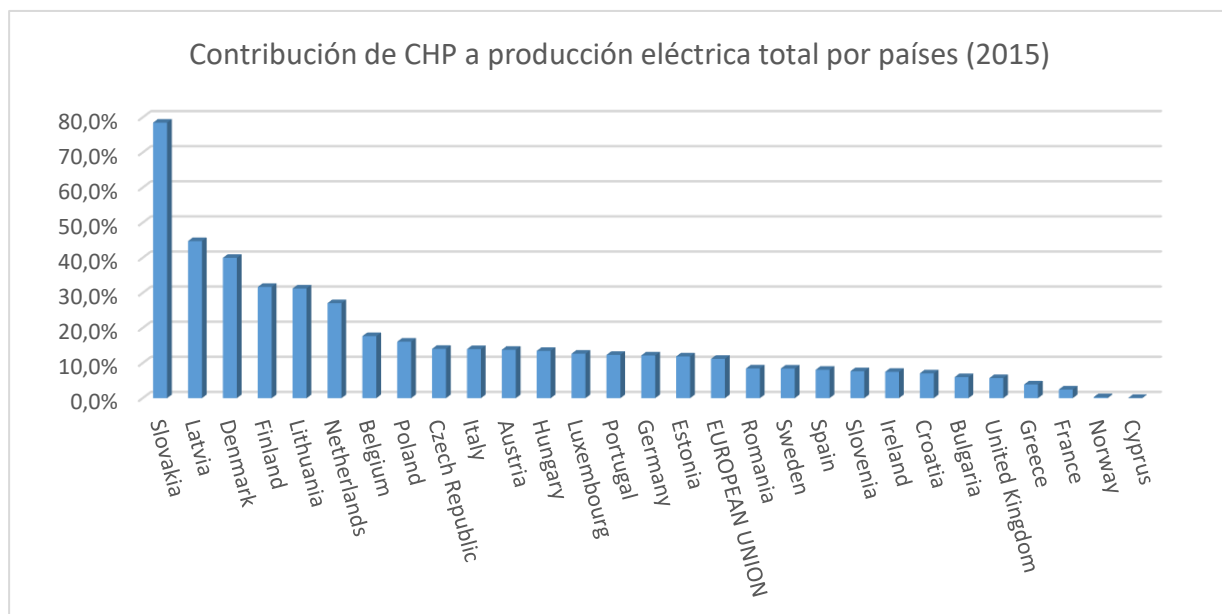


Ilustración 2: Contribución de la cogeneración a la producción eléctrica total (Fuente: Eurostat CHP data2005-2015)

Estas ventajas son atractivas para cualquier empresa, pero los gobiernos también pueden verse beneficiados en gran medida de estas instalaciones siendo una de las principales ventajas disminuir la dependencia exterior a la importación de combustibles fósiles, ya que mejor eficiencia causa un menor consumo de combustible. En Europa el **11.2%** de la producción eléctrica se genera en cogeneración.

Por otro lado, algunos países, sobre todo con climas fríos y países del este de Europa, utilizan cogeneración para obtener lo que se llama “District Heating” o calefacción de distrito. Esta calefacción se basa en aprovechar el calor residual generado por la cogeneración y distribuirlo por una red urbana en forma de agua caliente, nuevamente consiguiendo un aprovechamiento muy eficiente de la energía primaria/combustibles. En la Ilustración 3 se muestra el uso del calor total generado mediante cogeneración en diferentes países de Europa durante el año 2015 (Referencia 2).

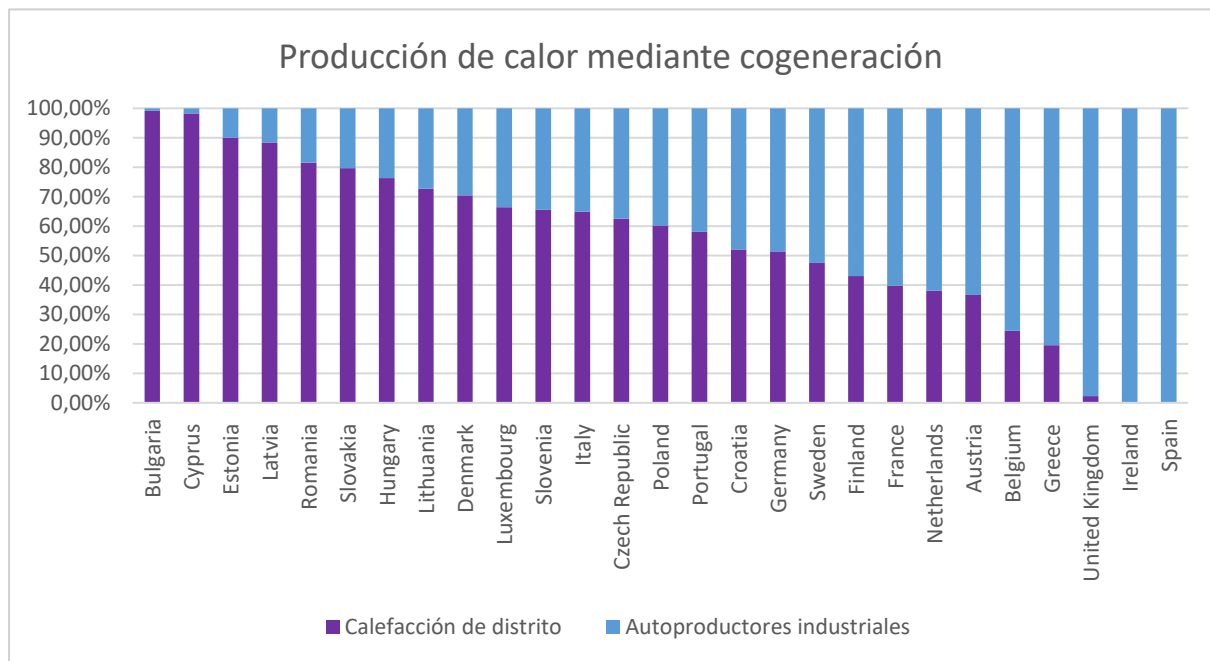


Ilustración 3: Proporción del uso del calor generado por cogeneración (Fuente: Eurostat CHP data2005-2015)

Por supuesto no todo son ventajas, y existen algunos contras que se deben tener en cuenta. Para un usuario autoprodutor las principales desventajas son:

- La gran inversión inicial que exige una instalación de este tipo.
- Necesidad de gestión de la central de cogeneración, estas instalaciones contienen gran número de equipos auxiliares, que complican todavía más la monitorización y la gestión óptima del funcionamiento.
- Se exige el cumplimiento de gran número de normativas, contaminación local y límites acústicos entre otras, junto con la gran incertidumbre que existe en cuanto a reglamentos relacionados con el modo de funcionamiento (paralelo/isla) que pueden influir en desajustes económicos en la previsión y, en el peor de los casos, verse el usuario obligado a parar el motor.

2.2. Tecnología y aplicaciones

Las centrales de cogeneración están compuestas por diversos sistemas para conseguir el máximo aprovechamiento energético. El montaje habitual consiste en una **máquina térmica** (ya sea motor de combustión interna alternativo (MCIA) o una turbina) cuyo eje está acoplado a un alternador funcionando como **generador eléctrico**, y un sistema de recuperación de calor que aprovecha principalmente, que no únicamente, los gases de escape para producir vapor y/o agua caliente.

Por otro lado, estos sistemas son muy complejos y requieren un **sistema de control** robusto, que gobierne tanto el funcionamiento del propio motor (régimen de giro, sincronismo con la red...) como los **sistemas auxiliares**, que incluyen bombas, refrigeración tanto del motor como del habitáculo en el que se encuentre, control de electroválvulas y demás sistemas implicados en el correcto funcionamiento de la instalación.

No obstante, a pesar de la importancia del conjunto, el componente principal es el motor térmico, encargado de transformar la energía química del combustible en energía útil para la industria. Existen diferentes tecnologías de motor térmico las cuales se utilizan principalmente en función de la aplicación e industria y de la demanda de calor útil a una determinada temperatura.

Según el “Boletín de estadísticas energéticas de cogeneración” (Referencia 4) formulado en Julio de 2018 por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) en la industria española existen un total de **494 centrales de cogeneración** que suponen un total de **5.195,2 MW de potencia instalada**. En los siguientes diagramas circulares se muestran las distribuciones del número de instalaciones por tecnologías (Ilustración 4) y de la potencia instalada también por tecnologías (Ilustración 5). Se puede observar que las centrales de cogeneración basadas en motor de combustión interna alternativo predominan en la industria española con un total de 328 instalaciones que suponen un total de 1.932,7 MW, la mayoría de dichas instalaciones no superan los 5 MW_e de potencia.

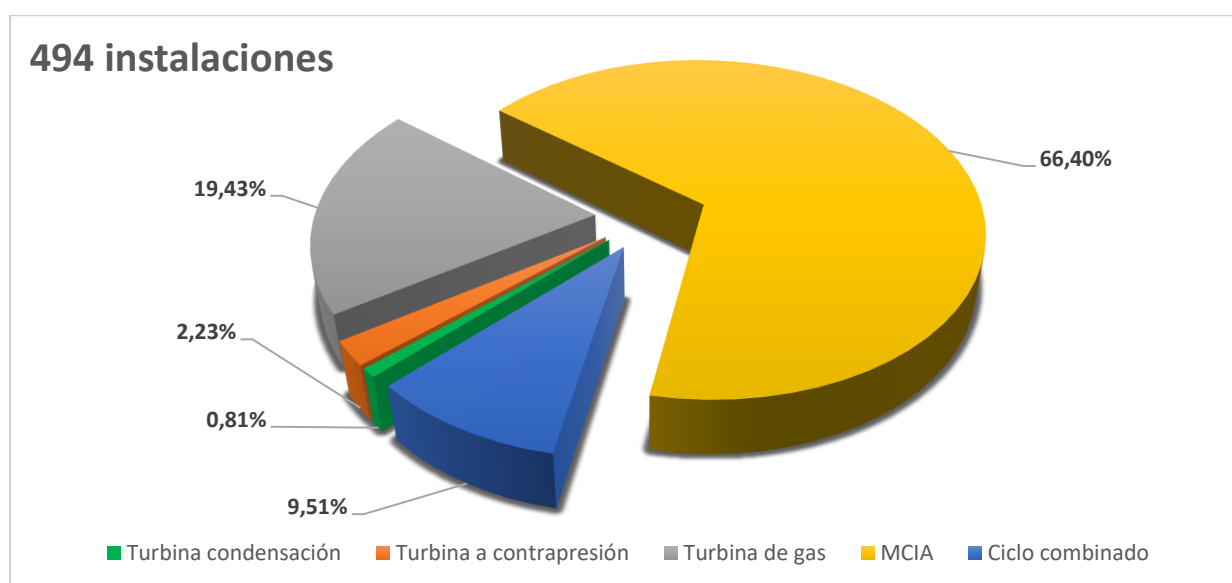


Ilustración 4: Distribución de número de instalaciones por tecnologías

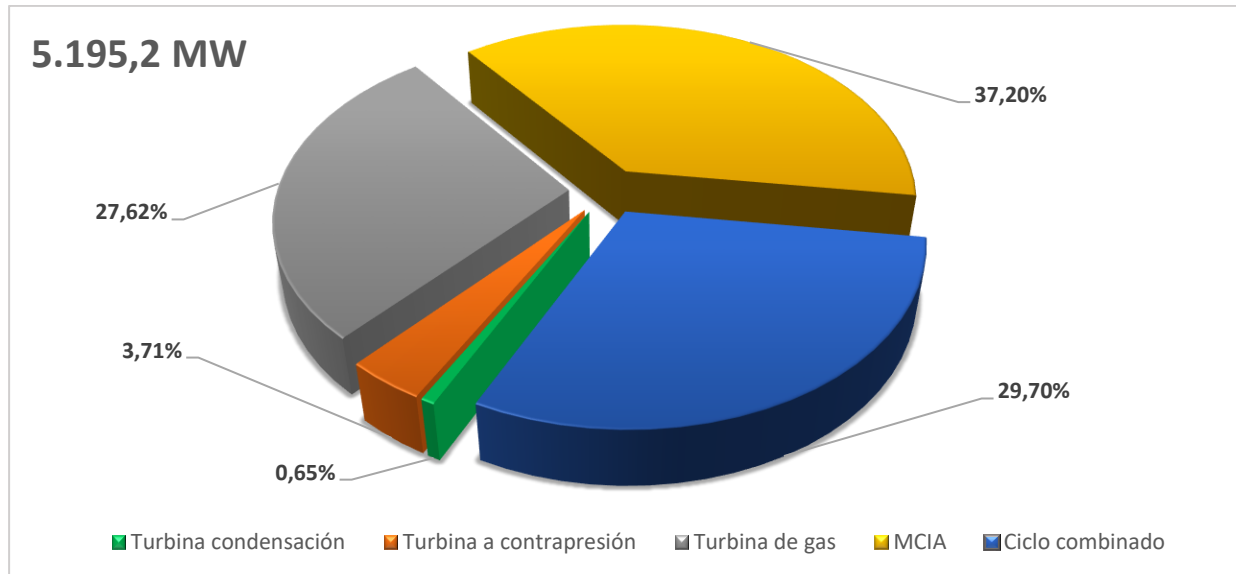


Ilustración 5: Distribución de potencia instalada por tecnologías

Para conocer más a fondo el porqué de estas distribuciones y que tipo de industrias son más susceptibles de instalar cada tecnología a continuación se explican brevemente las características más significativas de cada tipo de máquina térmica.

2.2.1. Motor alternativo de combustión interna

El motor alternativo es una tecnología bien conocida en el mundo de la ingeniería, a groso modo se utilizan para transformar la energía química de un combustible en energía mecánica mediante la combustión de este. Esta transformación tiene un rendimiento del 35-50% mientras que el resto de energía se pierde en forma de calor, de modo que si se consigue aprovechar dicha energía térmica se pueden conseguir rendimientos globales del 70-85%.

Las instalaciones basadas en MCI suelen ser de potencias relativamente bajas (<20 MW) y la mayor parte de ellos funcionan con gas natural como combustible, aunque algunos funcionan con gasoil o fuel-oil. A parte de ser una tecnología bien conocida, cuyo mantenimiento no exige gran especialización a pesar de tener un coste elevado, y mostrar buenos rendimientos a carga parcial, tienen el mejor rendimiento eléctrico entre las diferentes tecnologías, característica clave para la toma de decisiones al plantear un proyecto. Las industrias españolas que más instalaciones de este tipo tienen son la agrícola, alimentaria y del tabaco con un total de 1142,3 MW_e distribuidos en 160 motores (Referencia 4).

El aprovechamiento de calor se produce a partir de dos fuentes:

- **Los gases de escape:** Son una gran fuente de energía térmica a alta temperatura (~500°C) y suelen utilizarse para producir vapor a presión (<20 bares) en calderas de recuperación, o para calentar algún fluido caloportador como puede ser el agua o el aceite térmico.

- **La refrigeración del motor:** Este aprovechamiento se divide en dos circuitos por sus temperaturas. El primero y llamado “de alta temperatura” procede de la refrigeración de las camisas y cilindros del motor, cuya agua sale del orden de los 90°C y es fácilmente aprovechable para producir ACS o agua caliente de proceso. Por otro lado, está la llamada “de baja temperatura”, que consiste en aprovechar la refrigeración del aceite y del intercooler (postenfriador del aire de admisión). Esta corriente de agua puede alcanzar entre 40/45°C, temperatura difícilmente aprovechable teniendo en cuenta la eficiencia del intercambio, por lo que se suele utilizar para precalentar algún circuito o incluso el de alta temperatura.

La refrigeración en estos motores no es opcional, necesitan evacuar el calor, aunque no sea aprovechado, por lo que ambos circuitos de refrigeración deben ser capaces de disipar el calor mediante sistemas ajenos al aprovechamiento, como pueden ser aerorefrigeradores o refrigeradores evaporativos (torres de refrigeración).

A continuación, se muestra un balance energético de una central de cogeneración (Ilustración 6):

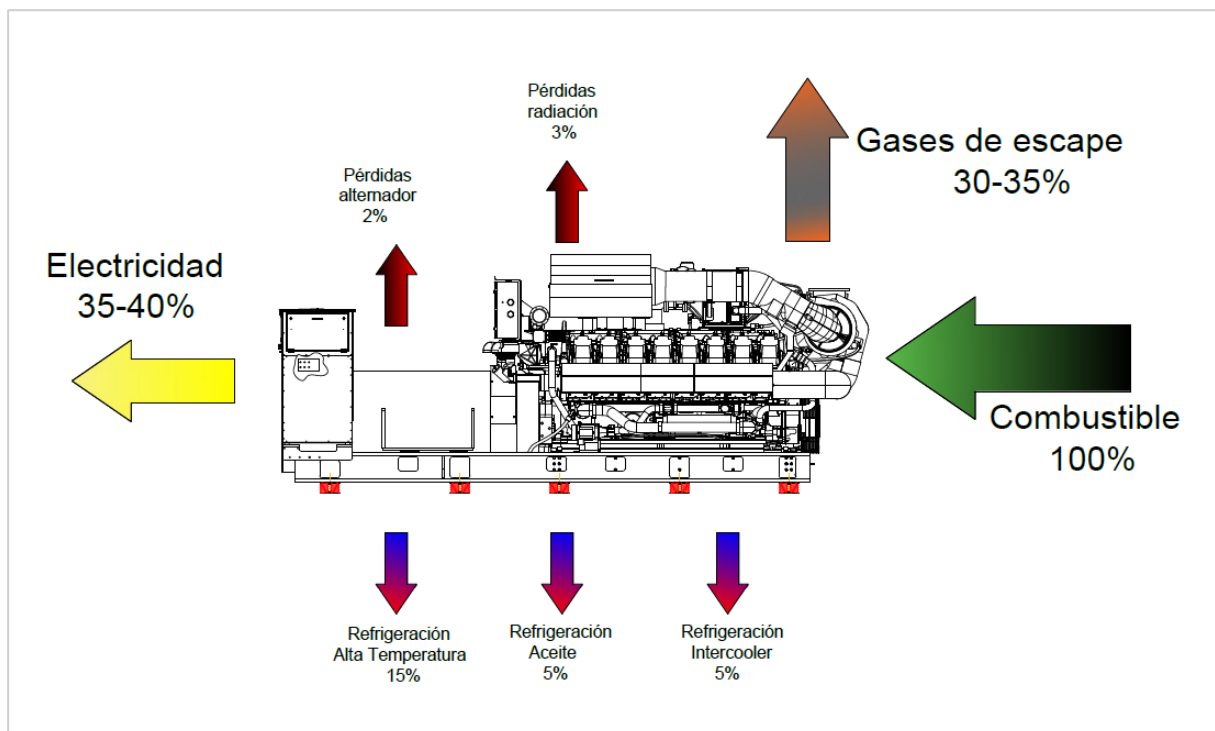


Ilustración 6: Balance energético en un MCI

La industria alimentaria recurre a estas instalaciones ya que suelen tener alta demanda de calor, pero a temperaturas habitualmente no superiores a los 200 °C como puedan ser procesos de cocido, secado o en el caso con mayor necesidad de temperatura, pasteurización. Por otra parte, la posibilidad de cubrir parte de la demanda eléctrica a buen rendimiento hace que estos equipos sean atractivos para cualquier industria con demanda de calor a temperaturas relativamente bajas.

2.2.2. Turbina de gas

Las turbinas de gas son turbomáquinas que funcionan a partir de un ciclo Brayton. Están compuestas de un compresor encargado de comprimir el aire de admisión, una cámara de combustión encargada de provocar la ignición en dicho aire, el cual ha sido enriquecido en combustible previa entrada al quemador, y por último una turbina en la cual se produce la expansión del gas que provoca el movimiento del eje. De nuevo, mediante el acoplamiento de un alternador/generador al eje se puede transformar el trabajo mecánico en eléctrico. Una parte del trabajo mecánico se emplea en mover el propio compresor que introduce el aire.

Por otro lado, aunque cada vez se acercan más a los rendimientos eléctricos de los MCIa mediante el ciclo combinado, estos equipos tienen un rendimiento eléctrico bajo (10-40%), llevándose los gases de escape gran parte de la energía en forma de temperatura (~600°C) haciéndolos más aprovechables de forma directa o para producción de vapor (aplicación adecuada para demandas altas >10/12 ton/h). Algunos sistemas incluyen una postcombustión que permite llevar el rendimiento global hasta el 90% gracias al exceso de aire en los gases de combustión. La industria con más potencia instalada en España en turbinas de gas es la refinera con un total de 450.4 MW distribuidos en solamente 9 turbinas (Referencia 4), información de la cual se puede deducir que suelen ser centrales con potencias unitarias grandes (10-100 MW).

Otra industria muy beneficiada en su día por esta tecnología fue la azulejera, puesto que necesitan una elevada cantidad de calor a alta temperatura para el atomizado (300-600°C) y pueden utilizar los gases directamente para dicho proceso. Muchas empresas utilizaron una estrategia todo-todo (se vende la totalidad de la energía eléctrica producida a precio alto para comprar de modo tradicional a un precio inferior) obteniendo grandes beneficios gracias a las turbinas de gas, estrategia que se vio muy afectada tras reducirse las primas y retribuciones.

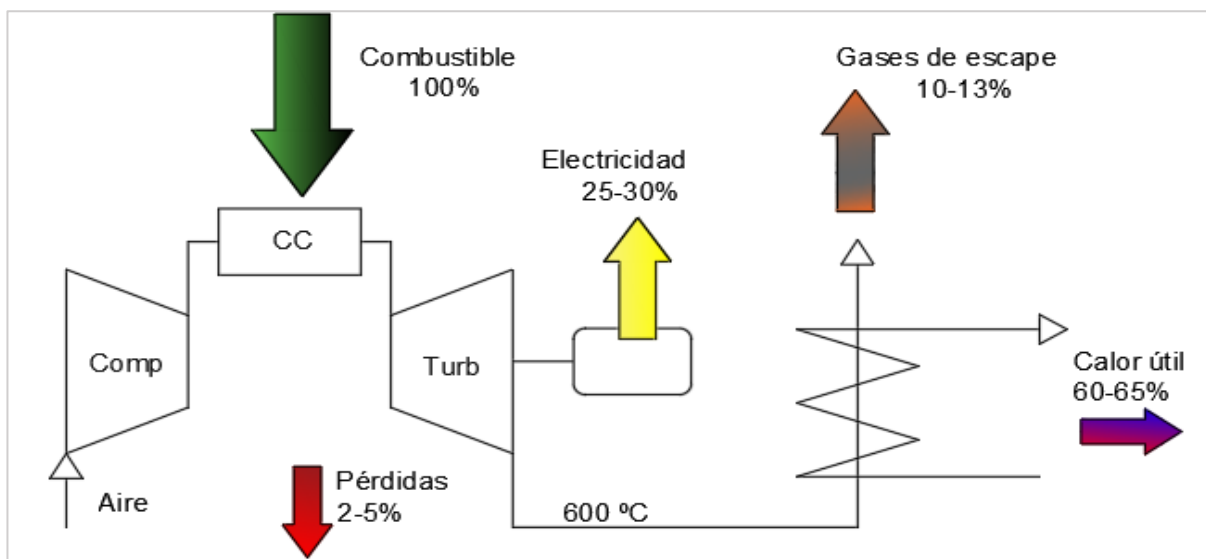


Ilustración 7: Balance energético turbina de gas

Como desventaja estos equipos funcionando a baja carga tienen un rendimiento bajo, son muy susceptibles a la temperatura ambiente y al contenido de humedad del combustible. A continuación, se muestra un balance simple del flujo de energía en estos sistemas (Ilustración 7).

2.2.3. Turbina de vapor

Las turbinas de vapor fueron el primer sistema que se usó a modo de cogeneración a pesar de que actualmente por sí solas apenas superan el 3% del total de las instalaciones en España. En la actualidad se utilizan principalmente en ciclos combinados junto a otra turbina de gas.

Son sistemas interesantes para industrias con combustibles residuales, como biomasa o residuos de proceso susceptibles de ser oxidados en la combustión, ya que se puede producir vapor en una caldera convencional quemando dichos combustibles residuales, o con consumos de vapor considerables. Este vapor a alta presión se expande en la turbina produciendo, de nuevo, el movimiento del eje que se encuentra acoplado al generador. En función de la presión a la que se produce dicho vapor se clasifican en:

- **Turbinas de contrapresión:** La presión del vapor está por encima de la atmosférica, presión demandada por el propio usuario, incluso se pueden hacer extracciones en etapas previas para obtener diversos escalones de presión. Toda la energía que se almacena a modo de vapor presurizado no se transforma en movimiento del eje y por tanto en energía eléctrica, así pues, estos equipos tienen un rendimiento eléctrico bajo (10-20%) a pesar de que si tienen un elevado rendimiento global (80-90%).
- **Turbinas de condensación:** Estas instalaciones producen vapor a presión inferior a la atmosférica y se conduce hasta un condensador en el cual se aprovecha el calor latente de la propia condensación. Son instalaciones más caras ya que incluyen mayor número de equipos, pero ofrecen mejor rendimiento eléctrico que las de contrapresión (15-25%), por el contrario, el rendimiento global es inferior.

Para finalizar con las turbinas de vapor, son equipos cuyo precio de instalación y mantenimiento es de los más bajos en sistemas de cogeneración, pero, por otro lado, tienen mal comportamiento a cargas parciales. Como se dijo anteriormente, son equipos que actualmente se utilizan sobre todo para el llamado “*Repowering*” que consiste en, disponiendo de una turbina de gas, acoplar esta otra turbina para finalmente obtener una central de ciclo combinado.

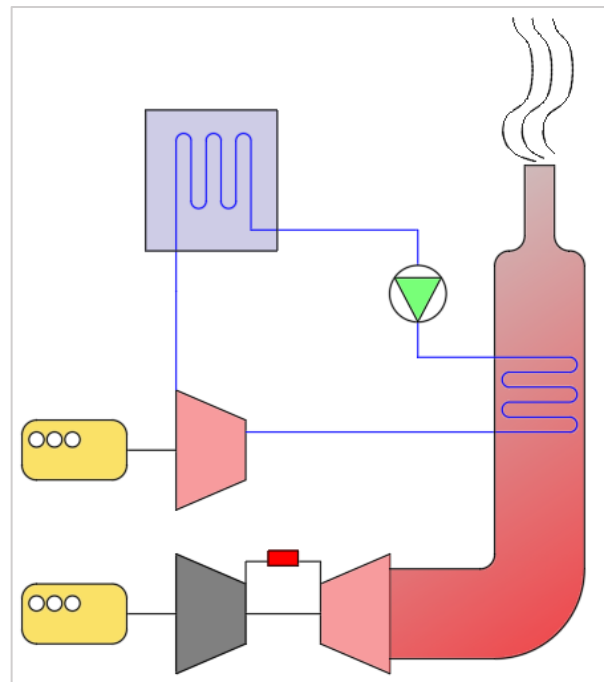
2.2.4. Ciclo combinado

Las instalaciones de ciclo combinado son centrales de grandes potencias eléctricas y con rendimientos elevados gracias a la combinación de varios ciclos termodinámicos, de hecho, se utilizan principalmente para generación eléctrica tradicional, siendo a finales de 2017 el sistema con más potencia instalada (24.948 MW) de la península según el “*Avance 2017, RED eléctrica de España*” (Referencia 5).

Son instalaciones de elevado tamaño y coste, a pesar de que el precio por kW_e producido es relativamente bajo, es por esto que el porcentaje de instalaciones destinadas a cogeneración industrial es pequeño (9.51%) pero con alto porcentaje del total de potencia instalada (29.7%).

En la Ilustración 8 se representan dos ciclos conformando un ciclo combinado. El calor útil aprovechable en el ciclo Brayton, también señalado en la Ilustración 7, se utiliza para la producción del vapor encargado de completar el ciclo Rankine. Este último siempre entra en juego en los ciclos combinados, mientras que la fuente de calor para el evaporador del ciclo Rankine se puede obtener de cualquier tipo de tecnología.

Como bien se dijo anteriormente, estas instalaciones muestran rendimientos eléctricos incluso superiores al 50% y ocupan un espacio considerable, por otro lado, trabajan bien a cargas parciales ya que existe la posibilidad de regular el funcionamiento de cada una de las turbinas por individual.



Habiendo descrito brevemente las diferentes tecnologías empleadas para centrales de cogeneración en la industria, a continuación, en la Tabla 1 se resumen características (Referencia 6) a partir de las cuáles se puede empezar a plantear el tipo de central óptimo para la industria/demanda a suplir.

Tabla 1: Características generales de tecnologías de cogeneración

	Turbina de Vapor	Turbina de gas	Ciclo combinado	MCIA
Rendimiento Eléctrico (%)	10-25	18-43	40-50	35-50
Rendimiento Global (%)	70-90	80-90	65-80	70-85
Rango de potencias (MW_e)	1-1.000	1-500	5-1.000	0-50
Relación calor/electricidad	3-8	1,5-4	0,5-1,5	0,5-1,5
Funcionamiento a carga parcial	Malo	Muy malo	Bueno	Muy bueno
Coste instalación ($€/kW_e$)	500-1.000	1.000-2.000	1.000-2.000	1.000-2.500
Combustibles	Fuel-Biomasa-Carbón	Gas natural-Biogás		Gas natural-Gasoil-Fueloil-Biogás

2.3. Marco legislativo

La legislación ha sido gran protagonista en la evolución y desarrollo de las instalaciones de cogeneración en España.

Durante la década de los 70 se producen varias “crisis del petróleo” a nivel mundial, siendo la de 1979 la que hace despertar el espíritu para fomentar las energías renovables debido a que se duplica el precio del petróleo. Se empiezan a adoptar medidas en busca de la reducción del consumo y la independencia del exterior en cuanto a fuentes energéticas. A raíz de esta crisis aparece en España la primera ley que contempla la cogeneración, la **Ley 82/1980** sobre conservación de la energía. Esta ley define los derechos y deberes de los autoprodutores y también el régimen retributivo al que se acogerán dichas instalaciones. En el artículo primero de esta ley se establecen los primeros principios encaminados a incentivar la cogeneración:

- *“2.- Potenciar la adopción de fuentes de energía renovables, reduciendo en lo posible consumo de hidrocarburos y en general la dependencia exterior de combustibles.” (Ley 82/1980 Artículo 1)*
- *“3.- Promover la utilización de energías residuales de procesos industriales, así como la reducción de pérdidas, gastos e inversiones en transportes de energía.” (Ley 82/1980 Artículo 1)*

No obstante, el verdadero desarrollo de la cogeneración en España llega durante la década de los 90, con el llamado **Plan Energético Nacional 1991-2000**, donde se incentivaba la producción eléctrica mediante energías renovables. Con el **Real Decreto 2366/1994** se da un nuevo empujón empieza a contemplar el régimen especial (trata de hacer más competitivas las instalaciones productoras con energías renovables mediante el cual la distribuidora eléctrica más cercana tiene la obligación de adquirir la energía excedentaria de los autoprodutores, fijándose unos precios de compra en función del tipo de instalación y su potencia. Otra de las intenciones de este Real Decreto es el de mostrar los costes que se han podido evitar tanto en generación como en distribución:

- *“1.- El precio medio que tendrán que abonar las empresas distribuidoras a estos productores por la energía eléctrica entregada a la red tendrá en cuenta los costes evitados del sector eléctrico por concepto de generación, de transporte y distribución.” (Real Decreto 2366/1994 Artículo 12)*

Tras la aprobación de la **Ley del Sector Eléctrico (LSE)** en 1997 se empiezan a considerar los requisitos mínimos para considerar a los autoprodutores, que exigía consumir el 30% de la energía producida para potencias menores de 25 MW. Posteriormente, en el **Real Decreto 2818/1998**, se permite entrar en el mercado mayorista de la electricidad a estos productores.

Ya en 2004 la directiva europea **2004/8/CE** intenta fomentar la cogeneración de alta eficiencia en base a la demanda de calor útil y el ahorro energético. En España se introducen estas medidas mediante el **Real Decreto 661/2007**, que incluyen planes para que el sector se desarrolle de manera correcta y se mantenga estable a largo plazo. Así pues, se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial.

A partir del **RD 661/2007** se definieron categorías (a.1. para la cogeneración) que marcaron las tarifas y primas que recibe cada instalación en función de su potencia y combustible junto con una redefinición del Rendimiento Eléctrico Equivalente más exhaustiva (Ecuación 1), parámetro que representa el buen aprovechamiento de la energía térmica. Sólo se retribuía la electricidad producida cumpliendo con el REE exigido, cuyo valor se muestra en la Tabla 2. Dichos parámetros retributivos estaban ligados al IPC y a las variaciones en el precio del combustible, y eran susceptibles de revisión para nuevos proyectos una vez cumplidos los objetivos de potencia instalada.

Tabla 2: Rendimiento eléctrico equivalente para diferentes combustibles (Fuente: Real Decreto 661/2007)

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49%
Combustibles líquidos en motores térmicos	56%
Combustibles sólidos	49%
Gas natural y GLP en motores térmicos	55%
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59%
Otras tecnologías y/o combustibles	59%
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30%
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50%

Ecuación 1: Rendimiento eléctrico equivalente (Fuente: Real Decreto 661/2007)

$$REE = \frac{E}{F - \frac{H}{Ref H}}$$

- “**Ref. H**” es el valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor (RD 661/2007)
- **F** es el consumo de energía primaria.
- **E** es la energía eléctrica generada.
- **H** es el calor útil aprovechado

En el año 2014, mediante el **Real Decreto 413/2014** se termina de desarrollar una nueva metodología para las retribuciones, la cual ya había sido establecida en leyes previas (9/2013 y 24/2013). En este decreto se exige cumplir el Ahorro de Energía Primaria “**PES**” (Ecuación 2) parámetro a partir del cual se otorgaba la categoría de “Cogeneración de alta eficiencia”, para ello debía de ahorrarse al menos un 10% en energía primaria excepto en algunos casos especiales (instalaciones de cogeneración < 1 MW y microgeneración <50 kW).

Ecuación 2: Ahorro de Energía primaria (Fuente: Real Decreto 413/2014)

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_t}{Ref H} - \frac{\eta_e}{Ref E}}$$

- “**Ref. E**” es el valor de referencia del rendimiento para la producción separada de electricidad (RD 413/2014).
- η_e es el rendimiento eléctrico del sistema.
- η_t es el rendimiento térmico del sistema.

Por otra parte, este Real Decreto define otros nuevos parámetros destinados al nuevo cálculo de la retribución anual con el objetivo de que la producción a partir de fuentes de energía renovables sea más competitiva y se cubran los mayores costes de estas instalaciones.

Así pues, a la retribución de mercado se le añade la retribución específica que incluye cuatro factores:

- Retribución a la inversión (R_{inv}), que se calcula a partir de VAN, tasa de actualización y vida residual.
- Retribución a la operación (R_o), que incluye coste de operación y precio de mercado.
- Potencia nominal de la instalación (P_g).
- Energía generada (E_g).

Ecuación 3: Cálculo de retribución específica

$$R_e = R_{inv} * P_n + R_o * E_g$$

Para terminar con el Real Decreto 413/2014, también añade parámetros destinados a corregir la remuneración en función de las horas de funcionamiento, habiendo un umbral mínimo por debajo del cual no se percibe ninguna remuneración, dicho umbral se calcula proporcionalmente al periodo productivo.

Un año después se promulga el **Real Decreto 900/2015**, cuyo objetivo era el “de establecer condiciones administrativas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica.” (Real Decreto 900/2015 Artículo 1). Este Real Decreto no fue de agrado para la opinión pública ni tampoco para los autoprodutores ya que algunas de sus medidas, como el popularmente conocido “impuesto al sol” por el freno que supuso a la fotovoltaica, obstaculizaban el fomento del autoconsumo y frenaban la aparición de nuevas instalaciones. Dicho “impuesto al sol”, a grandes rasgos, se basa en peajes que los autoconsumidores deben abonar en concepto de mantenimiento de la estabilidad del sistema por el hecho de estar conectados a la red a modo de respaldo. No obstante, cualquier autoprodutor funcionando en modo aislado estará exento de dichos peajes. La diferencia entre ambos modos de operación se muestra en la Ilustración 9.

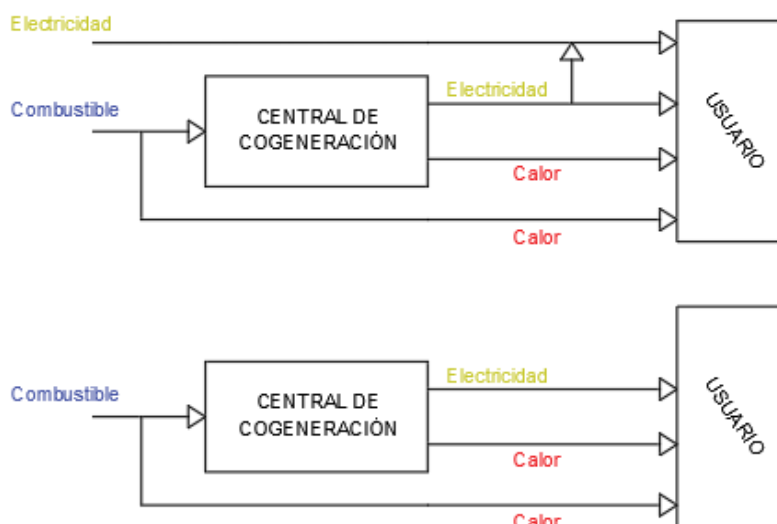


Ilustración 9: Modo de operación Paralelo vs Isla

PARALELO

- Sólo se regula potencia, puesto que se funciona a frecuencia de red.
- Respaldo por parte de la red.

ISLA

- Se regula tanto potencia como frecuencia.
- Independencia total de la red.
- La parada de la central es más crítica.

Generalmente, puesto que existen diversas excepciones como la cogeneración de alta eficiencia, las instalaciones que operen en paralelo con la red se verán expuestas al pago de dos tipos de peaje:

- **Cargos por la potencia instalada:** para los autoprodutores cuya instalación cuente con baterías de almacenamiento que permitan reducir la potencia contratada.
- **Cargos por la energía autoconsumida:** asociados a costes de la red de distribución: capacidad, interrumpibilidad, retribuciones y demás.

En resumen, el Real Decreto 900/2015 implicaba que los autoconsumidores pagasen peajes al sistema como todos los consumidores y además un impuesto extra por el hecho de utilizar la red eléctrica a pesar de ser estos sistemas los que descentralizan la generación eléctrica y por tanto permiten a la red funcionar mejor y con menos costes. Adicionalmente, los trámites burocráticos que daban el permiso para la conexión a la red exigían un estudio, con su correspondiente coste, que para pequeños autoconsumidores suponía hasta el 50% del coste del proyecto (fotovoltaica doméstica).

Pero lo que realmente afectó a la cogeneración fue la redefinición del concepto de cogeneración de alta eficiencia, que exigía rendimientos mayores de los que la Unión Europea establecía, provocando que las retribuciones disminuyeran o desaparecieran, haciendo inviable mantener en funcionamiento la instalación en algunos casos. Según una encuesta de ACOGEN (Asociación Española de Cogeneración) realizada durante el 2016 a 147 centrales de cogeneración en territorio peninsular, las cuales suponen una potencia instalada de 3200 MW, siete de cada diez instalaciones paradas lo hicieron por entrada en pérdidas debido a la reforma energética (Encuesta ACOGEN 2016, Cogeneración: eficiencia para la reindustrialización).

Actualmente, y tras la presión por parte de diversas instituciones junto con la mayoría de partidos políticos, se deroga el RD 900/2015 para modificar la situación mediante el **Real Decreto-ley 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores**. La ministra Teresa Ribera (Ministerio para la Transición Ecológica) fue la encargada de exponer las nuevas medidas, entre las cuales se reconocía el derecho al autoconsumo de electricidad sin cargos, al autoconsumo compartido en pos de aprovechar las economías de escala y facilitar los trámites administrativos, sobre todo en pequeñas instalaciones. (Referencia 3).

Para terminar, en este último borrador se elimina el impuesto especial sobre hidrocarburos al consumo en cogeneración mediante la aparición de un apartado en el cuál se consideran casos exentos de la aplicación de estos impuestos:

- *La producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas. A los efectos de la aplicación de esta exención se consideran:*

“Central combinada”: La instalación cuya actividad de producción de electricidad o de cogeneración de energía eléctrica y calor útil para su posterior aprovechamiento energético queda comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y cuyo establecimiento y funcionamiento han sido autorizados con arreglo a lo establecido en el título IV de dicha Ley (“Artículo 51, apartado 2, letra c).



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

3.- Justificación

3.1. Situación inicial

La empresa susceptible de la instalación de una central de cogeneración pertenece al sector agroalimentario y desarrolla su actividad varias fábricas, dos situadas en la comunidad valenciana y otra en el norte de África. Su actividad se basa principalmente en la bollería y el pan industrial con una producción total de más de 140.000 toneladas de los más de 100 productos diferentes. Según el periódico digital “elEconomista.es” la empresa se encuentra en el puesto 16 en facturación en la Comunidad Valenciana (Referencia 7).

Como se puede deducir es una empresa muy potente en la que se consume gran cantidad de energía térmica, unos 9.2 millones de metros cúbicos de gas natural anuales, equivalentes a unos 107,6 GW_h (PCS) cuyo coste asociado es tremendamente elevado. Desde el punto de vista eléctrico también existen una cantidad enorme de consumos que totalizan 23,94 GW_h eléctricos al año (aproximadamente el equivalente a la producción de la central nuclear de Cofrentes durante 24 horas) y en consecuencia se tienen unos costes eléctricos considerables.

Por último, cabe destacar que la fábrica ya instaló en 2008 su primera central de cogeneración basada en un MCIA de 1,2 MW_e (consume alrededor de 230 m³/h de gas natural), el cual ha permitido que se realicen algunas ampliaciones importantes sin perjudicar todavía más los costes asociados a los excesos de potencia, a pesar de no eliminarlos por completo.

3.2. Consumo térmico

En la sección anterior se comenta la enorme cantidad de gas natural que se consume, la potencia media de gas ronda los 12,20 MW con la cogeneración “1” en funcionamiento (situación habitual).

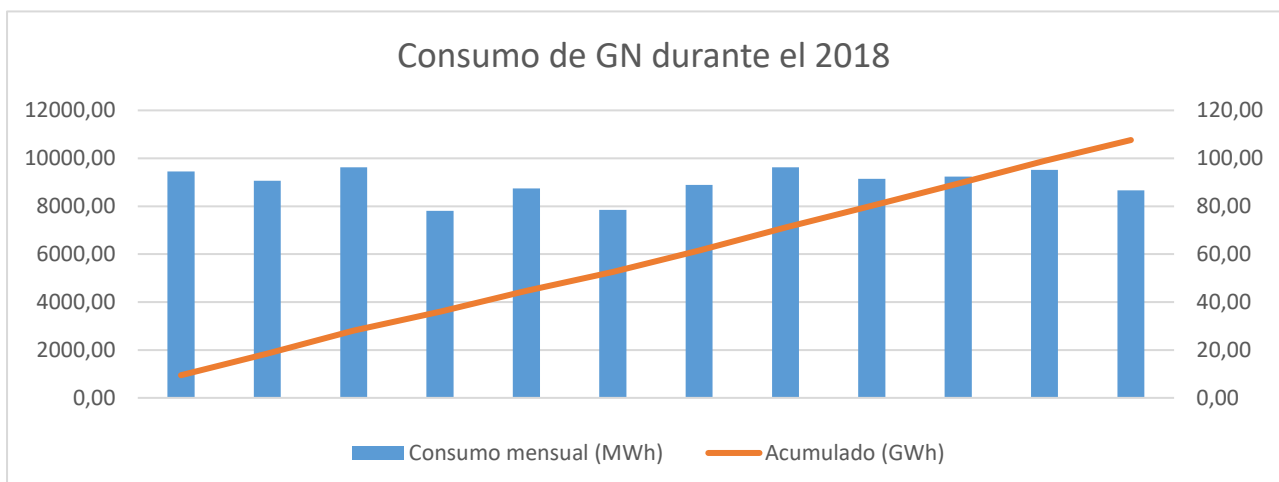


Ilustración 10: Consumo anual de gas natural

Existen variaciones en el consumo en función de la época del año (Ilustración 10) , pero están totalmente relacionadas con la producción, que varía con la demanda de determinados productos, por ejemplo, la demanda de productos con cobertura de chocolate disminuye en los meses de verano debido a que las altas temperaturas ambiente provocan que la cobertura se deshaga y se pegue al envoltorio haciéndolo menos atractivo al público, mientras que por otro lado la producción de bollería salada (pan de hamburguesa, pan de molde...) aumenta.

El consumo de gas se divide en cuatro grandes consumidores (Ilustración 11):

- **Cogeneración “1”:** Como se menciona anteriormente en la sección 2, la fábrica cuenta con una central de cogeneración basada en un MCI (Motor de combustión interna alternativo) que funciona a plena carga de lunes a viernes y el sábado hasta mediodía, el resto del fin de semana se mantiene parado con el fin de que funcione a baja carga el menor tiempo posible y también por la baja demanda de calor que tiene la fábrica los domingos. Mediante una caldera de recuperación el sistema es capaz de generar 400 kW de vapor a 7 bares (aproximadamente 600 kg/h) a partir del retorno de condensados (agua a 85°C). A su vez, mediante el calor de alta temperatura extraído de las camisas de los cilindros se calienta un circuito “de recuperación” que a su vez produce la mayor parte del ACS demandado por fábrica.
- **Producción de vapor:** La fábrica consume entre 1.000-2.000 kg/h de vapor a 7 bares en función de la producción, de los cuales 600 kg/h se generan en la caldera de recuperación nombrada anteriormente y el resto se produce en dos salas de calderas, compuestas por dos calderas pirotubulares en cada una de las salas. Cada sala abastece la demanda de partes diferentes de la fábrica, no existiendo ninguna unión entre ambos circuitos de vapor, por lo que sólo se puede escalar el funcionamiento en cierta medida.
La mayor parte de este vapor es de uso “directo” en cocciones de cremas o gelatinas, humidificación para las cámaras de fermentación y esterilización en los dos autoclaves existentes para la producción de “Pouch food”. La otra parte se utiliza como fluido caloportador en diversos intercambios existentes en fábrica, entre ellos la producción de ACS de una de las zonas de fábrica se produce exclusivamente mediante intercambio vapor/agua.
- **Agua Caliente Sanitaria:** El uso del agua caliente sanitaria está restringido a los procesos CIP “Clean In Place” y a los usos sanitarios de los servicios cuyos consumos punta conjuntos rondan los 30 m³/h. Siempre que la cogeneración “1” esté en funcionamiento el consumo de gas para exclusiva producción de ACS es mínimo, las calderas de condensación, un total de 4 en toda la fábrica, están esperando la señal de temperatura insuficiente para apoyar al circuito. Sin la producción de vapor y el calor de alta temperatura del motor de cogeneración se consumirían unos 1.000 kW extra de gas natural en abastecer esta demanda.
- **Aceite térmico:** Mediante dos calderas, de 700 y 1.000 kW respectivamente, se calienta aceite térmico que posteriormente, en un intercambiador de tubos y placas, calienta aceite para la fritura de determinados productos. A pesar de la elevada potencia de estas calderas, la producción en estas líneas ha disminuido y actualmente se consumen unos 300 kW para obtener aceite térmico a 250 °C.

- **Hornos:** Los hornos conforman la demanda más significativa de la fábrica (Ilustración 11 e Ilustración 12), prácticamente todos los productos se elaboran a partir de hornos, este consumo es el que más oscila en función de la producción, pero de lunes a sábado siempre se superan los 7.000 kW, siendo la media del consumo de gas asociado a hornos de 8.285 kW.

Así pues, se plantean dos posibles escenarios de consumo, una media de 12 MW mientras el motor esté en funcionamiento y un consumo equivalente a 11 MW en las contadas situaciones en las que la cogeneración “1” se encuentre en avería/mantenimiento.

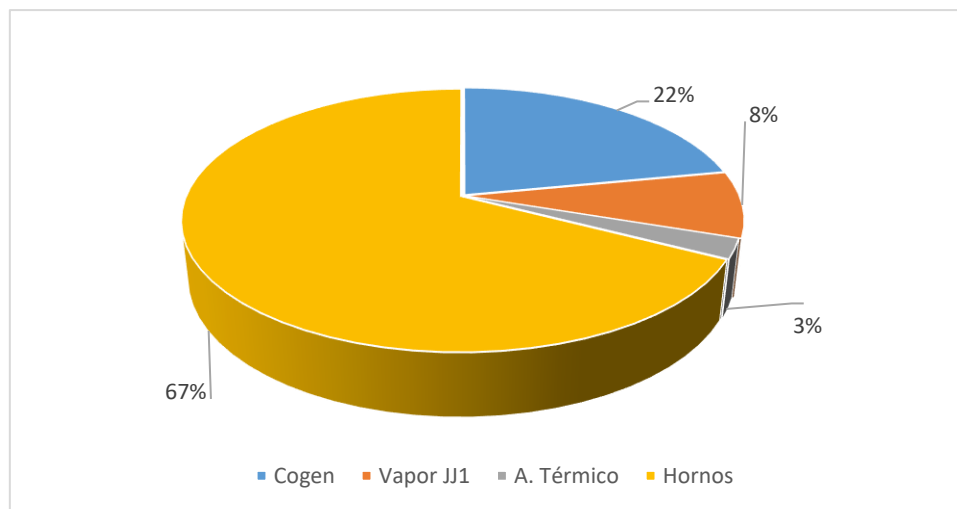


Ilustración 11: Consumo de gas natural en situación normal 12 MW

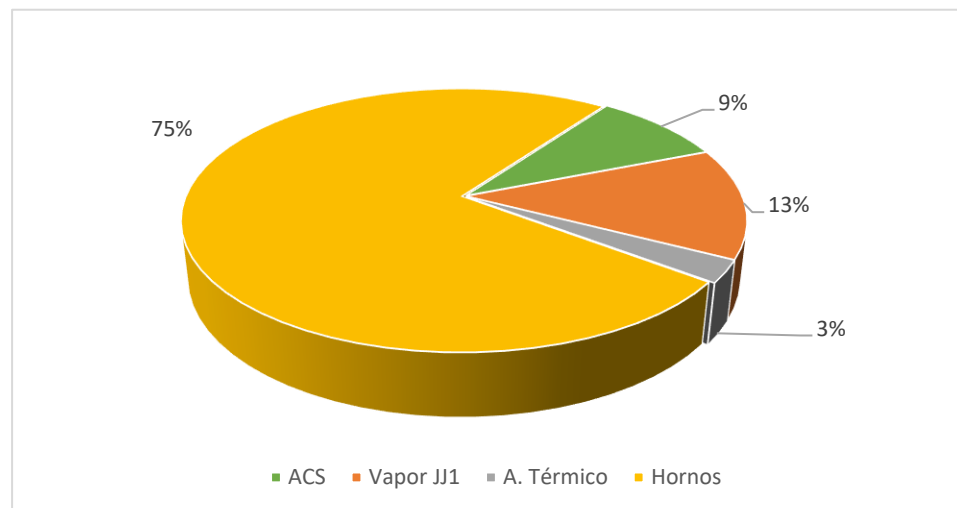


Ilustración 12: Consumo de gas natural en situación de avería/mantenimiento 11 MW

3.3. Consumo eléctrico

El consumo eléctrico es el principal responsable de que se plantee el presente proyecto ya que se necesita recibir más potencia y la distribuidora se niega a proporcionarla alegando que provocaría inestabilidades en la línea, a pesar de que en cierto porcentaje del tiempo se está trabajando por encima de la potencia contratada aún con el motor en marcha. Gracias al motor de cogeneración "1" se consiguió seguir con la planificación de ampliaciones pudiendo abastecer el aumento de la demanda eléctrica sin empeorar en cuanto a costes por excesos.

La fábrica tiene un contrato con tarifa 6.1 con 3.400 kW de potencia contratada en todos los periodos, pero la fábrica realmente consume mucho más. En la Ilustración 13 se muestra la distribución de la potencia consumida mediante una curva monótona en la que se representa el consumo real por un lado y la potencia autogenerada mediante el motor de cogeneración, el cuál funciona al 83% de su capacidad. Es imprescindible el funcionamiento de dicha instalación para incurrir en excesos de potencia durante "sólo" el **1.75%** del tiempo total puesto que en su ausencia se producirían sobrecostes derivados de excesos durante el **29.25%** del año.

El motor tiene un factor de utilización de aproximadamente el 95%, puesto que los mantenimientos/repificaciones programadas se realizan los días de bajo consumo térmico/eléctrico o en periodos en los que los costes de la electricidad son menores. Bien es cierto que, para el mantenimiento integral, el cual se ejecuta a las 20.000 horas de funcionamiento, se deben prever al menos 3 semanas de paro, por lo que el año en el que se programa dicho mantenimiento el factor de utilización disminuirá sustancialmente.

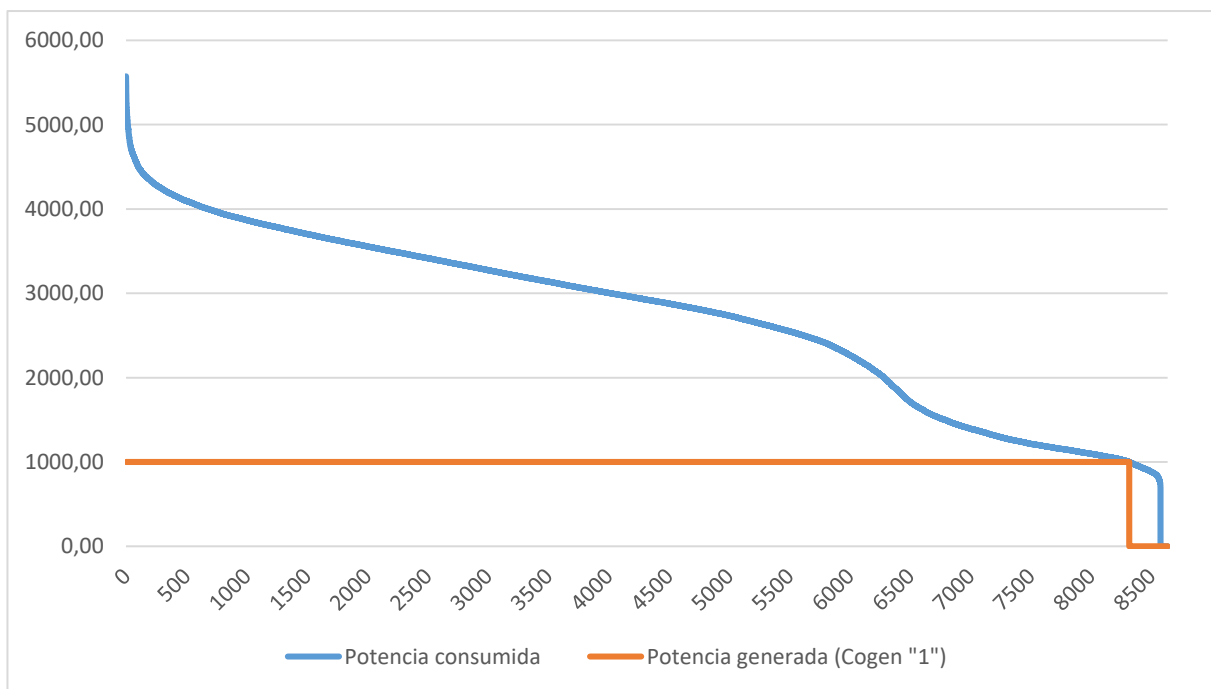


Ilustración 13: Curva monótona de potencia consumida (kW)

Así pues, con el motor funcionando en las condiciones comentadas, se tienen excesos durante un total de **153 horas**, mejor dicho, se producen durante 612 cuartos horarios según la factura, y la mayoría de esas horas se dan durante los meses de verano, en los cuales el consumo energético es significativamente superior (Ilustración 14) debido al empeoramiento del rendimiento de las máquinas enfriadoras, este empeoramiento está asociado al aumento de la temperatura de condensación por el hecho de ser las temperaturas ambientes notablemente mayores, con el consecuente aumento de la potencia absorbida por el compresor para alcanzar los nuevos puntos de trabajo. Así pues, en las horas centrales del día en temporada de verano aparecen la gran mayoría de periodos con excesos de potencia y se asocian directamente con la producción de frío.

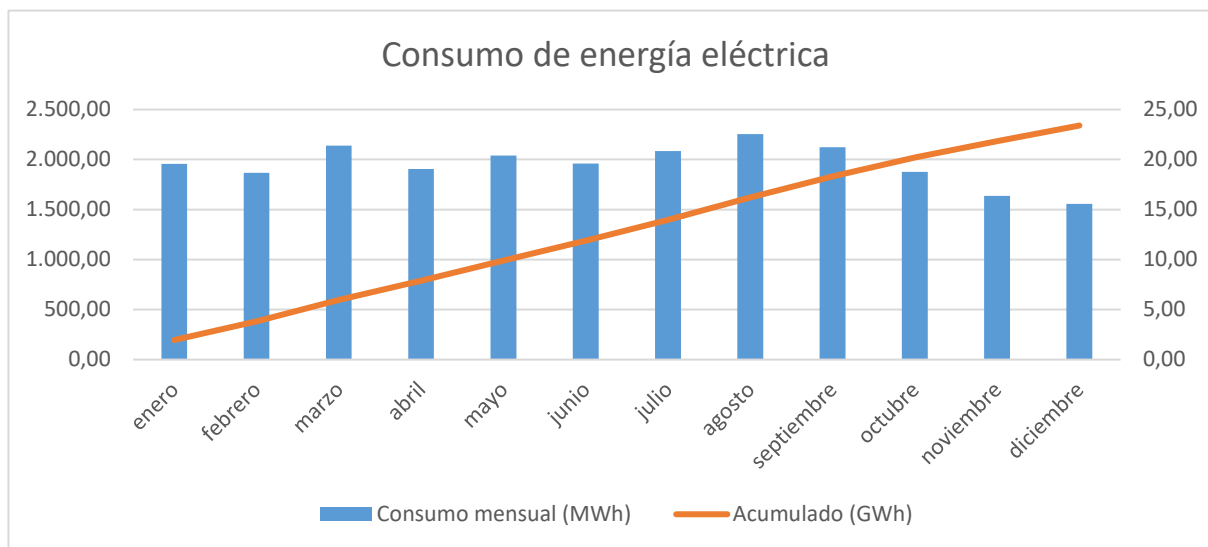


Ilustración 14: Consumo anual de electricidad

Una vez analizado el consumo desde el punto energético, se analizan los excesos en términos económicos, que en última instancia será uno de los factores determinante en la toma de decisiones. En primer lugar, se han obtenido los datos cuarto horario y analizando se han obtenido la cantidad de cuartos de hora en los que la empresa sufre penalizaciones (Ilustración 15).

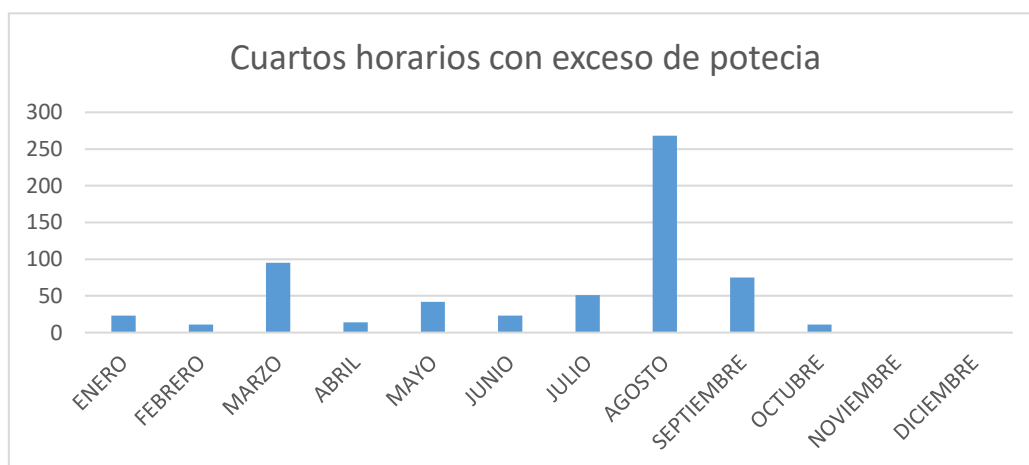


Ilustración 15: Cuarto horarios con penalización por exceso de potencia

Se aprecia una clara tendencia al exceso en los meses de verano, siendo agosto el mes más problemático con un **9.31%** del tiempo incurriendo en excesos, por otro lado, las tarifas de agosto son las más baratas del año por pertenecer todo el mes al periodo 6 de la tarifa 6.1.

La Ilustración 16 muestra los costes acumulados debidos a los excesos y su comportamiento a lo largo del año. Como se puede apreciar, el simple hecho de eliminar los excesos de potencia ahorraría a la compañía casi 122.000 €/año, valor que tenderá a crecer si la fábrica no opta por soluciones ajenas a la contratación de más potencia.

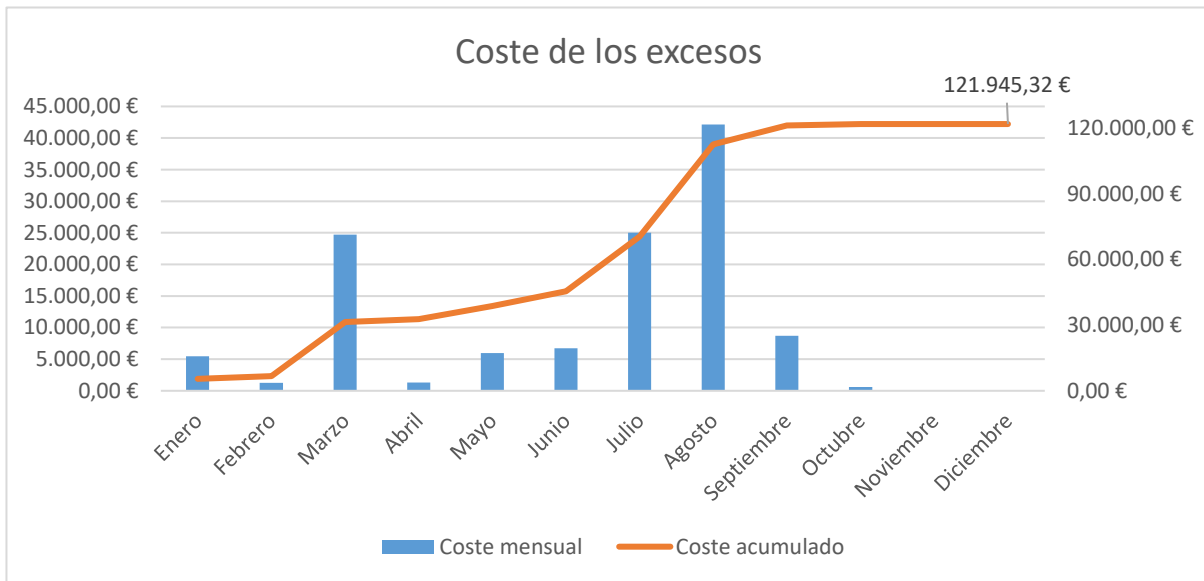


Ilustración 16: Evolución de costes asociados a excesos de potencia a lo largo del año

De nuevo, es de interés comentar que a estos costes habría que sumarles la pérdida de producto/producción durante los cortes de luz, también mucho más recurrentes en verano. Para tener un orden de magnitud, en una hora se producen 50.000 magdalenas, siendo sólo una de las líneas, con un valor de mercado de 22 céntimos/ud equivalentes a una facturación de alrededor de 10.000 €, aun así, no se tiene la suficiente información para estimar las pérdidas producidas por los cortes (se deberían conocer los márgenes, pero se sabe que los costes no son para nada despreciables) por lo que el alcance del estudio de costes asociados a excesos se ceñirá al aspecto energético.

3.4. Oportunismo

Llegado el problema a este punto la distribuidora eléctrica proponía un proyecto de ampliación del tendido eléctrico que consistía en llevar la red de distribución desde Oliva (Valencia) hasta Villalonga, pero financiado por la empresa, la cual se negó rotundamente a pagar los más de 10 millones de euros en que se presupuestaba la línea (sin tener en cuenta la cantidad de trámites a elaborar para con cada municipio por el que pasara la línea, expropiaciones, etc..). Tras varios años de dudas acerca del futuro de la estabilidad eléctrica de la fábrica aparece una oportunidad fascinante que el departamento de mantenimiento no deja pasar.

Finanzauto (distribuidor oficial de Caterpillar en España), compañía con la que la empresa tiene una estrecha relación comercial, debido a que se le han comprado 10 grupos electrógenos sólo en esta fábrica y el motor “Cogeneración 1”, informa de que uno de sus clientes quiere deshacerse de un motor de combustión interna de 2.000 kW_e (G3516 H NL) debido a que ha entrado en pérdidas y van a terminar con su actividad comercial.

Tras varios acuerdos, con el grupo Finanzauto de por medio, la empresa vendedora decide ofertar el motor por 690.000 € (IVA incluido) junto con algunos equipos auxiliares (Ilustración 17). Al volver a la Tabla 1: Características generales de tecnologías de cogeneración, se observa que este precio (300 €/kW), teniendo la fábrica la necesidad imperiosa de generar energía, es “un regalo”. En los documentos se establece una garantía de 12 meses desde la puesta en marcha o de 18 meses desde la adquisición.

Así pues, la empresa ve la oportunidad de negocio y se informa a diferentes departamentos del nacimiento de un proyecto a gran escala en cualquiera de las disciplinas que se llevan a cabo a nivel de proyectos (instalaciones, usos del calor, edificio técnico para albergar el motor/generador y, muy importante, la situación de la normativa para con la generación de energía de alta eficiencia en España).

Atendiendo su solicitud, tenemos mucho gusto en pasarles nuestra mejor oferta vinculante sobre 1 (UN) Grupo Generador de gas natural CATERPILLAR:

MODELO: 1 (UN) × G3516H NL (2.000 kW_e, 2.500 kVA, f.p.=0,8, 400 Vac, 50 Hz, 1.500 rpm, Servicio Continuo), Incluyendo:

- Conjunto motor-generador.
- Panel de control EMCP 4.3 con Indicadores de medida y alarmas.
- Silenciador de escape del tipo de absorción de atenuación 40 dB(A) (suministro suelto).
- Catalizador de reducción de CO (suministro suelto).
- Rampa de gas (suministro suelto).
- Baterías de arranque, tacos antivibratorios.
- Cuadro de control y sincronismo sin incluir fuerza para servicio en cogeneración acoplado con red (suministro suelto),

según el alcance de suministro adjunto.

Excluido instalación en su totalidad y todo aquello que no esté contemplado en esta oferta.

PRECIO NETO TOTAL: // 570.000 // Euros.

PLAZO DE ENTREGA: 25 semanas aproximadamente, a partir de la recepción de su pedido en firme.

FORMA DE PAGO: En los siguientes hitos:

- 40% al contado mediante transferencia (CAIXABANK IBAN: ES20 [REDACTED]).
- 40% mediante confirming vencimiento 30 días f.f. a la confirmación de grupo generador disponible para enviar.
- 20% mediante confirming vencimiento 30 días f.f. a la puesta en marcha (máximo 3 meses desde hito anterior).

TRANSPORTE: El precio indicado es CIP “Villalonga, Valencia” Incoterms 2010.

PUESTA EN MARCHA: Incluida.

IVA: No incluido, 21%.

VALIDEZ DE LA OFERTA: 15 días.

GARANTIA: De acuerdo a lo indicado en el apartado “General” del “Alcance de Suministro”.

Ilustración 17: Oferta real del conjunto motor-generador

3.5. Características de motor

A continuación, se muestran las características del motor adquirido más relevantes para el diseño de los diferentes aprovechamientos de calor (Ilustración 18), las cuales definirán el tamaño de la caldera de recuperación, el tamaño de los intercambiadores y el de los circuitos en apartados posteriores.

Es importante remarcar que estos datos dan un orden de magnitud, pero exigen un tratamiento más exhaustivo, puesto que se dan para condiciones determinadas, las cuáles suelen alejarse de la configuración y prestaciones finales, por ejemplo: los datos se dan para una temperatura ambiente de 25°C, siendo esta temperatura complicada de alcanzar en verano, incluso mediante ventilación forzada en el habitáculo del motor.

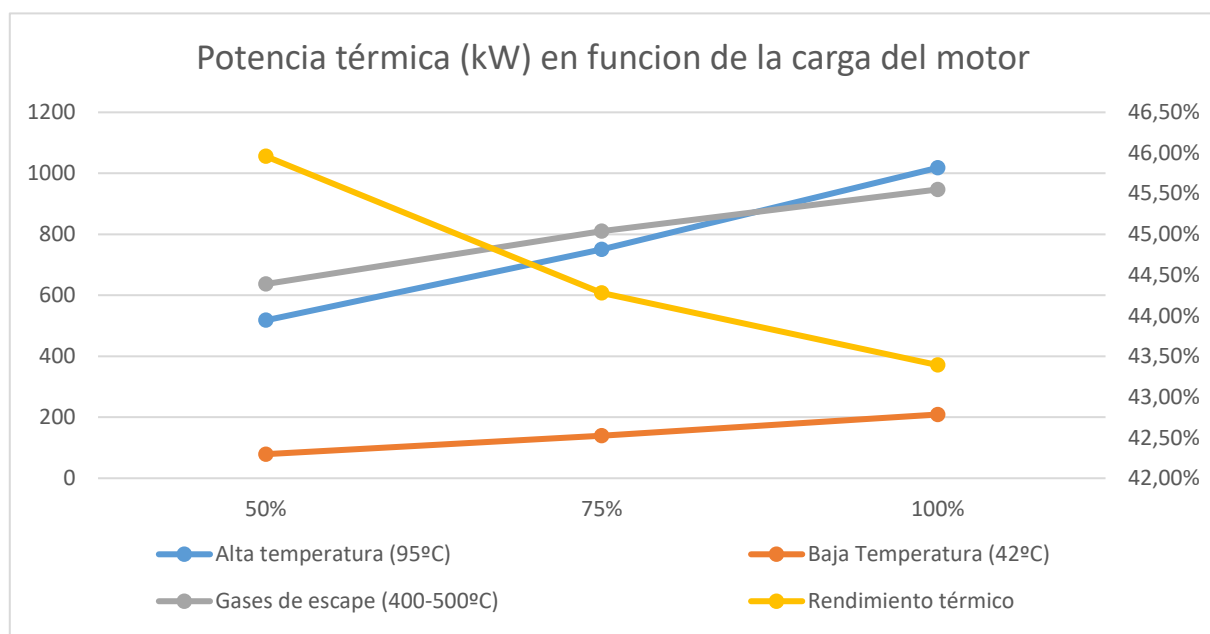


Ilustración 18: Potencia térmica aprovechable y rendimiento térmico en función de la carga

El rendimiento térmico disminuye con la carga del motor, debido a que la temperatura de los gases de escape es mayor a bajas cargas. Este fenómeno se debe al desempeño del turbogrupo cuando varía la carga: a menores cargas la temperatura de escape (antes del turbo) son similares, pero el caudal másico, como es de sentido común, disminuye. Al circular menor caudal por el turbogrupo este girará más lento, alcanzando menor relación de compresión y por tanto realizando menos trabajo. Al realizar menor trabajo de expansión mayor cantidad de energía permanece en los gases de escape, y es en forma de temperatura.

La Ilustración 19 muestra la potencia tanto consumida (PCI) como aprovechable en los gases de escape, se puede apreciar cualitativamente que el consumo aumenta con una pendiente mucho mayor que la potencia disponible en el escape. Esta es la razón del comportamiento tan poco intuitivo del rendimiento térmico en función de la carga.

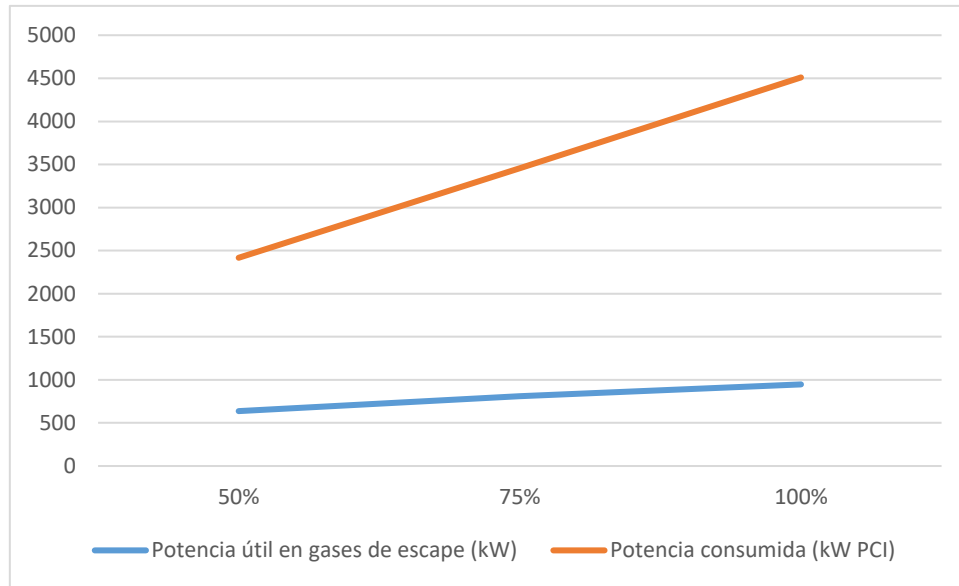


Ilustración 19: Comportamiento Potencia GE/Potencia consumida (PCI)

Por otra parte, el rendimiento eléctrico tiene un comportamiento más intuitivo (Ilustración 20), ya que la potencia desarrollada en el eje del motor, mediante un alternador de rendimientos elevado (~95%), es transformada en potencia eléctrica en baja tensión (400 V AC). Esta potencia se elevará a 20 kV mediante un transformador de 3.200 kVA, cuyo tamaño se seleccionó previendo conectar también 200 kW de fotovoltaica que actualmente se encuentran alimentando un compresor en modo isla, y se distribuye por la fábrica hasta los diferentes transformadores de menor tamaño que disminuyen la tensión de nuevo a 400 V para alimentar los consumos finales.

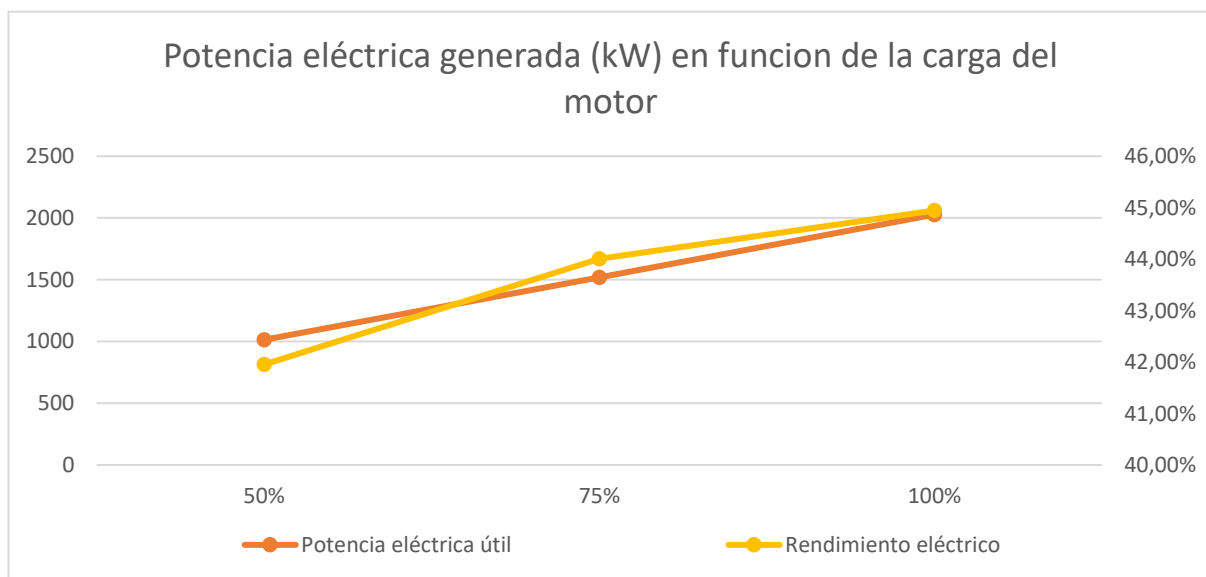


Ilustración 20: Potencia eléctrica y rendimiento en función de la carga

3.6. Desempeño

En esta sección se hará el análisis económico del desempeño de la nueva “Cogeneración 2”, siendo el análisis solamente energético, es decir, cuánto se ahorrará en términos energéticos tras instalar la nueva central. Una vez más se recuerda la importancia del consumo eléctrico, y es por ello que se optará por una estrategia de seguimiento de la demanda eléctrica, tratando de utilizar al máximo el nuevo motor puesto que tiene mejores rendimientos eléctricos (para diferentes cargas) que el motor “Cogeneración 1”. De esta manera se proyecta un escalonamiento tal como el mostrado en la Tabla 3, en el cual el CAT 2 funcionará al 100% durante el 71.73% del tiempo y solamente en el intervalo 2.000-1.000 modulará en función de la demanda (23.21% del tiempo), al igual que el CAT 1 en el intervalo 3.000-2.000. Cualquier situación por encima de los 3.000 kW se abastecerá con los dos motores funcionando al máximo y con el respaldo de la red. El factor de utilización de cada uno de los motores es: el motor **CAT 2 (2 MW_e) trabajará un 94.94% del tiempo** y el **CAT 1 (1MW_e) trabajará un 71.73%**.

Tabla 3: Escalonamiento del funcionamiento de la central de cogeneración

Escalones	Horas totales	Porcentaje del tiempo	USOS
>5.000	14,75	0,17%	CAT 2 + CAT 1 + RED
5.000-4.000	668,5	7,63%	CAT 2 + CAT 1 + RED
4.000-3.000	3.336,25	38,09%	CAT 2 + CAT 1 + RED
3.000-2.000	2.264,25	25,85%	CAT 2 + CAT 1
2.000-1.000	2.033,25	23,21%	CAT 2
1.000-0	443	5,06%	RED

Por otra parte, las horas por debajo de 1.000 kW_e ninguno de los motores estará en funcionamiento, no por no poder modular el funcionamiento del motor 1, si no por la falta de demanda térmica. El funcionamiento sin demanda térmica penaliza el REE en dichos períodos y, finalmente, el REE global afectando negativamente a los parámetros exigidos por la normativa.

3.6.1. Energía eléctrica

Los costes eléctricos son enormes, hasta el momento sólo se han cuantificado el coste asociado a excesos de potencia (Ilustración 16). Una vez más, se remarca la importancia de la estabilidad de la red eléctrica, cuyos cortes no se pueden cuantificar correctamente por falta de datos por parte de producción.

Así pues, a partir de los datos cuarto-horarios de 2.018, se elabora la Ilustración 21 en la cual se muestra el peso de los diferentes términos que componen la factura. El término de energía es considerablemente grande (**59.7% del total**) con lo que, teniendo en cuenta que el término de potencia no cambiará, el peso de la energía sobre el coste total disminuirá en gran medida. El coste anual (2018) de la energía eléctrica asciende a **2.589.500,95 €**.

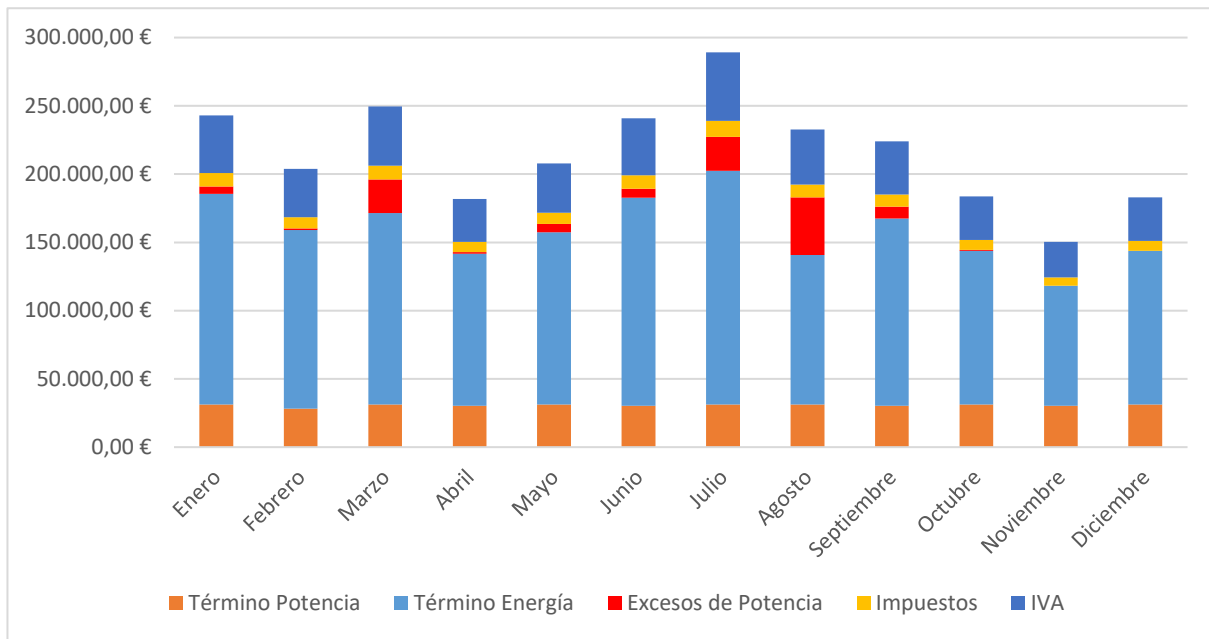


Ilustración 21: Coste desglosado de la electricidad mes a mes (Situación sin cogeneración 2)

Mediante el tratamiento de los datos a partir de los cuales se ha elaborado el estudio económico se obtiene un modelo para la misma situación, pero con 2.000 kW_e de autoconsumo sin reducir la potencia contratada, eliminando los excesos (Ilustración 22). Como era de esperar, el término de energía disminuye drásticamente al reducir en un máximo de 2.000 kWh el consumo de cada hora y con él los costes porcentuales asociados a los impuestos/IVA.

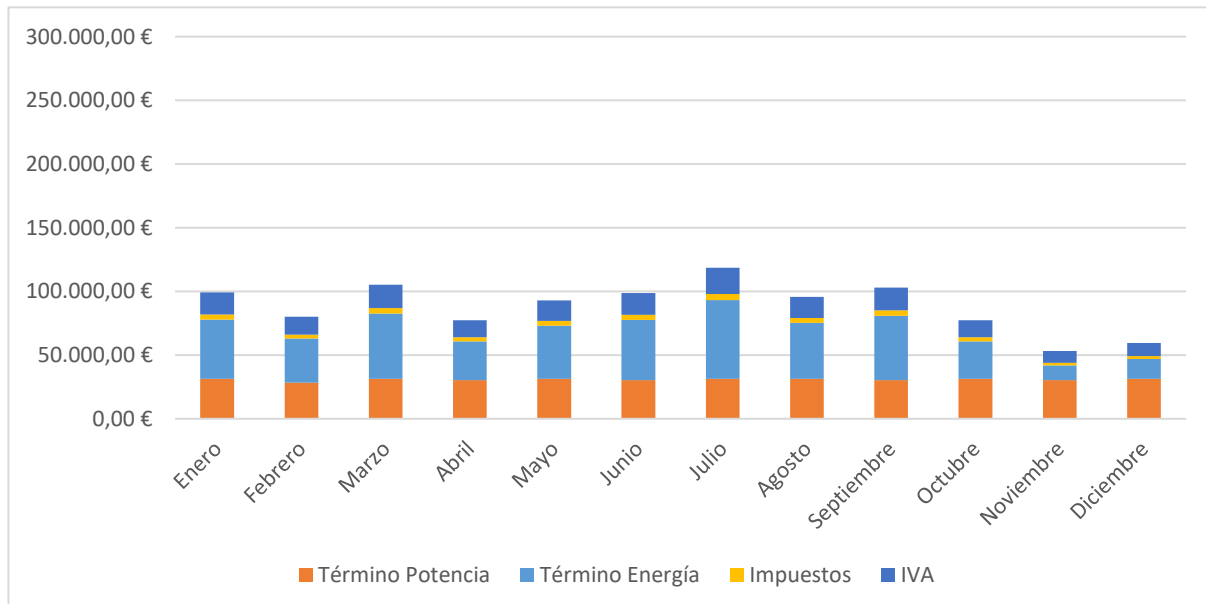


Ilustración 22: Cose desglosado de la electricidad mes a mes (Situación con cogeneración 2)

Resumiendo, los ahorros en energía eléctrica son enormes, mayores cuantos más excesos se producen el mes analizado. El ahorro en términos de energía eléctrica asciende a **1.528.688,14 €**, consiguiendo ahorrar un **59.03%**. Así pues, los nuevos costes serían de **1.110.919,94 €**.

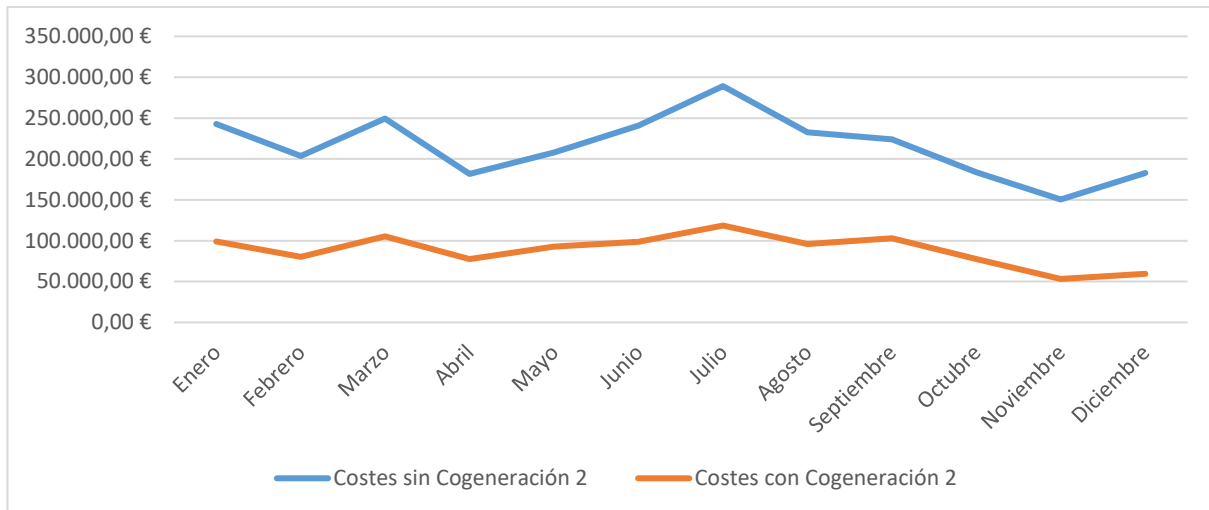


Ilustración 23: Comparativa mes a mes de los costes eléctricos

3.6.2. Energía térmica

Para analizar los costes asociados al gas natural consideraremos la situación en la que más se gasta, es decir con la cogeneración 1 en funcionamiento continuo (Ilustración 11) que es la situación más habitual en la actualidad (factor de utilización del 95%). Así pues, el consumo medio de gas actual ronda los 9.000 MWh/mes, de los cuales el 21.98% están asociados al consumo del motor “Cogeneración 1”, 1.978,2 MWh mensuales (225-230 m³/h). A partir de la Ilustración 10 se elabora la Ilustración 24, que representa los costes del consumo de gas. Se desprecia el coste del alquiler de la unidad remota.

La tarifa de acceso es la 2.4, con término fijo contratado de 260.000 kWh. En cuanto al impuesto especial sobre hidrocarburos, se aplicaba de dos modos diferentes:

- “Gas natural destinado a usos con fines profesionales siempre y cuando no se utilicen en procesos de cogeneración y generación directa o indirecta de energía eléctrica: 0,15 €/Gj.” (Epígrafe 1.10.2, Impuestos especiales BOE, Referencia 8).
- “Gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios: 0,65 €/Gj.” (Epígrafe 1.10.1, Impuestos especiales BOE, Referencia 8).

Así pues, previa aparición del nuevo RD-Ley 15/2.018, los impuestos se aplicaban a cada porcentaje del consumo en función de su uso, a la parte de cogeneración se le aplicaba el 0,65 €/Gj mientras que al resto de consumo de gas se le aplicaba el 0,15 €/Gj.

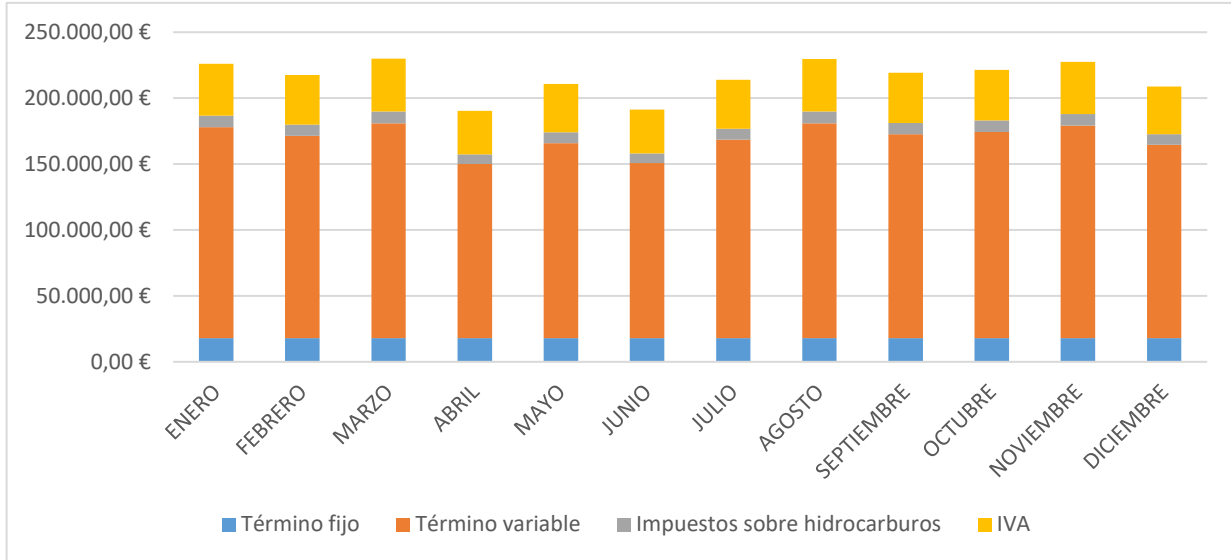


Ilustración 24: Costes asociados a consumo de gas natural tradicional

Conocidos los costes previa instalación de la central de cogeneración, el nuevo modelo supondrá eliminar el consumo de las calderas de vapor ya que dicho vapor se producirá a partir de los gases de escape en una caldera de recuperación. Los demás consumos, como aceite térmico o hornos, no pueden sustituirse por calor útil producido en la cogeneración.

Por otra parte, el circuito de recuperación de calor recibirá potencia por parte tanto de la “Cogeneración 1” como de la “Cogeneración 2”, preferiblemente de la “2” que tendrá mayor factor de utilización. En este aspecto la fábrica irá muy sobrada de potencia térmica pero no por mucho tiempo, puesto que la planta aumenta de tamaño a razón de 2 líneas/año, con lo que aumentará el consumo de agua caliente para procesos CIP. Incluso con un aumento significativo del consumo, en algunos momentos se deberá disipar al ambiente el calor del circuito de alta temperatura mediante aerorefrigeradores/torres de refrigeración por falta de demanda.

En un día laboral habitual, en el cual **ambos motores estarán a plena potencia** funcionando bajo demanda eléctrica, la potencia de gas natural consumida estará distribuida como se muestra en la Ilustración 25:

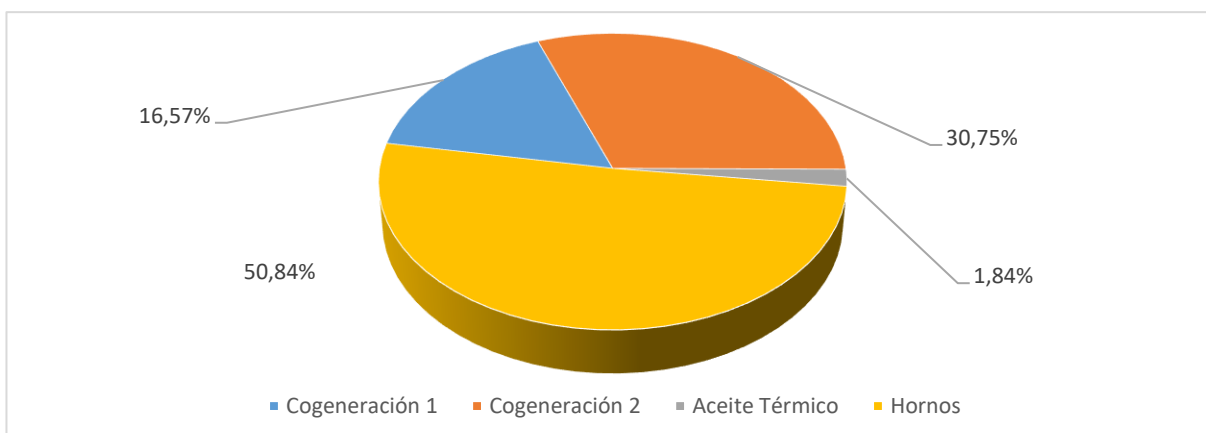


Ilustración 25: Distribución del consumo de gas natural tras la puesta en marcha de la “Cogeneración 2”

Así pues, se cuantifican los costes asociados a este consumo, corrigiendo el consumo de la Ilustración 10 de la misma manera que lo ha hecho la potencia, manteniendo el comportamiento pero aumentando en un **32.64%** con un pequeño detalle, se minorra el consumo de potencia media en la “Cogeneración 1” debido al descenso previsto de su factor de utilización (El consumo de gas natural se minorra un **4.68%**, este fenómeno no afecta a los costes de término fijo e impuestos).

Los costes asociados a impuestos sobre los hidrocarburos descenderán a pesar del aumento del consumo, puesto que la parte de gas que se utilizaba para producción de vapor (“uso con fin profesional”) pasa a formar parte del gas consumido en cogeneración, exenta de este tipo de impuesto gracias a la nueva legislación a parte del propio consumo del motor, sobre el cuál no se aplicará más el impuesto sobre hidrocarburos. Es de esperar que la empresa aumente la parte del término fijo en la factura, por lo que se considera un aumento en el mismo orden de magnitud que el de la potencia consumida.

Finalmente se espera un aumento del **23.9% (618.681,83 €)** en los costes, cuyo nuevo valor asciende hasta **3.207.220,01 €**, la previsión mensual de estos costes se muestra en la Ilustración 26.

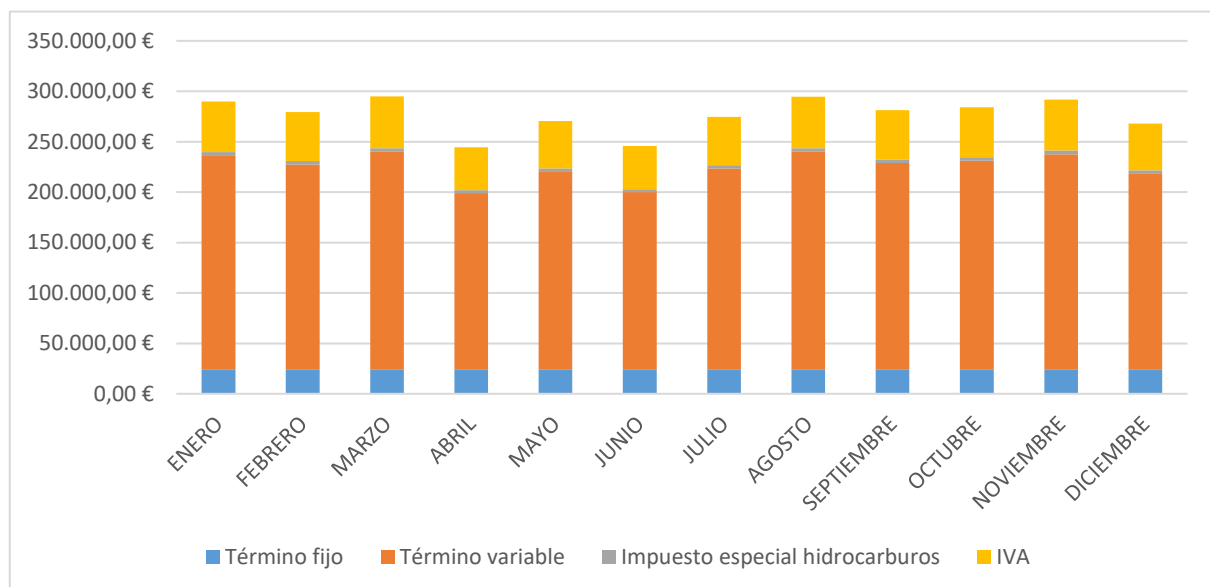


Ilustración 26: Costes de gas natural previstos tras la puesta en marcha de la "Cogeneración 2"

3.6.3. Resumen costes energéticos

Finalmente, tras el análisis del coste de cada una de las fuentes de energía, se ha hecho un resumen de ambas. Se obtiene un ahorro enorme como se muestra en la Tabla 4, debido principalmente a la disminución del término de energía en la factura eléctrica (Tabla 18).

Es intención de la empresa contratar los servicios integrales de mantenimiento ofertados por Finanzauto, puesto que obtener ciertos recambios puede ser tedioso y prolongar demasiado las paradas no planificadas, incurriendo en sobrecostes de aproximadamente **2.450 €** al día.

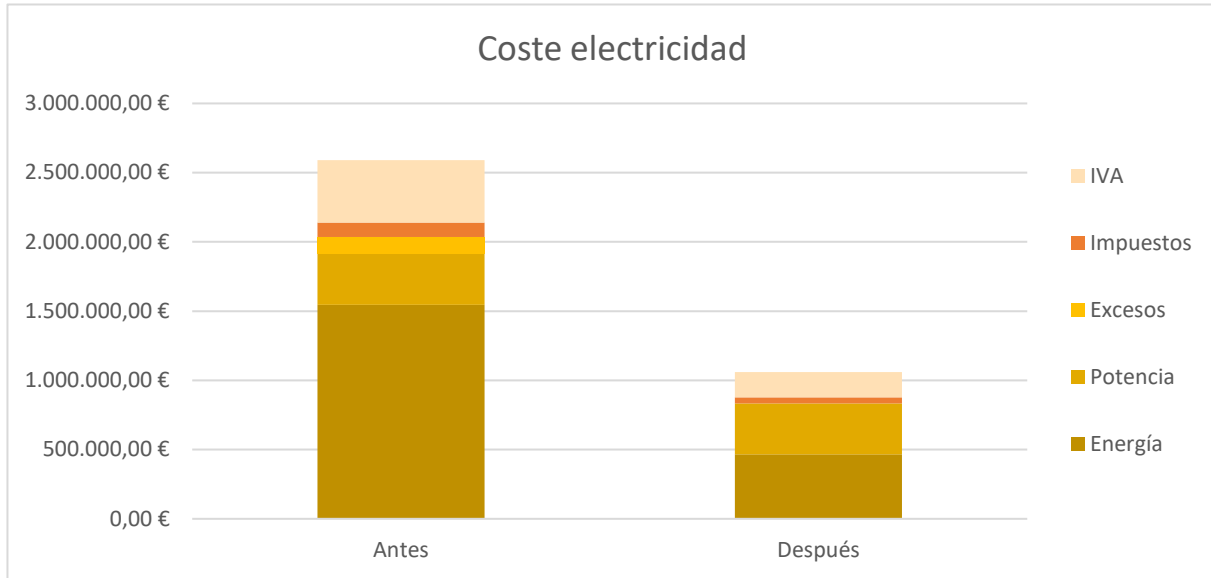


Ilustración 28: Comparativa costes electricidad

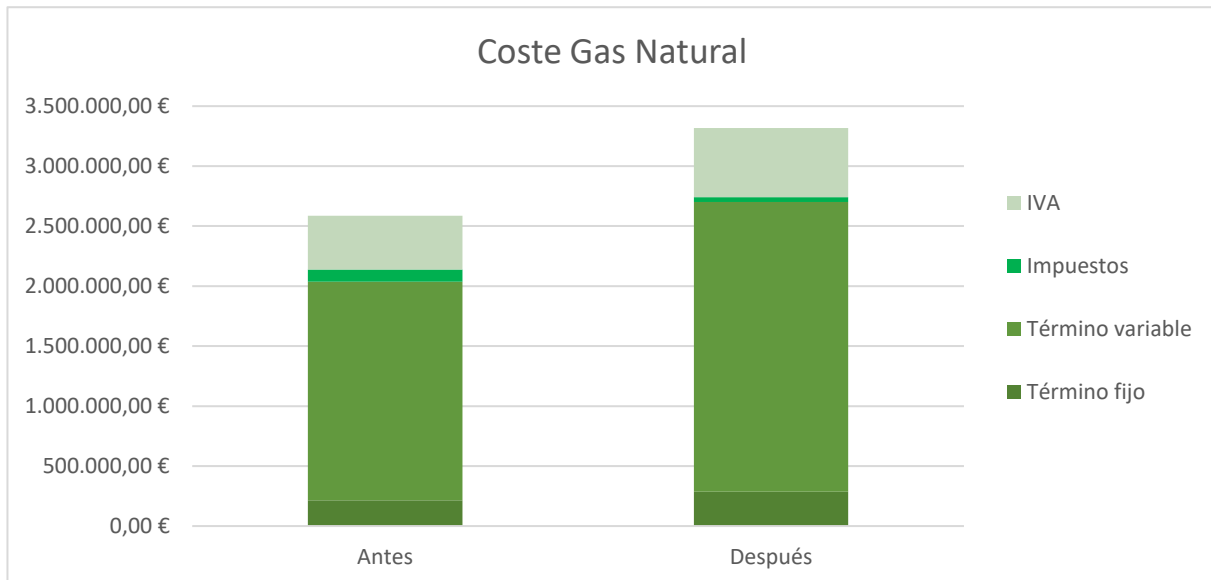


Ilustración 27: Comparativa costes gas natural

De nuevo, se remarca que este ahorro es solamente energético, al que todavía hay que restar toda la obra civil que ha de ejecutarse junto con los costes del propio motor y el coste del mantenimiento anual ofertados por Finanzauto (Caterpillar), el cual por si solo ronda los **100.000 €**.

Tabla 4: Costes antes/después energéticos

	Antes	Después	Ahorro
Electricidad	2.589.500,95 €	1.110.919,94 €	1.478.581,02 €
Gas natural	2.589.558,97 €	3.207.220,01 €	-617.661,04 €
Balance económico energía	5.179.059,93 €	4.318.139,95 €	860.919,98 €

3.6.4. Parámetros representativos

Para finalizar con la justificación del proyecto se muestran algunos de los parámetros más relevantes en la cogeneración, algunos de los cuales tienen relevancia para con la administración como pueda ser el Ahorro de energía primaria o “PES”, parámetro legal empleado para otorgar la condición de “Cogeneración de alta eficiencia y el Rendimiento eléctrico equivalente o “REE”, que otorga la condición de autogenerador. Ambos parámetros se han comentado en el apartado “Marco legislativo”.

Como único matiz, el rendimiento térmico de cálculo es menor que el nominal del motor, puesto que el circuito de baja temperatura no va a ser aprovechado a priori, perdiendo alrededor de 200 kW_t aprovechables, y haciendo a dicho rendimiento térmico disminuir del 43,39% al 39,20%, penalizando en pequeña medida ambos parámetros, los cuales se muestran a continuación:

- $REE = 78,31\%$

Superando el 55% exigido por el Real Decreto 661/2007 (Tabla 2) para Gas natural y GLP en motores térmicos y, en consecuencia, otorgando a la empresa la condición de autogenerador.

- $PES = 21,51\%$

Que nuevamente supera el valor marcado del 10% de ahorro de energía primaria, otorgando también la condición de cogeneración de alta eficiencia.

Teniendo en cuenta el empeoramiento del rendimiento térmico debido al no aprovechamiento del circuito de baja temperatura el rendimiento global del motor disminuye un poco, para finalmente quedarse en:

- $\eta_g = 84,14\%$

4.- Implantación

La instalación completa pasa por diversas operaciones hasta la puesta en marcha, algunas se pueden hacer simultáneamente y durante horas productivas, mientras que otras operaciones tendrán que planificarse para domingos. Algunas operaciones exigirán que producción pare, puesto que las subcontratas necesarias no trabajarán en domingo, por ejemplo: la grúa que descargará el motor no trabaja en domingos y el lugar en el que se emplazará no permitirá el paso de carretillas elevadoras durante horario de producción, por lo que el transporte de cubas de chocolate deberá parar esas horas.

4.1. Ubicación y descarga

En los primeros pasos que dio este proyecto se pretendía construir un edificio técnico de cero, puesto que había cierta incertidumbre con respecto al peaje de respaldo que la normativa exigía pagar por la conexión en paralelo, por lo que se pretendía crear un edificio cuyo consumo se abasteciese con el propio motor “Cogeneración 2”. Tras unas semanas de consultas y asesorías sobre el nuevo Real Decreto-ley 15/2018 y con la información bien asimilada se decide ubicar dicho motor junto con el “Cogeneración 1” aprovechando que existen dos salas colindantes preparadas para las calderas de recuperación y para un nuevo transformador (Ilustración 29).

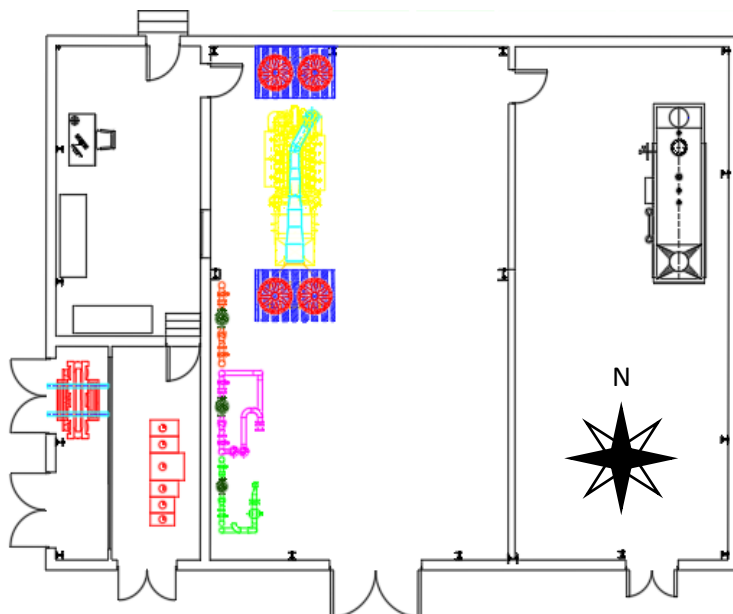


Ilustración 29: Sala Cogeneración

En la Ilustración 29 se muestra la disposición actual del motor “Cogeneración 1” y sus auxiliares asociados: en la sala noroeste se encuentran los cuadros de control y potencia, este último se conecta por vía subterránea con la sala sudoeste, en la cual se encuentran los transformadores junto con los centros de seccionamiento, medida y demás aparamenta. Por otro lado, la sala central es la principal, donde se encuentra el motor junto con todos los circuitos hidráulicos y sus bombas asociadas y, por último, en la sala este se encuentra la caldera de recuperación. Los tubos y conducciones en altura no están representados para una mejor visualización de la distribución de los equipos en planta.

Todos los lados excepto el este se encuentran demasiado cerca de otras edificaciones pertenecientes a la propia empresa. A pesar de estar el lado este libre (6 metros hasta el edificio anexo) no existe ninguna puerta ni acceso.

En la sala este (caldera de recuperación) existe una apertura cumpliendo con el Reglamento de equipos a presión que especifica: “el techo del recinto debe ser de construcción ligera con una superficie mínima del 25% del total de la sala...” (Artículo 6, Condiciones de emplazamiento para calderas de Clase segunda, d.2, Real Decreto 2060/2008). La apertura en cuestión mide 8.1 metros de larga y 4.64 de ancha, una superficie total de 37.6 m². El motor “Cogeneración 2” tiene las dimensiones mostradas en la Ilustración 30 y un peso de aproximadamente 16 toneladas:

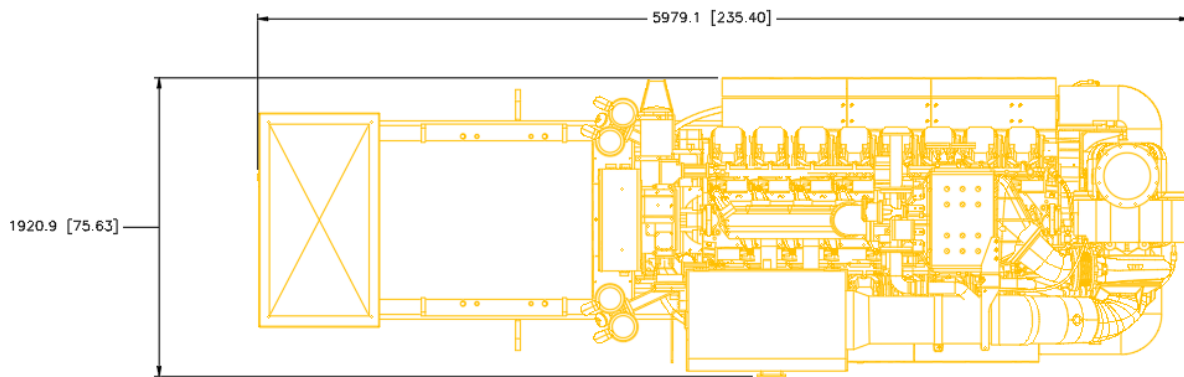


Ilustración 30: Dimensiones Cogeneración 2

Se decide que el motor estará ubicado al lado del otro, del mismo modo que lo hará la caldera en su correspondiente sala. Así pues, decidida la ubicación del motor se empieza a plantear su introducción, la cual exigirá al menos derribar alguno de los muros.

Frente a la dificultad para introducir el motor por los estrechos huecos entre edificios se decide que se introducirá mediante una grúa por la claraboya anteriormente mencionada (Ilustración 31 e Ilustración 32 Ilustración 32), la cual se destapará fácilmente ya que está conformada por una plancha de metacrilato. Estando el muro que separa calderas de motores **derrumbado** se espera al motor con tanquetas de 4 toneladas, proporcionadas por la empresa encargada del transporte del motor. Una vez descargado el motor sobre las tanquetas (Ilustración 33) se realizará el movimiento de traslación hasta la ubicación final mediante una carretilla diésel, encargada de empujar junto con un equipo de personas orientándola.



Ilustración 31: Descarga del motor

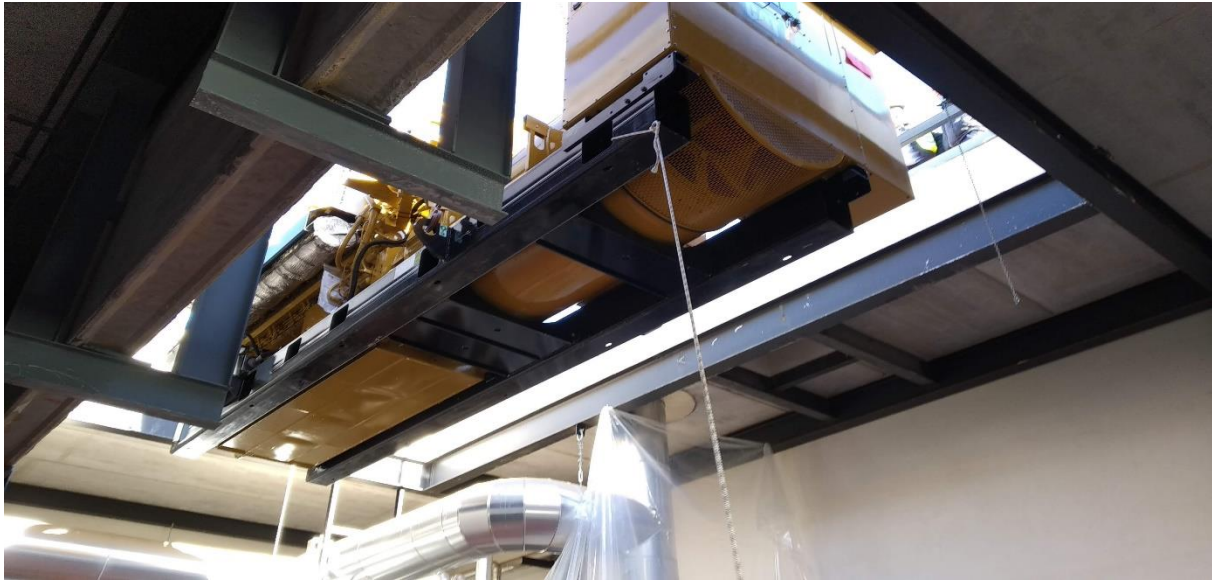


Ilustración 32: Introducción por claraboya



Ilustración 33: Reposo sobre tanquetas

Tras conseguir tener el motor apoyado se procede a su emplazamiento, cuya descarga se ejecutó mediante el levantamiento leve del motor en cada uno de sus puntos de apoyo y sustituyendo la tanqueta por un “Silent Block”, dispositivo encargado de amortiguar las vibraciones transmitidas hacia el suelo y por tanto provocando menores tensiones sobre el hormigón. Los costes de la descarga y la obra se recogen en el presupuesto (Tabla 9 y Tabla 10).

La ubicación del motor está premeditada y se muestra en el *Plano 3* Las premisas utilizadas al decidir su emplazamiento exacto fueron:

- Tener espacio suficiente a ambos lados del motor como para que quepa una carretilla elevadora por los pasillos, ya que los técnicos de Finanzauto sugieren que para los mantenimientos en los cuáles haya que desmontar el turbogruppo o el postenfriador se necesita elevación asistida. Para el resto de equipos (bombas, intercambiador, válvula de 3 vías) con una transpaleta manual será suficiente.
- El motor debe decalarse unos metros hacia el sur (no estarán ambos en paralelo), puesto que el escape del primero sale del motor en perpendicular, cruzando la sala y complicando la salida del escape de la Cogeneración 2 en caso de estar ambos en paralelo. Así pues, a diferencia del primero, el escape del segundo motor discurrirá longitudinalmente. Realmente el tramo longitudinal será el silenciador del escape, seguido del catalizador de partículas que posteriormente con un codo de 90º cruzará a la sala de calderas para atacar directamente la caldera de recuperación.
- El sentido del motor (aspira desde el lado sur) se selecciona aprovechando el flujo de aire provocado por la disposición de la ventilación, aspira desde sur y extrae por el norte. La ventilación está sobredimensionada en gran medida, debido a las altísimas temperaturas que se alcanzan en verano en el interior de la sala. Se plantearán las necesidades de ventilación y se actuará en consecuencia.

Emplazado el motor se procede a la obtención de los diferentes auxiliares. Se debe pedir el presupuesto de algunos equipos con tiempo (caldera de recuperación), puesto que debe aceptarse y posteriormente fabricarse bajo demanda, y este proceso puede alargarse en el tiempo si no se planifica con antelación.

4.2. Caldera de recuperación

El motor “Cogeneración 2” expulsará entre 5.151-10.406 kg/h de gases de escape, a una temperatura de 501-416 °C respectivamente, estos valores dependen del grado de carga y, como se muestra en la Tabla 3, el motor no funcionará por debajo del 50%. Así pues, se pide presupuesto a “Talleres Herdaco S.L.”, empresa que desempeña gran variedad de labores en todas las fábricas de la empresa. Finalmente, pese a ser presupuestada por Herdaco, el fabricante es “RCB Calderas de vapor”.

Entre varias ofertas, se decide optar por una caldera tradicional (sin quemador adicional) pirotubular con un solo paso de gases, con **economizador** a la salida para precalentar el agua de entrada. A pesar de que la caldera se alimentará desde un depósito de condensados que ronda los 85 °C en cualquier momento todo grado que se pueda subir de manera “gratuita” es susceptible de ser aprovechado. Se requiere una calidad de agua con las características que se muestran en la Tabla 5, valores que se recogen en la Norma UNE EN-12953-10 (“Calidad del agua de calderas pirotubulares”). Estos valores ayudan, por un lado, a minimizar la corrosión y las incrustaciones (pH) y por otro a minimizar la formación de espuma en la lámina de agua que provoque posibles arrastres de líquido (conductividad y presión de servicio). No se especifica, pero la dureza del agua también se controlará.

Tabla 5: Calidad del agua de caldera (Norma UNE EN-12953-10)

Parámetro	Agua alimentación con conductividad >30 $\mu\text{S}/\text{cm}$
Presión de servicio (bar)	> 0.5-20
Conductividad a 25°C ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	<6000*
pH a 25°C	10,5-12

*El valor de conductividad con recalentador será el 50% del indicado

Se trata de una caldera de Clase 2 (calderas pirotubulares: $P_{ms} \cdot V_t > 15.000$) diseñada para 10.400 kg/h de gases, capaz de producir casi 1.180 kg/h de vapor a 7 bar. La potencia recuperada total ronda los 800 kW ya que la caldera consigue disminuir la temperatura de los gases hasta los 200°C mientras que la hoja de características del motor considera una diferencia de temperatura hasta los 120°C.

Estos 800 kW se transforman en potencia útil con un rendimiento del **98.6%**, aprovechando unos 700 kW en el evaporador y otros 100 kW en el precalentamiento del agua.

Así pues, la demanda mínima de la fábrica podrá ser abastecida por esta caldera en condiciones normales. La producción conjunta de ambas calderas de recuperación ("Cogen 1" + "Cogen 2") será capaz de abastecer casi toda la demanda. Al igual que el motor, la opción más razonable para la introducción de la caldera en el edificio técnico será por la claraboya en cubierta de la propia sala de calderas. Esta caldera, con dimensiones operativas de 5.700 x 1.921 mm se colocará en espejo a la asociada a la "Cogeneración 1", de manera que las tubuladuras saldrán hacia el sur de la sala en los mantenimientos que requieran la limpieza de los tubos y, a su vez, para tener una accesibilidad suficiente a los cuadros de cada caldera, los displays y demás indicadores de seguridad por la parte del pasillo central. Una vez emplazada se procederá a la conexión de los tubos de entrada y salida de la caldera, los cuales estarán unidos por un bypass desviador, para poder evacuar los humos sin paso por la caldera en caso de avería o parada de la caldera. El coste total de la caldera y su instalación, la cual incluye grupos de bombeo y seguridades, junto con todos los auxiliares (sistemas de purga, tubos de escape con la válvula distribuidora y otros suministros especificados en la Tabla 12 asciende a **175.825,10 €** con IVA incluido.

4.3. Aerotermos

Del mismo modo que para el primer motor, se opta por la evacuación de la potencia no aprovechable mediante aerotermos en lugar de torres de refrigeración. Las torres de refrigeración tienen mayor capacidad de disipación, pero el proceso en cuestión no debería necesitar evacuación al ambiente durante demasiado tiempo, por lo que se opta por los aerorefrigeradores. Dichos aerotermos tienen un coste inferior y pueden ubicarse en la cubierta del edificio técnico, junto con los de la primera cogeneración y no requieren un control exhaustivo de la calidad del agua, aunque sí que es cierto que el agua que circule por el interior de los circuitos de refrigeración debe tener cierto contenido en etilenglicol (34% según catálogo), pero se hablará de esto en la sección Circuitos de refrigeración, en la que también se calcularán las bombas y demás accesorios de fontanería (válvulas, purgadores, etc...).

Se necesitan dos aerotermos, uno para el circuito de alta temperatura y otro para el de baja. Ambos deben tener al menos la potencia máxima a disipar, es decir, la potencia de cada circuito con el motor a plena carga (1.018 kW en alta temperatura y 209 kW en baja temperatura). Ambos funcionarán en posición horizontal, con variadores de frecuencia, pero se pretende usar el mismo funcionamiento que en la primera instalación (Ilustración 34):

- En el circuito de alta los variadores modifican la frecuencia bajo demanda del usuario, no por el autómatas, que lo que realmente modula es el actuador de la válvula de 3 vías, permitiendo mayor flujo por el aerotermo en función de la temperatura de salida del motor. Normalmente, los variadores estarán funcionando a 30 Hz por la baja necesidad de evacuación, mientras que en verano se llevarán hasta los 50 Hz.
- El circuito de baja temperatura se funcionará del mismo modo, aunque en este caso el aerotermo si funcionará gran parte del tiempo, puesto que la temperatura a la que se cede el calor es demasiado baja para conseguir un buen aprovechamiento (En la primera instalación el circuito de baja no intercambia calor útil, todo es desechado al ambiente mediante el aerotermo).

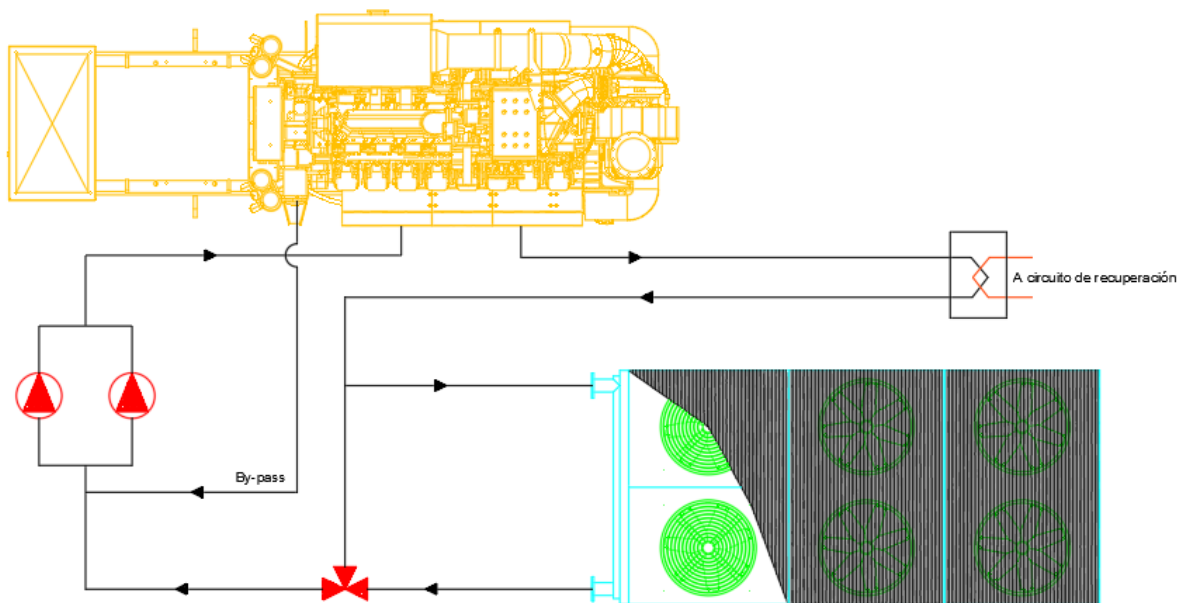


Ilustración 34: Esquema unifilar circuito alta temperatura

Como último detalle acerca del aerotermo de alta, la configuración del aerotermo de baja no es demasiado relevante, pero para el de alta se pide un matiz constructivo: que el ventilador impulse hacia el radiador (ventilador abajo, radiador arriba), de manera que el aire caliente ($\sim 75^{\circ}\text{C}$) no afecte al propio ventilador, de otro modo aspiraría de la batería y ese aire a temperatura elevada acabaría desgastando los ventiladores.

Con las especificaciones en mano, se pide presupuesto a la empresa Intersam (Intercambiadores térmicos), una empresa con la que también se trabaja en gran medida, puesto que existen muchos procesos de intercambio en la fábrica y la gran mayoría se ejecutan mediante equipos de Intersam.

La empresa oferta dos equipos cuyas características más relevantes se muestra a continuación en la Tabla 6.

Tabla 6: Características de los aerotermos

	Aerotermino Alta Temperatura	Aerotermino Baja Temperatura
Modelo	IDDM-230B H EC	IDRM-120B H EC
Capacidad nominal(kW _t)	1.081,9	125,9
Consumo eléctrico (kW _e)	6,348	3,174
Coste del equipo*	11.521,00 €	5.955,50 €

*Sin IVA

Así pues, con un plazo de 8-9 semanas, los costes no incluyen ningún componente de bridas de los aerotermos hacia el motor, por lo que estos costes se incluirán en la partida “Circuito primario Alta temperatura” y “Circuito primario Baja Temperatura” del presupuesto respectivamente (Tabla 13 y Tabla 14)

4.4. Transformador

En primer lugar, se debe recordar que la intención es acogerse a la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes (Título II, Artículo 18 Real Decreto-Ley 15/2018), por lo que se necesitará instalar un “dispositivo antivertido”. Dicho dispositivo se instalará siguiendo la norma UNE 217001 IN (*Requisitos y ensayos para sistemas que eviten el vertido de energía a la red de distribución*), en la cual se especifica el esquema que debe seguir este equipo (Ilustración 35). Siguiendo este esquema: “en todo momento, la potencia medida en el punto de consumo debe ser superior a la potencia generada. El margen de diferencia entre consumo y generación debe superar el valor de tolerancia del sistema de medida, calculado como la suma de la tolerancia del analizador de potencia y la clase de los transformadores de medida incluidos en el sistema. El incumplimiento del requisito anterior debe corregirse en menos de 2 segundos.” (4.2 Medida de consumo, UNE 217001 IN).

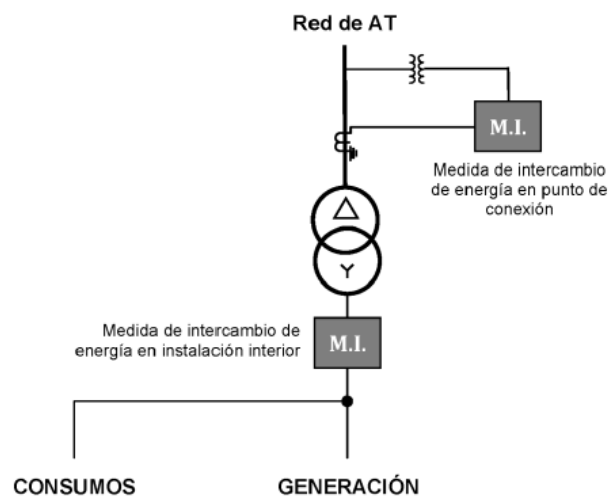


Ilustración 35: Ubicación de puntos de medida de intercambio de energía en instalaciones conectadas a redes de alta tensión (UNE 217001)

Por otra parte, en la Ilustración 29 se puede apreciar en la parte sudoeste ya hay un transformador de 2.500 kVA junto con las celdas necesarias (remonte, seccionamiento, medida...). En su día se dejó preparado el habitáculo para otro transformador ya que había planes para con la fotovoltaica, los cuáles se quedaron estancados tras la aparición del Real Decreto 900/2015. Ahora, frente a la nueva situación, se plantea utilizar dicho habitáculo para emplazar un nuevo transformador de 3.200 kVA.

Este tipo de equipamientos eléctricos se piden a Ormazábal, empresa con mucha experiencia en el sector de la distribución y con la cual se tiene una relación corporativa muy estrecha. Así pues, Ormazábal oferta un transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 3.200 kVA de potencia, 20 kV de tensión en el primario y 420 V en el secundario en vacío. Estos transformadores en baño de aceite son más peligrosos por riesgo de incendio y exigen mayores mantenimientos, pero tienen gran capacidad a resistir grandes niveles de energía. Por otra parte, los transformadores en baño de aceite son mucho más baratos, del orden de la mitad para la misma potencia y tensión.

La instalación junto con el equipo, la cual se desglosa en la Tabla 11, tiene un coste de **24.276,37 €**.



Ilustración 36: Transformador en baño de aceite

4.5. Circuitos de refrigeración

En este apartado se diseñarán los diferentes circuitos de refrigeración: primario y secundario de alta temperatura y primario de baja temperatura. Los planos se incluirán en la sección de anexos, mientras que en los siguientes puntos se describirán los cálculos y los criterios adoptados para el diseño de los circuitos.

4.5.1. Circuito primario de alta temperatura

El circuito primario de alta temperatura es el más importante en términos de refrigeración del motor, puesto que se aproveche o no dicha potencia es necesario tener caudal circulando por las camisas de los cilindros y aceite lubricando los elementos móviles. Es importante que el caudal contenga cierto porcentaje de glicol, se seguirán las recomendaciones del catálogo del aerotermo diluyendo el glicol al 34% (Caterpillar da el visto bueno para esta composición siempre y cuando se utilice el anticongelante que especifican ellos). La hoja de características proporciona el rango de caudales en los que debe oscilar la instalación, entre 78-102 m³/h. A su vez, en la hoja de prestaciones, se indica la pérdida de carga interna del motor para el rango de caudales, representados en la Ilustración 37 donde se puede observar que para el caudal máximo la pérdida de carga ronda los 2 bares. Esta instalación constará de dos bombas en paralelo, una dará servicio mientras que la otra se mantendrá en espera del fallo/avería de la bomba “maestra”. En primera instancia se dibujan las tuberías sobre un plano CAD del edificio técnico (Plano 2) para calcular las pérdidas del circuito y empezar a pronosticar los costes de esta instalación.

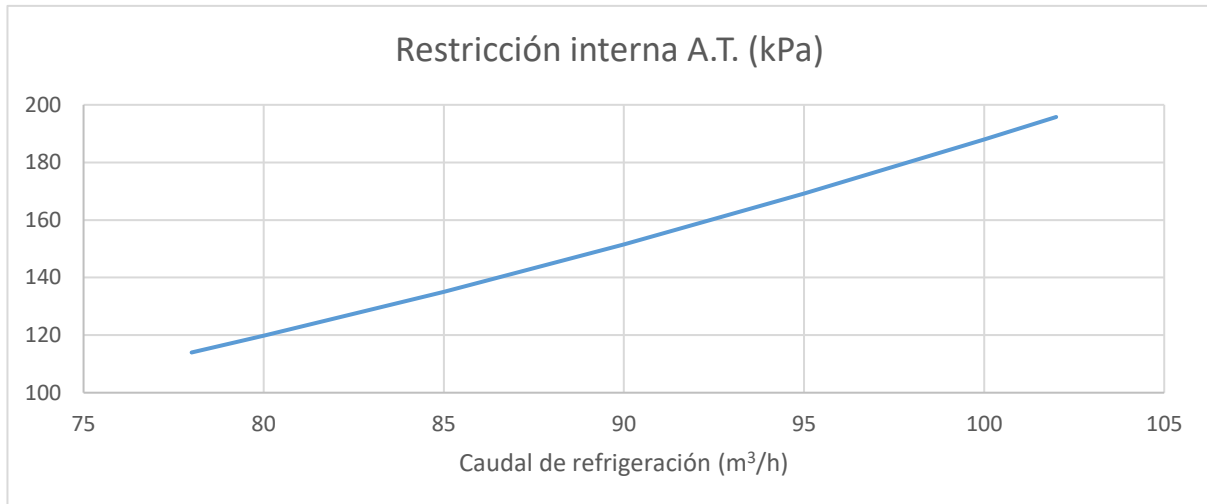


Ilustración 37: Restricción interna circuito alta temperatura

La entrada y salida del circuito en el motor tienen un diámetro de 125 mm, también el bypass. Dicho bypass (Ilustración 34) está para, al arrancar, precalentar el motor mediante el circuito de alta temperatura sin pasar el caudal por el intercambiador ni el aerotermo, no disipando potencia hasta que el motor da la señal de temperatura óptima se cierra el bypass y se funciona con normalidad.

A partir del dibujo se prevén pérdidas de diversa procedencia, a partir de las cuales se determinará el tamaño de la bomba. A continuación, se exponen las características de elementos del circuito:

- El circuito se ejecutará en **acero inoxidable**, por su resistencia al calor, su gran durabilidad, su baja exigencia de mantenimiento y su resistencia a la corrosión. Esta decisión está, en cierta medida condicionada por una avería que hubo en el primero de los motores: a grandes rasgos se rompió la junta de la culata, liberándose gases de escape al circuito de agua, generando una especie de chapapote y ensuciándolo tanto como para incrustarse en las placas del intercambiador y disminuyendo la transmisión de calor drásticamente (Ilustración 38). La limpieza en este caso hubiese sido más fácil con inoxidable.



Ilustración 38: Clapeta de antirretorno sucia

- Excepto pequeños tramos, como el que va del motor al grupo de bombeo, todas las tuberías serán INOX ISO DN 125 ($d_{int}=135,7$ mm), disminuyendo las pérdidas un poco frente al diámetro 125 mm (medido, NO ISO) de salida y entrada al motor, el cual se atacará mediante reducciones. A su vez, la velocidad estará por debajo de 2 m/s en gran parte del circuito, evitando vibraciones y ruidos en exceso.

- Puesto que ambas bombas se situarán en paralelo, se instalarán dos válvulas antirretorno de doble clapeta (por su rango más amplio de diámetros), una en la salida de cada bomba, junto con otros accesorios como válvulas de mariposa y manómetros mostrados en el Plano 2.
- Se debe ejecutar un picaje en la parte más alta de la instalación (cerca del aerotermo) para posteriormente ramificarlo en dos: una de las tomas irá hasta un purgador automático de aire de bola y otra hasta una válvula interruptora para posibles necesidades de purga manual.
- Por último, se ejecutará otro picaje cerca de la aspiración para los posibles rellenados del circuito puesto que cualquier reparación provocará un vaciado del circuito por pequeño que sea. Se aprovecharán los grupos de bombeo existentes para la “Cogeneración 1” puesto que son equipos que funcionan pocas veces al año, aun así, son deseables. A este picaje se conectará tanto el grupo de bombas de llenado, cuya llave estará normalmente cerrado, como el calderín. La densidad del agua glicolada al 35% desciende aproximadamente un 4%, por lo que en el volumen aumentará en la misma medida. Teniendo el circuito algo más de 870 litros a temperatura ambiente el volumen aumentará alrededor de 32 litros. Se instalará uno de 50 litros, cargado a la presión mínima del circuito (1 bar).
- A la entrada del motor, o en cualquier punto de impulsión previo a los grandes equipos que aportan pérdida de carga se instalará una válvula de seguridad tarada 0,5 bar por debajo de la presión máxima permitida en el motor (6 bar). Serán válvulas “con palanca” de latón de 1” máximo puesto que no se esperan picos demasiado rápidos de presión y por tanto no existe necesidad de evacuar grandes caudales.

Especificadas algunas características importantes de diseño del circuito se obtienen las pérdidas de carga del circuito (Tabla 7), en las cuáles se ha considerado la pérdida de carga máxima del motor (régimen 1.700 r.p.m.), aun así se pide presupuesto para una bomba que trabaje con buen rendimiento a presión 3.5 bar puesto que dichas pérdidas en el circuito se darán en contadas ocasiones, sólo se necesitará aumentar el caudal en arrancadas de motor, en las cuáles este alcanza regímenes algo superiores al nominal, no obstante las arrancadas no necesariamente aceleran el motor hasta 1.700 r.p.m..

Tabla 7: Pérdida de carga primario A.T.

Motor	1,95
Aerotermo	0,79
Intercambiador	0,50
Pérdidas fricción	0,43
Pérdidas (bar)	3,62

Las pérdidas de los diferentes equipos se han obtenido a partir de las hojas de características de cada uno de ellos. Por otra parte, las pérdidas por fricción se han calculado para diámetros interiores de 125 mm y 135,7 mm (ISO INOX DN 125), a partir de estos cálculos se ha decidido ejecutar el circuito en 135,7 mm a pesar de encarecer un poco la instalación (aumento del 11%). En términos de accesorios los costes sí que sufren un aumento considerable, creciendo en un 37% (Estos porcentajes se han obtenido, en primer lugar, a partir del peso del acero y, en segundo, a partir de los costes de los mismos accesorios aumentando un tamaño).

La compañía tiene la tradición de comprar los equipos de bombeo a la empresa SAER. Esta empresa es experta en bombeos con diferentes aplicaciones, en este caso, la serie IR está especializada en sistemas de recirculación y recuperación de calor siendo “Monobloc” (Cuerpo de bomba + motor acoplado).

Tras buscar el punto de trabajo (110 m³/h - 3,5 bar) en el mapa de selección de bombas de SAER se decide instalar la serie IR 65-200 N, particularmente y tras analizar las curvas se selecciona la bomba centrífuga IR 65-200 NC puesto que su rango de rendimiento máximo se da para los caudales que se manejarán (78-102 m³/h). Es la que mejor se adaptará a las condiciones de trabajo puesto que, a pesar de ser una bomba cuyo punto de diseño/nominal es 109 m³/h (Verde, Ilustración 39), estos caudales de refrigeración se necesitarán relativamente poco, en ocasiones sobre todo de alta temperatura ambiente. Así pues, el punto de trabajo estacionario se situará sobre los 80 m³/h mediante variadores de velocidad.

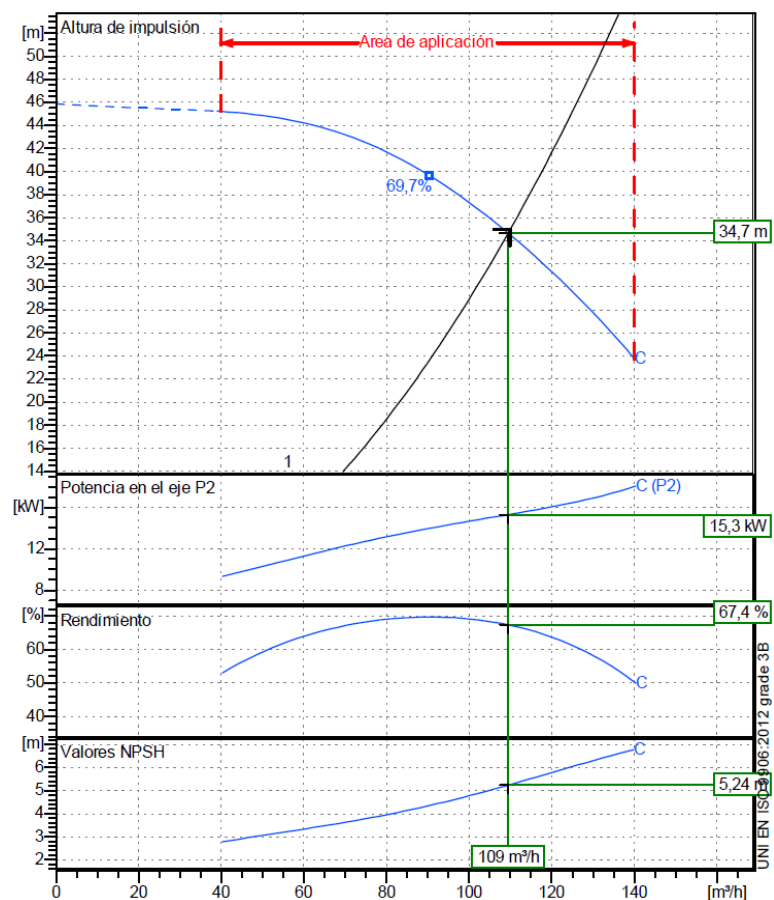


Ilustración 39: Curvas de funcionamiento nominal IR 65-200 NC

La mejor situación consiste en desplazar el punto de operación nominal hacia caudales de máximo 102 m³/h, ya que se especifica que es el caudal máximo que debe circular por el motor, esta operación además aumentará el rendimiento de la bomba (Para 102 m³/h la bomba proporciona 37 m.c.a.). Esta operación puede hacerse mediante el cierre parcial de válvulas con la autoridad suficiente. Cabe destacar que el motor en régimen estacionario necesita el mínimo de caudal circulando por su circuito interno (78 m³/h), por lo que una vez equilibrada la bomba al punto 102 m³/h-37 m.c.a. y en régimen estacionario se funcionará mediante variadores de frecuencia.

Con los variadores de velocidad se conseguirá, en primer lugar, conseguir arrancada suaves mediante la programación de una rampa que alargue el tiempo para alcanzar la consigna permitiendo disminuir los picos de intensidad asociados al arranque. Por otra parte, las pérdidas del circuito cerrado se comportan del modo menos caudal menos pérdidas, por lo que se debe abordar este cambio del punto de funcionamiento mediante variadores de frecuencia para conseguir la máxima eficiencia, puesto que mediante la modificación de la curva resistente (cerrando válvulas) se aumenta la presión a medida que se disminuye el caudal, situación en la que se derrocha energía.

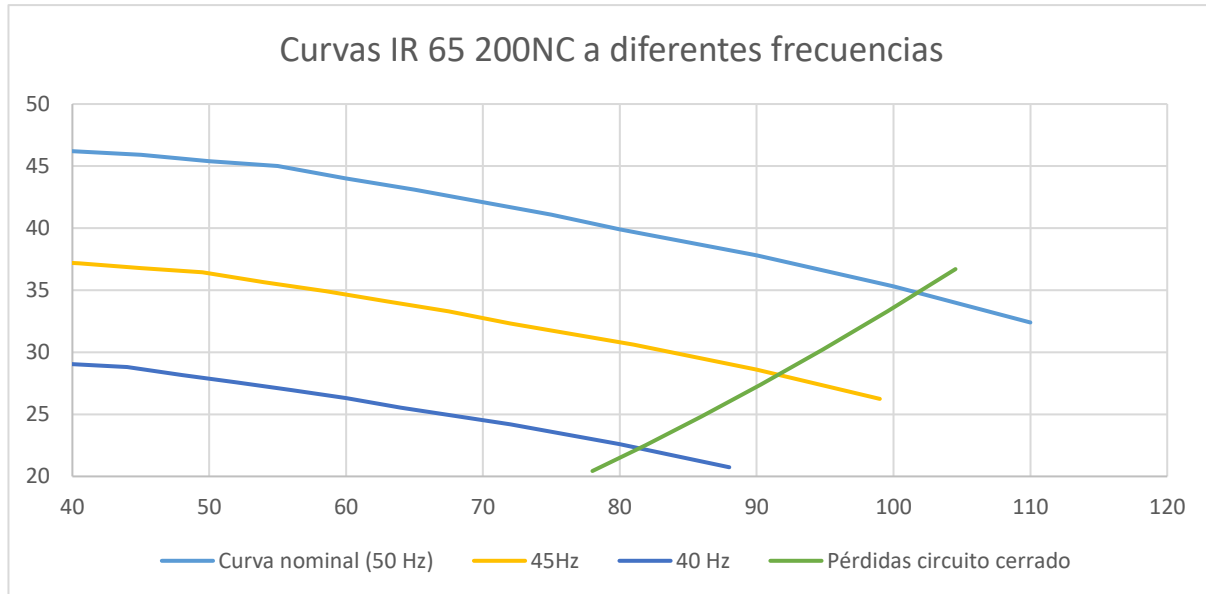


Ilustración 40: Intersección curvas motrices contra curva resistente

Así pues, para concluir, en primer lugar se mejora el consumo de la bomba aproximando su punto de diseño al de máximo rendimiento mediante un primer equilibrado de válvulas. Posteriormente, la programación deberá ajustar la velocidad de la bomba en función del régimen de giro del motor, la mayor parte del tiempo sobre los 80 m³/h. De este modo y mediante las leyes de semejanza (Ecuación 4) se estima un consumo de potencia del **51,2 %** de la que se consumiría sin variadores; 7,22 kW que pasando por el rendimiento eléctrico del motor (90,3%) se traducen en un consumo de **8 kW**.

Ecuación 4: Ley semejanza de Potencia sobre el eje

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^3$$

Una vez más, los costes asociados a la potencia consumida se han recogido en el estudio económico energético. SAER oferta el grupo de bombeo conjunto con dos bombas de las seleccionadas, ya configurado con ambas en paralelo, cuyo coste asciende a **7.790,00 €**. Por otra parte, los costes del material se incluyen en la partida Circuitos de recuperación, concretamente en la Tabla 13.

4.5.2. Circuito primario de baja temperatura

El circuito primario de baja temperatura basa su funcionamiento en la evacuación del calor que se produce debido a la compresión producida por el turbo, con el consecuente ascenso de la temperatura del aire de aspiración, el cual se debe enfriar para aumentar su densidad y poder introducir mayor cantidad de aire en los cilindros. La potencia aprovechable es notoria, al menos no despreciable, pero por el contrario la temperatura de aprovechamiento es demasiado baja ($\sim 48^{\circ}\text{C}$), con la única utilidad de precalentar algún otro circuito de proceso puesto que, en la actualidad, no existe ningún proceso en fábrica con demanda de calor a tan bajas temperaturas.

El razonamiento para el diseño de este circuito primario es el mismo que para el de alta temperatura, se proyectarán dos bombas, de las cuáles solo funcionará una mientras la otra se encuentra a la espera de un fallo/avería. Junto con el equipo de bombeo, los equipos más trascendentes del circuito serán el aerotermo y el intercambiador. En la instalación "Cogeneración 1" **NO** se aprovecha esta potencia, puesto que los proyectistas decidieron disiparla por completo por el aerotermo y, en primera instancia, se hará lo mismo para la instalación "Cogeneración 2" dejando preparado el intercambiador para conectarlo al secundario pertinente en su día.

Así pues, del mismo modo que para el circuito de alta temperatura, el motor admite cierto rango de caudales para la refrigeración de baja temperatura ($27\text{-}45\text{ m}^3/\text{h}$) los cuales provocan ciertas pérdidas en el propio circuito interno (Ilustración 41).

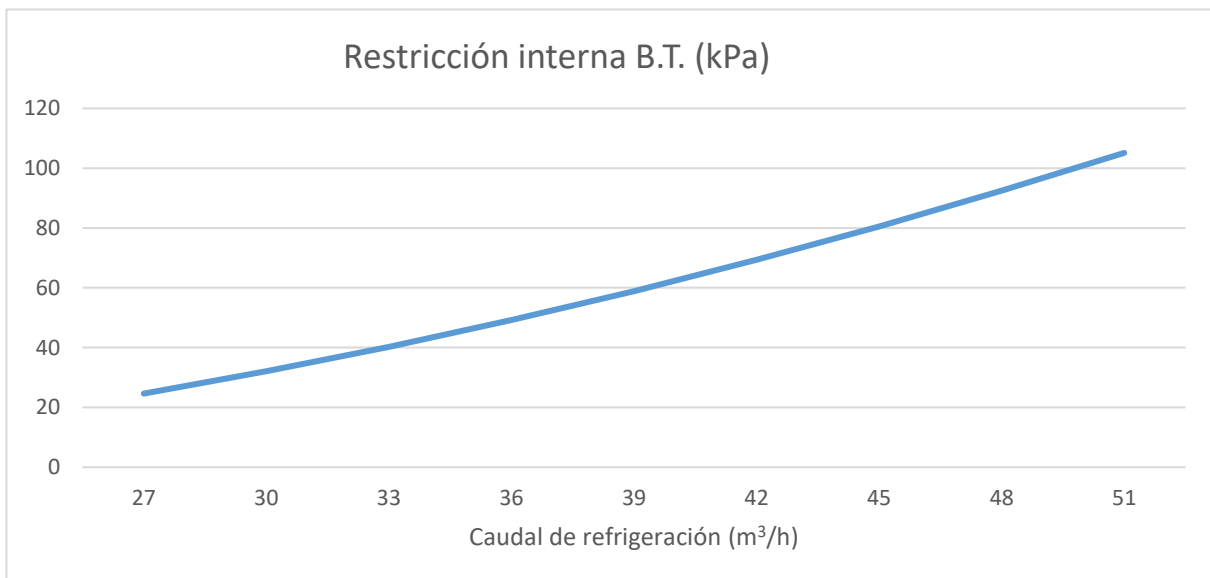


Ilustración 41: Restricción interna circuito baja temperatura

Este circuito no muestra ninguna característica significativa con respecto al de alta temperatura, excepto el tamaño de la bomba, el diámetro de las tuberías y la ausencia de la válvula de tres vías ya que por el momento no se aprovechará la potencia térmica, pero se debe disipar de todos modos. Así pues, de la misma manera se calculan las pérdidas del circuito (Tabla 8). Estas se han calculado para un diámetro DN 110 de inoxidable ($114,3 \times 1,6\text{ mm}$) teniendo algunos tramos el diámetro de entrada y salida del circuito interno del motor (80 mm), a caudal máximo ($50\text{ m}^3/\text{h}$).

Tabla 8: Pérdida de carga B.T.

Motor	0,90
Aerotermino	0,37
Intercambiador	0,30
Pérdidas fricción	0,16
Pérdidas (bar)	1,73

Nuevamente este punto de trabajo no será el de un régimen estacionario, pero se debe estar preparado para la situación más desfavorable. Este circuito no sufre cambios demasiado significativos por cambios bruscos en la carga durante las arrancadas y las temperaturas que alcanza no son peligrosas para el motor, realmente no disipar esta potencia sólo implica un peor desempeño en cuanto a potencia producida. Así pues, se busca el punto de trabajo en el mapa de bombas de SAER, y se pide oferta de un modelo de la serie IR, en concreto el modelo IR 50-125A y la empresa proporciona las siguientes curvas (Ilustración 42) junto con el punto de diseño, cuyo caudal es algo superior al más desfavorable, por lo que del mismo modo que en el circuito de alta temperatura, se desplazará dicho punto hasta el caudal de 50 m³/h–20 m.c.a. mediante equilibrado de válvulas para posteriormente adaptar la demanda de caudal del motor mediante variador de frecuencia.

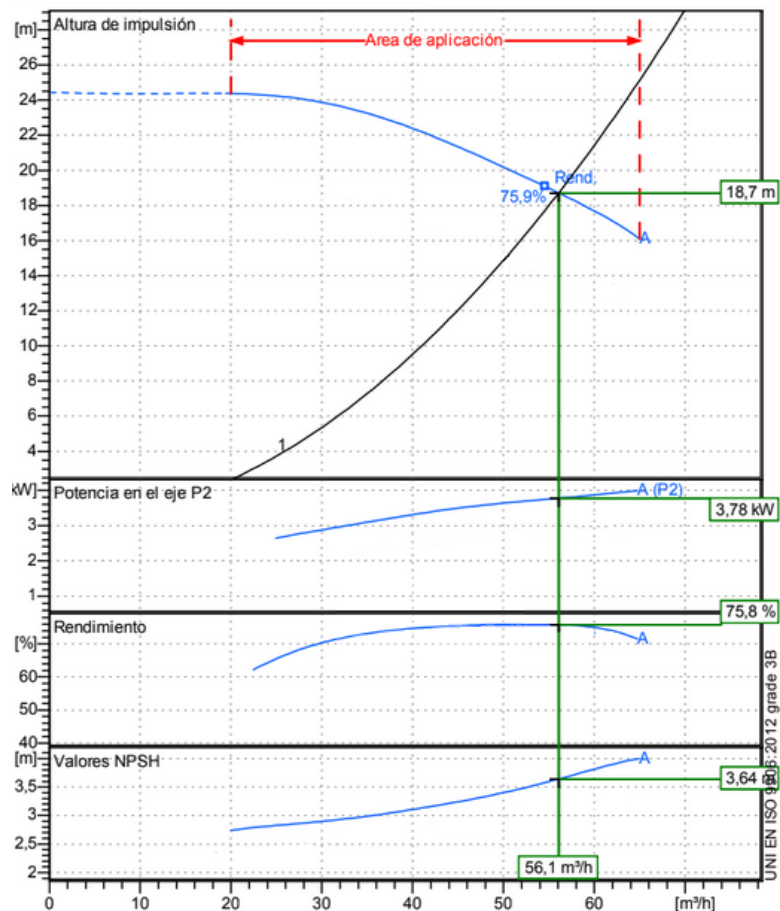
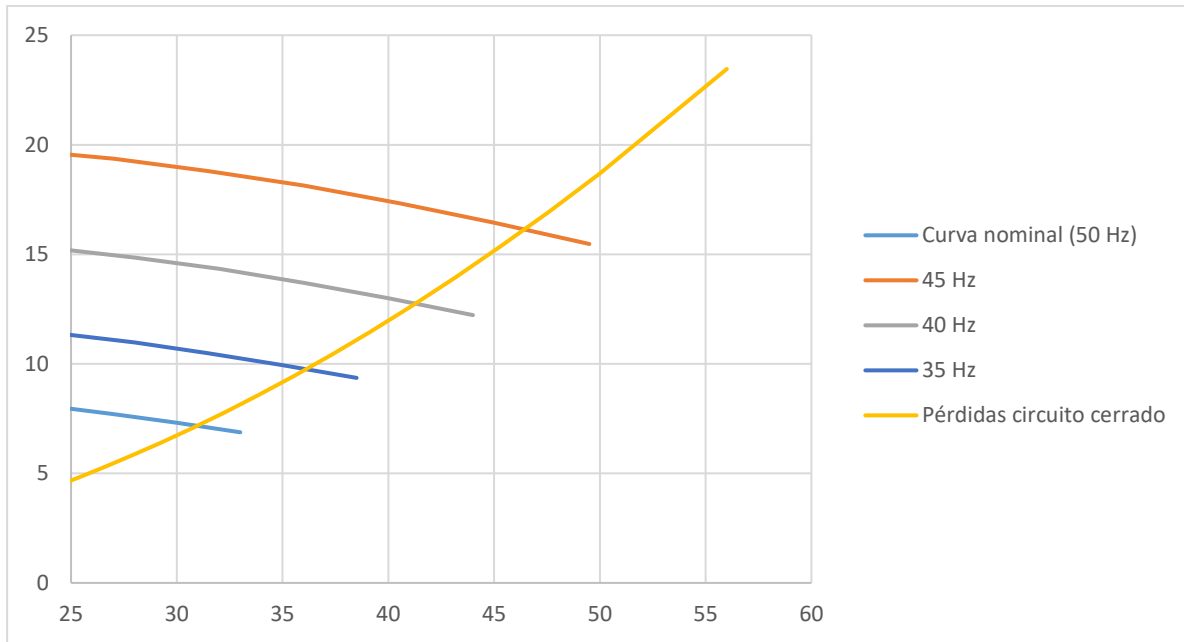


Ilustración 42: Curvas de funcionamiento nominal IR 50-125A

El caudal a régimen nominal (1.500 r.p.m.) es de 30 m³/h aproximadamente, por lo que la bomba funcionará a 30 Hz durante la mayor parte del tiempo. Del mismo modo que en el circuito de alta temperatura, se deben instalar detectores de caudal másico (ya que contadores tradicionales de diámetros tan grandes tienen un coste de casi 3 veces más) para la monitorización de la recuperación de energía mediante la recepción de pulsos en un autómatas (Modelo Flowphant T DTT 31).



Así pues, se tiene el punto de trabajo para el circuito de baja temperatura y la bomba ofertada por SAER muestra buen desempeño en dicho punto consumiendo el 22% de la potencia nominal (2 kW). Dicho grupo de bombeo, ofertado también en un solo bloque, tienen un precio de **3.247,00 €** (Tabla 14).

4.5.3. Circuito secundario de alta temperatura

El circuito secundario es el encargado de transportar la potencia aprovechada del circuito primario de alta temperatura al circuito de ACS. Ambos circuitos existen y se pretende conectar dicho secundario con la nueva instalación. En su día este circuito se sobredimensionó en gran medida (es capaz de alojar un 100% más de caudal sin afectar en gran medida, puesto que siempre se pretendió ejecutar esta segunda instalación de Cogeneración. Actualmente el caudal de recuperación oscila entre 45-50 m³/h.

- Se hace una lectura de temperatura a la salida del intercambiador (circuito secundario), la cual se compara con un SetPoint (80°C normalmente), si dicha temperatura es igual o superior ninguna caldera auxiliar arranca y toda la potencia térmica consumida en fábrica se está produciendo mediante cogeneración.
Una vez el agua está caliente, todo lo que se haya podido calentar gratuitamente, si esta no llega a los 85 °C de SetPoint se ponen en marcha dos calderas VARMAX existentes en paralelo para finalmente alcanzar la temperatura buscada.
- Por último, existe un tanque de 30 m³ en el cual se almacena energía en forma de agua caliente en los momentos en los que el consumo no demanda demasiado calor, de modo que no se desperdicia prácticamente potencia producida (excepto en pérdidas por conducciones o falta de aislamiento en accesorios).

Se puede observar la configuración de los diferentes circuitos de aprovechamiento en el Plano 3.

Dicho esto, para este circuito sólo se proyecta la unión del intercambiador del primario del motor Cogeneración 2 al circuito de recuperación, que serán alrededor de 15 metros de tubería de acero inoxidable DN 125 y un nuevo equipo de bombeo que sea capaz de impulsar un caudal de unos 100 m³/h con un salto térmico de 10 grados (equivalente a alrededor de 1.200 kW de capacidad de disipación). Cabe recordar que la demanda térmica de la fábrica no supera la producción máxima de ambos motores, y que la preferencia siempre está del lado del motor Cogeneración 2, por lo que se debe elaborar una programación adicional que actúe sobre la válvula de 3 vías de la Cogeneración 1, modulando su apertura en función de la demanda de fábrica: del motor Cogeneración 2 se aprovechan unos 1.000 kW del circuito de refrigeración, y el consumo **máximo** de fábrica ronda los 2.000 kW (35 m³/h de 15°C a 60°C), de los cuáles 400 kW se producen mediante vapor. En condiciones normales la demanda es mucho menor, toda esta potencia no aprovechable se disipará en el aerotermo de la primera instalación.

En resumen, la demanda se puede abastecer mediante ambos motores en la mayor parte del tiempo, puesto que se habla de consumo máximo. Aun así, se deben coordinar con producción los turnos de limpieza para no solapar varios procesos “Clean In Place” que provocarían un consumo demasiado elevado no pudiendo calentar todo el caudal a la temperatura demandada por los procesos CIP.

La ejecución de colectores que unifiquen los circuitos secundarios de ambos motores y las conducciones pertinentes correrán a cargo del equipo de mantenimiento, concretamente de fontanería, de la propia fábrica. Nuevamente, se proyecta otro grupo de bombeo, en este caso para directamente sustituir las bombas encargadas de mover el caudal del secundario, que pasará de unos 50 m³/h a 110 m³/h. Se pretende poner los dos intercambiadores en serie, siendo el primero el asociado a la Cogeneración 2, consiguiendo un salto de aproximadamente 8°C y el segundo el de la Cogeneración 1, que conseguiría aumentar la temperatura del circuito secundario casi 5°C más en caso de estar funcionando ambos motores a plena potencia.

La temperatura mínima a la que se debe entregar el ACS es de 65°C, por política del departamento de mantenimiento (el departamento exige 60°C para la prevención de la legionelosis + 5°C por pérdidas por radiación basándose en su experiencia con la instalación), por lo que, si dicha temperatura no se alcanza para algunos grados de carga, en los cuáles no se introduce la potencia necesaria en el circuito, se deben poner en marcha las calderas VARMAX a las potencias señaladas en la Ilustración 43, las cuáles se han calculado para una temperatura de red media de 15°C y para tanto caudales máximos registrados en 2018 (35 m³/h) como para otros rangos más habituales (15-25 m³/h). Dichas calderas existen en fábrica desde años atrás y son las encargadas de hacerse cargo de los picos de consumo que no son asumibles mediante los demás aprovechamientos.

Como se puede ver, para un funcionamiento estable en días laborales (ambos motores a plena potencia), las calderas de condensación auxiliares funcionarán solamente durante picos pronunciados de consumo (Ilustración 43). Cabe destacar que los momentos en los que no son necesarias las calderas se estará disipando energía en los aerotermos o almacenándose en forma de temperatura en el tanque de recuperación de 30 m³/h.

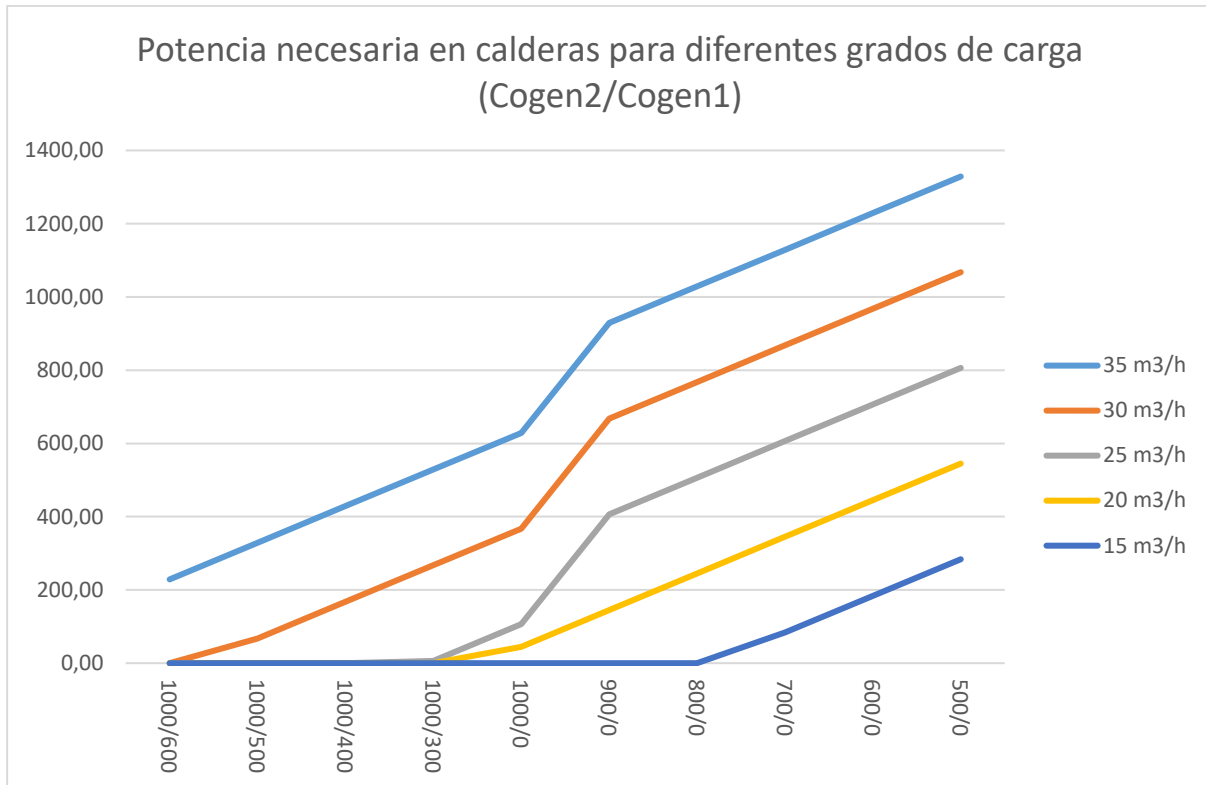


Ilustración 43: Potencia necesaria en calderas auxiliares para diferentes grados de carga y diferentes caudales demandados

Este circuito **cerrado** tiene las pérdidas asociadas a fricción y a los intercambiadores, tanto los conectados con el primario como los que ceden la potencia al circuito de ACS. Este circuito (DN 125) tenía unas pérdidas de aproximadamente 20 m.c.a., el caudal se ha multiplicado por 2,2, por lo que las pérdidas asociadas a fricción lo harán por el cuadrado de este valor (4,84). Pasan de aproximadamente 0,2 bares a casi 1 bar. Aun así, las pérdidas totales del circuito no superarán los 3 bares.

Por otra parte, en cuanto al grupo de bombeo, se pide oferta a SAER para una bomba que funcione en el punto 110 m³/h-30 m.c.a. Al ser en este caso para directamente sustituir el antiguo grupo de bombeo se pide un matiz constructivo en concreto, que las bombas sean horizontales para no tener la necesidad de cambiar la configuración de las conducciones de este circuito. Este grupo de bombeo trabajará en el mismo punto durante todo el tiempo pues su funcionamiento no depende del grado de carga de los motores.

El circuito almacena la energía cedida por los motores y cede la necesaria al circuito de ACS, nunca debe superar los 95 °C, por lo que si se alcanza dicha temperatura el grupo de bombeo debe parar, puesto que significaría que los motores están cediendo calor sin ser este consumido, por lo que no se necesita modular dicho grupo de bombeo, es un todo o nada.

Así pues, el grupo de bombeo estará formado por dos bombas de la serie L2P, en concreto el modelo L2P-80-160, cuya curva intersecta con la curva resistente en prácticamente el punto de trabajo buscado (Ilustración 44). La bomba consumirá algo más de **15 kW** eléctricos de manera ininterrumpida, y su precio es de **5.936,00 €**.

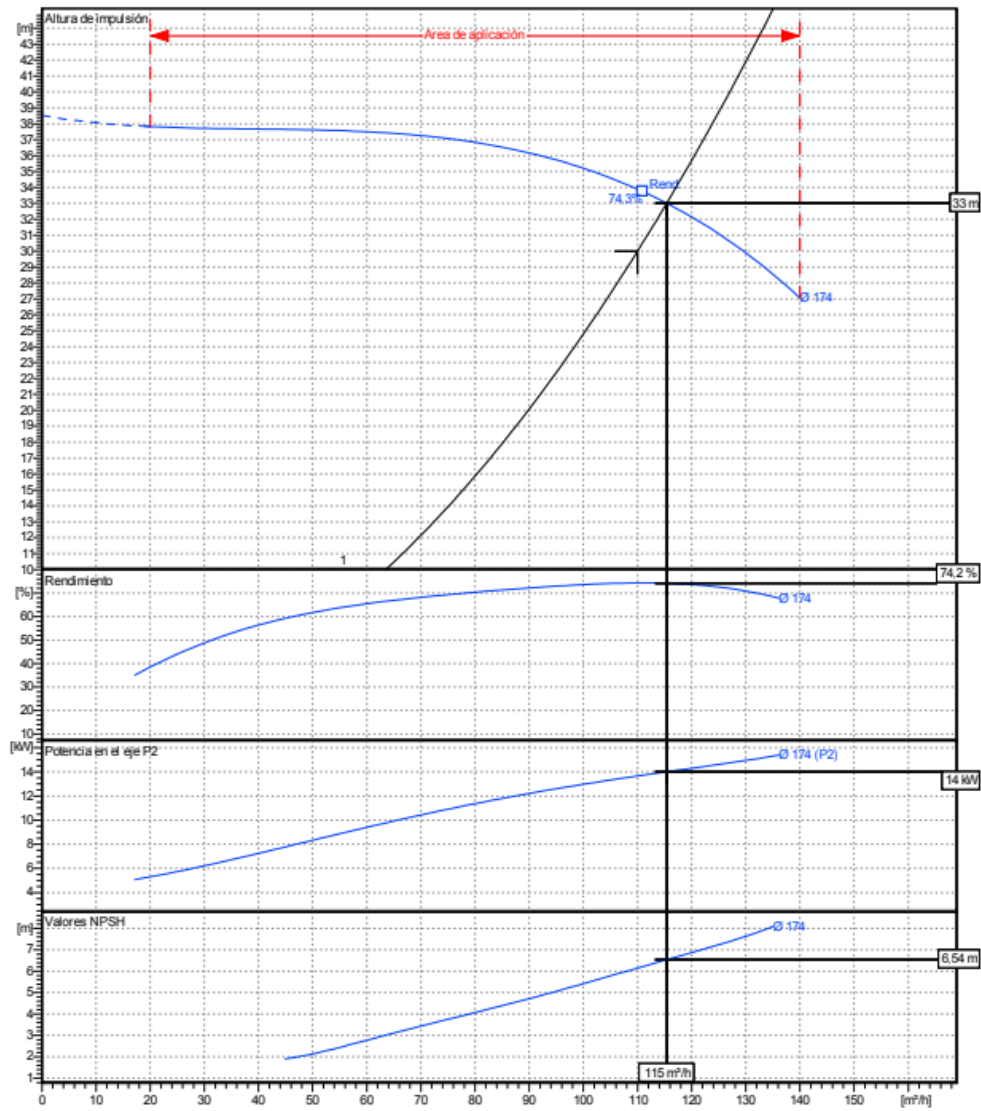


Ilustración 44: Curvas de la bomba del circuito secundario de A.T.

5.- Presupuesto

En un proyecto como este es imprescindible el presupuesto, que permitirá valorar la inversión que finalmente se hará y, con ello, realizar un análisis económico lo más ajustado y realista posible. El IVA se aplicará sobre los costes totales finales que incluyan todos los equipos y las manos de obra asociadas a las instalaciones pertinentes.

Cabe destacar que, debido al carácter didáctico de este documento, no se han podido obtener los costes reales de todos los equipos o trabajos, pero se han estimado a partir de datos reales o en su defecto mediante el generador de precios de CYPE (Referencia 9).

5.1. Descarga y derribo del muro

En primer lugar, se muestran los costes de la descarga, la cual se llevó a cabo mediante una grúa autopropulsada de capacidad de elevación de 40 toneladas y 35 metros de altura máxima (Ilustración 45). El trabajo duró 4 horas y el coste de la hora del alquiler incluye al conductor/técnico de la grúa. Se tarda tanto ya que se cobran los desplazamientos y se tarda un tiempo considerable en emplazar la grúa, una vez ubicada en alrededor de 1 hora se descargó el motor. La partida desglosada se muestra en la Tabla 9. Estos costes son pequeños en comparación a cualquier partida que se vaya a hacer, pero el objetivo es obtener un presupuesto lo más ajustado posible.

Por otro lado, también se adjuntan a este punto los costes de derribar el muro limítrofe entre las salas de cogeneración y calderas.

En cuanto a este derribo, cabe destacar que debido al tamaño de la fábrica el equipo de obra se encuentra íntegramente en ella, tanto la maquinaria como el equipo humano especializado. A pesar de no ser un coste extra a nivel de horas facturadas por los trabajadores, se elabora el coste desglosado de derribar una partición interior de hormigón de 20 centímetros de espesor (Tabla 10).



Ilustración 45: Grúa en ubicación de descarga

Tabla 9: Coste desglosado de la descarga mediante grúa

Código	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1	Equipo			
	h Grúa autopropulsada de brazo telescópico con una capacidad de elevación de 40t y 35 m de altura máxima de trabajo	4	79,00 €	316,00 €
	Subtotal equipo (1)			316,00 €
2	Costes directos complementarios			
	% Costes directos complementarios	2	316 €	6,32 €
	Subtotal costes directos (2)			6,32 €
	Costes directos (1+2)			322,32 €

Tabla 10: Coste desglosado apertura hueco

Código	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1	Materiales			
	h Compresor portátil diésel	16	4,07 €	65,12 €
	h Martillo neumático	16	6,90 €	110,40 €
	Subtotal equipo/maquinaria (1)			175,52 €
2	Mano de obra			
	h Peón especializado construcción	16	16,50 €	264,00 €
	h Peón ordinario construcción	16	16,16 €	258,56 €
	Subtotal mano de obra (2)			522,56 €
3	Costes directos complementarios			
	% Costes directos complementarios	2	698,08 €	13,96 €
	Subtotal costes directos (3)			13,96 €
	Costes directos (1+2+3)			712,04 €

5.2. Transformador

El segundo caso es el del transformador, cuyo coste se ha extrapolado a partir de los valores facilitados por el Generador de Precios de CYPE (Referencia 10). Los precios que se muestran en el Generador sólo llegan hasta los 1250 kVA, por lo que se elabora la Ilustración 46 para observar la tendencia del coste y hacer una estimación del transformador de 3200 kVA. Esta tendencia se aplica solamente sobre el transformador, puesto que sea del tamaño que sea se prevén unas 8,5 horas de trabajo por parte de dos electricistas, oficial y ayudante.

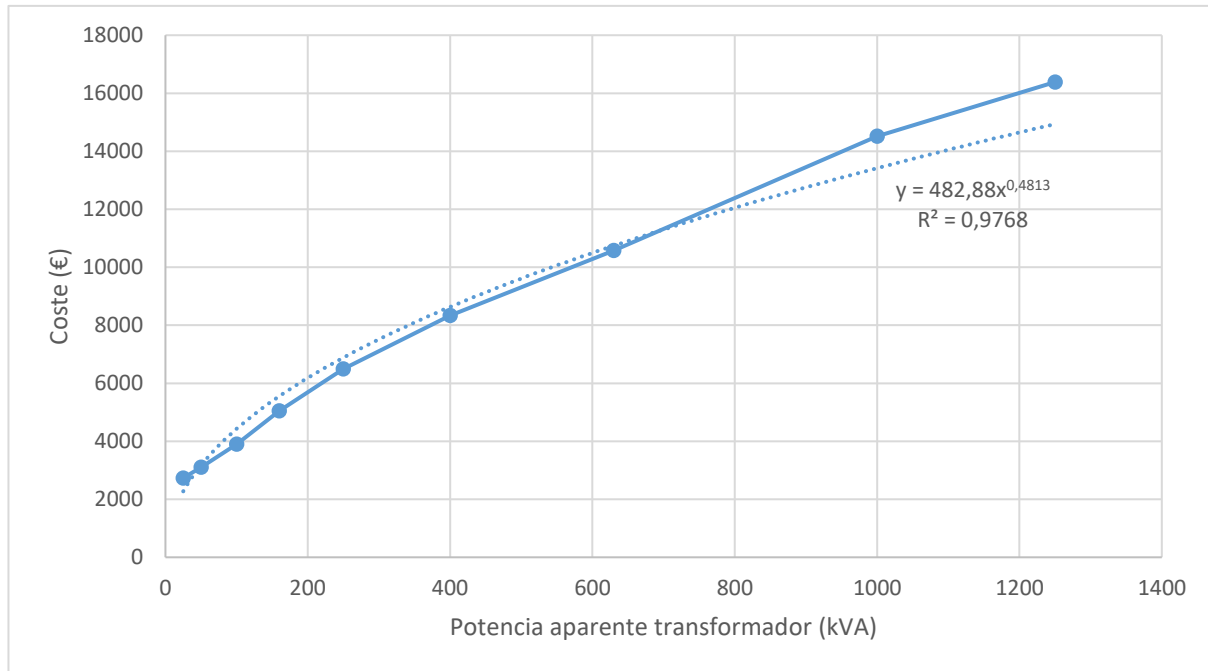


Ilustración 46: Tendencia coste transformador en función de la potencia

Siendo el coeficiente de determinación lo suficientemente aproximado a 1 se da por válida la función exponencial obtenida, de la cual se extrae un coste del equipo de **23.489,18 €**.

A continuación, se muestra una partida (Tabla 11) con los precios descompuestos del transformador (elaborada a partir de los datos de CYPE generador de precios):

Tabla 11: Coste desglosado del transformador

Código	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1	Equipos			
Ud	Transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 25 kVA de potencia, de 24 kV de tensión asignada, 20 kV de tensión del primario y 420 V de tensión del secundario en vacío, de 50 Hz de frecuencia, y grupo de conexión Dyn11. Según UNE 21428, UNE-EN 50464 e IEC 60076-1	1	23.489,18 €	23.489,18 €
	Subtotal equipos (1)			23.489,18 €
2	Mano de obra			
h	Oficial 1ª electricista	8,5	19,11 €	162,44 €
h	Ayudante electricista	8,5	17,50 €	148,75 €
	Subtotal mano de obra (2)			311,19 €
3	Costes directos complementarios			
%	Costes directos complementarios	2	23.800,37 €	476,01 €
	Subtotal costes directos (3)			476,01 €
	Costes directos (1+2+3)			24.276,37 €

5.3. Caldera de recuperación

Con respecto a la caldera de recuperación, sí que se tienen los costes de la oferta real puesto que se pidió su fabricación con bastante tiempo y se consiguió tener acceso por parte del alumno a dicha partida, la cual se resume en la Tabla 12:

Tabla 12: Coste desglosado caldera de recuperación

Código	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1	Equipo			
Ud	Caldera de vapor monobloc, con economizador, pirotubular-horizontal, conjunto de valvulería e instrumentación de caldera, sistema de alimentación de agua a caldera (2 bombas centrífugas), conjunto de seguridades por falta de agua y exceso de presión, instalación eléctrica y cableado	1	106.875,00 €	106.875,00 €
	Subtotal equipo (1)			106.875,00 €
2	Auxiliares			
Ud	Distribuidor de gases	1	9.060,00 €	9.060,00 €
Ud	Compensador Thermalefluide	1	2.595,00 €	2.595,00 €
Ud	Intercambiador de gases/agua caliente	1	19.665,00 €	19.665,00 €
Ud	Sistema de Purga Automática de Sales	1	4.015,00 €	4.015,00 €
Ud	Sistema de Purga Automática de Lodos	1	2.180,00 €	2.180,00 €
Ud	Puesta a disposición de la caldera y resto de opciones hasta instalaciones del cliente (*)	1	920,00 €	920,00 €
	Subtotal auxiliares (2)			38.435,00 €
3	Costes directos complementarios			
%	Costes directos complementarios	2	145.310,00 €	2.906,20 €
	Subtotal costes directos (3)			2.906,20 €
	Costes directos (1+2+3)			148.216,20 €

La “puesta a disposición de la caldera (*)” consta de diversos trabajos:

- Instalación y conexionado del economizador, no incluye la conexión de los tubos a la red de condensados a la que se deben unir.
- Conexión e instalación eléctrica de principio a fin, inclusive grupo de bombeo.
- Programación autómatas bajo demanda (se diseña el funcionamiento por el equipo de mantenimiento y se manda a Herdaco para que elaboren dicha programación).
- Instalación y conexionado de los tubos de escape en la propia caldera, excluyendo el tramo de escape-silenciador-catalizador, es decir, toda la tubuladura aguas debajo de la válvula distribuidora de gases.

5.4. Circuitos de recuperación

El coste de esta partida incluye los tres circuitos de recuperación descritos en el apartado Circuitos de refrigeración, los cuales incluyen los grupos de bombeo, aerotermos e intercambiadores y por otro lado también todos los accesorios de los tres circuitos.

Cabe destacar que este presupuesto no es completamente realista, puesto que el taller de fontanería posee algunos de los accesorios como sensores de temperatura o válvulas de mariposa de diversos tamaños los cuáles no se deberían incluir, pero con fines didácticos se elaboran los presupuestos completos de cada circuito por individual. En primer lugar, se muestra el coste del circuito primario de Alta Temperatura, se estima que en dos días puede estar ejecutado:

Tabla 13: Coste desglosado circuito primario A.T.

Código	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1	Equipos			
Ud	Aerotermino IDDM-230 H EC	1	11.521,00 €	11.521,00 €
Ud	Intercambiador H17-MGS-10C	1	856,30 €	856,30 €
Ud	Grupo de Bombeo (2) GPHD 65-200 NC 25 cv	1	7.790,00 €	7.790,00 €
	Subtotal equipos (1)			20.167,30 €
2	Auxiliares			
Ud	Válvulas interrupción Inox AISI-316	15	135,82 €	2.037,30 €
Ud	Válvulas antirretorno Inox AISI-304	2	101,55 €	203,10 €
Ud	Sensores temperatura PT 100	2	102,53 €	205,06 €
Ud	Sensores presión	12	15,13 €	181,56 €
Ud	Válvula 3 vías + actuador	1	1.233,60 €	1.233,60 €
m	Tubería DN 125 ISO AISI 316L 137,7x2,0 (6,94 kg/m x 8,81 €/kg)	36	61,14 €	2.201,09 €
Ud	Purgador aire AA 32421 AE14	1	701,70 €	701,70 €
Ud	Calderín 50 l AMR-E IBAIONDO	1	159,32 €	159,32 €
Ud	Válvula de seguridad AA 1162	1	387,79 €	387,79 €
Ud	Filtros AA 08 120 (3")	2	91,09 €	182,18 €
Ud	Contador Proline Promag 10D	1	604,00 €	604,00 €
	Subtotal auxiliares (2)			8.841,55 €
3	Mano de obra			
h	Oficial 1ª fontanero	16	19,11 €	305,76 €
h	Ayudante fontanero	16	17,50 €	280,00 €
	Subtotal mano de obra (3)			585,76 €
4	Costes directos complementarios			
%	Costes directos complementarios	2	29.594,61 €	591,89 €
	Subtotal costes directos (4)			591,89 €
	Costes directos (1+2+3+4)			30.186,50 €

A continuación, se muestra el coste del circuito de Baja Temperatura, cuya estructura es prácticamente la misma que en el de Alta Temperatura. De nuevo, se prevé tener el circuito ejecutado en aproximadamente dos jornadas laborales:

Tabla 14: Coste desglosado circuito B.T.

Código	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1	Equipos			
Ud	Aerotermino IDRM-120B H EC	1	5.955,00 €	5.955,00 €
Ud	Intercambiador H17-MGS-10C/2	1	604,50 €	604,50 €
Ud	Grupo de Bombeo (2) GPHD 80-125 NC 5,5 cv	1	3.247,00 €	3.247,00 €
	Subtotal equipos (1)			9.807,00 €
2	Auxiliares			
Ud	Válvulas interrupción Inox AISI-316	10	96,59 €	965,90 €
Ud	Válvulas antirretorno Inox AISI-304	2	74,85 €	149,70 €
Ud	Sensores temperatura PT 100	2	102,53 €	205,06 €
Ud	Sensores presión	12	15,13 €	181,56 €
m	Tubería DN 100 ISO AISI 316L 114,3x1,6 (4,683 kg/m x 8,81 €/kg)	20	61,14 €	825,14 €
Ud	Purgador aire AA 32421 AE14	1	701,70 €	701,70 €
Ud	Calderín 35 l AMR-E IBAIONDO CMF	1	103,95 €	103,95 €
Ud	Válvula de seguridad AA 1162	1	387,79 €	387,79 €
Ud	Filtros AA08 118	2	75,11 €	150,22 €
Ud	Contador Flowphant T DTT 31	1	214,00 €	214,00 €
	Subtotal auxiliares (2)			3.885,02 €
3	Mano de obra			
h	Oficial 1ª fontanero	16	19,11 €	305,76 €
h	Ayudante fontanero	16	17,50 €	280,00 €
	Subtotal mano de obra (3)			585,76 €
4	Costes directos complementarios			
%	Costes directos complementarios	2	14.277,78 €	285,56 €
	Subtotal costes directos (4)			285,56 €
	Costes directos (1+2+3+4)			14.563,34 €

Para terminar con los circuitos de recuperación, se presupuesta la ejecución del circuito secundario de Alta Temperatura (Tabla 15), que se recuerda que constaría de un tramo de unión con el antiguo circuito secundario (aproximadamente 15 metros de tubería DN 125) más el grupo de bombeo nuevo comentado en el apartado 4.5.3.

Para estos trabajos se prevén aproximadamente 6 horas, cuyo grueso será la operación de vaciado del tramo pertinente para la posterior instalación de los tramos en "T" a los que se unirá la parte secundaria del intercambiador de Alta Temperatura.

Tabla 15: Coste desglosado circuito secundario A.T.

Código	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1	Equipo			
Ud	Grupo de bombeo (2) B.IN-LINE L-2P 80-160-174 20 400/690	1	5.936,00 €	5.936,00 €
				Subtotal equipo (1)
				5.936,00 €
2	Auxiliares			
m	Tubería DN 125 ISO AISI 316L 114,3x1,6 (6,94 kg/m x 8,81 €/kg)	15	61,14 €	917,10 €
				Subtotal auxiliares (2)
				917,10 €
3	Mano de obra			
h	Oficial 1ª fontanero	6	19,11 €	114,66 €
h	Ayudante fontanero	6	17,50 €	105,00 €
				Subtotal mano de obra (3)
				219,66 €
4	Costes directos complementarios			
%	Costes directos complementarios	2	7.072,76 €	141,46 €
				Subtotal costes directos (4)
				141,46 €
				Costes directos (1+2+3+4)
				7.214,52 €

Existen ciertos documentos que se deben tramitar con la administración y se han delegado a la asesoría técnica "Sinergia IS", asesoría que participa prácticamente en todos los proyectos energéticos de peso en la fábrica ya que tiene amplia experiencia en este tipo de gestiones, de hecho, se encargaron de estos mismos trámites en la primera instalación. En este nuevo proyecto sólo han participado en la petición de la autorización administrativa, de la aprobación al proyecto y licencia ambiental y los proyectos/trámites referidos a la generación, centros de transformación y ruidos.

Sinergia IS oferta cuatro fases de proyecto, las cuáles son equivalentes a los diferentes apartados expuestos anteriormente: estudio de layout, estudios 3D con propuestas de trazado de conductos e incluso propuestas de introducción del motor en sala, de estas fases la ingeniería decide sólo contratar la segunda fase, que consta de los siguientes documentos:

- Proyecto completo de protecciones específicas de generación, sincronismo y nuevas puestas a tierra de generación.
- Separatas técnicas del proyecto de ejecución que sean de interés para las administraciones públicas, organismo y, en su caso, empresas de servicio público o empresas de interés general con bienes o servicios a su cargo, afectadas por la instalación.
- Proyecto tipo de la instalación para tramitación ante Conselleria de la Aprobación del Proyecto del generador eléctrico.
- Proyecto para la Administración de Reforma del CT Cogeneración para instalar nuevo transformador de 3200 kVa.
- Diseño y elaboración del Proyecto de Reforma del CT Fábrica para modificación y adecuación de celdas para el dispositivo antivertido.

- Elaboración del proyecto específico de Medidas Correctoras del Ruido
- Elaboración del proyecto técnico y documentación y gestiones ante el Ayuntamiento de la Licencia Ambiental de la instalación.
- Tramitación y gestiones ante Conselleria de la aprobación al proyecto del CT Cogeneración
- Tramitación y gestiones ante Conselleria de la aprobación al proyecto del CT Fábrica.
- Gestión de informes favorables de las distintas administraciones públicas, organismos o, en su caso, empresas de servicio público o empresas de interés general con bienes o derechos a su cargo afectados por la instalación.

Todas estas labores se recogen en los diferentes documentos, que a su vez se resumen en el presupuesto representado por la Tabla 16:

Tabla 16: Coste desglosado trámites administrativos

Código	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1	Partidas			
Ud	Proyecto de ejecución de generación	1	12.000,00 €	12.000,00 €
Ud	Proyecto de reforma de centro de transformación de cogeneración	1	3.400,00 €	3.400,00 €
Ud	Proyecto de reforma de centro de transformación de fábrica	1	1.800,00 €	1.800,00 €
Ud	Gestiones ante Conselleria de Industria, de Medio Ambiente, Iberdrola y otras administraciones	1	1.200,00 €	1.200,00 €
Ud	Proyecto de medidas correctoras ruido en Edificio de Cogeneración	1	900,00 €	900,00 €
Ud	Proyectos licencia ambiental municipal y gestiones iniciales con el ayuntamiento	1	1.000,00 €	1.000,00 €
			Subtotal partidas (1)	23.000,00 €
2	Costes directos complementarios			
%	Impuesto sobre el valor añadido	2	23.000,00 €	460,00 €
			Subtotal costes directos (2)	460,00 €
			Costes directos (1+2)	23.460,00 €

Así pues, teniendo todas las partidas se les aplica el impuesto correspondiente (IVA) para obtener los costes del proyecto a partir de los cuáles se elaborará un análisis económico de viabilidad y rentabilidad.

Para finalizar el presupuesto se resumen todas las partidas en la Tabla 17:

Tabla 17: Coste total instalación de cogeneración

Código	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1	Partidas			
	Ud Descarga mediante grúa	1	322,32 €	322,32 €
	Ud Apertura hueco	1	712,04 €	712,04 €
	Ud Transformador	1	24.276,37 €	24.276,37 €
	Ud Caldera recuperación	1	148.216,20 €	148.216,20 €
	Ud Circuito primario A.T.	1	30.186,50 €	30.186,50 €
	Ud Circuito secundario A.T.	1	7.214,52 €	7.214,52 €
	Ud Circuito primario B.T.	1	14.563,34 €	14.563,34 €
	Ud Motor CAT G3516	1	570.000,00 €	570.000,00 €
	Ud Trámites administrativos (SINERGIA IS)	1	23.460,00 €	23.460,00 €
			Subtotal materiales	818.951,29€
2	IVA			
	% Impuesto sobre el valor añadido	21	818.951,29 €	171.979,77 €
			Subtotal IVA	171.979,77 €
			Costes directos (1+2)	990.931,06 €



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

6.- Viabilidad del proyecto

6.1. Análisis económico

En este apartado se valorarán aspectos puramente económicos para analizar la viabilidad y la rentabilidad a largo plazo. El mayor inconveniente para cuadrar estos números es que el motor no es completamente nuevo, de hecho, la garantía sólo cubre el primer año, por lo que se considerará una vida útil de 5 años frente a los 15-20 que se le suelen dar a estos equipos en los análisis económicos.

En primer lugar, se recogen los datos de costes anuales (Ilustración 43), los cuáles son los asociados a la energía y al mantenimiento integral que el propio fabricante:

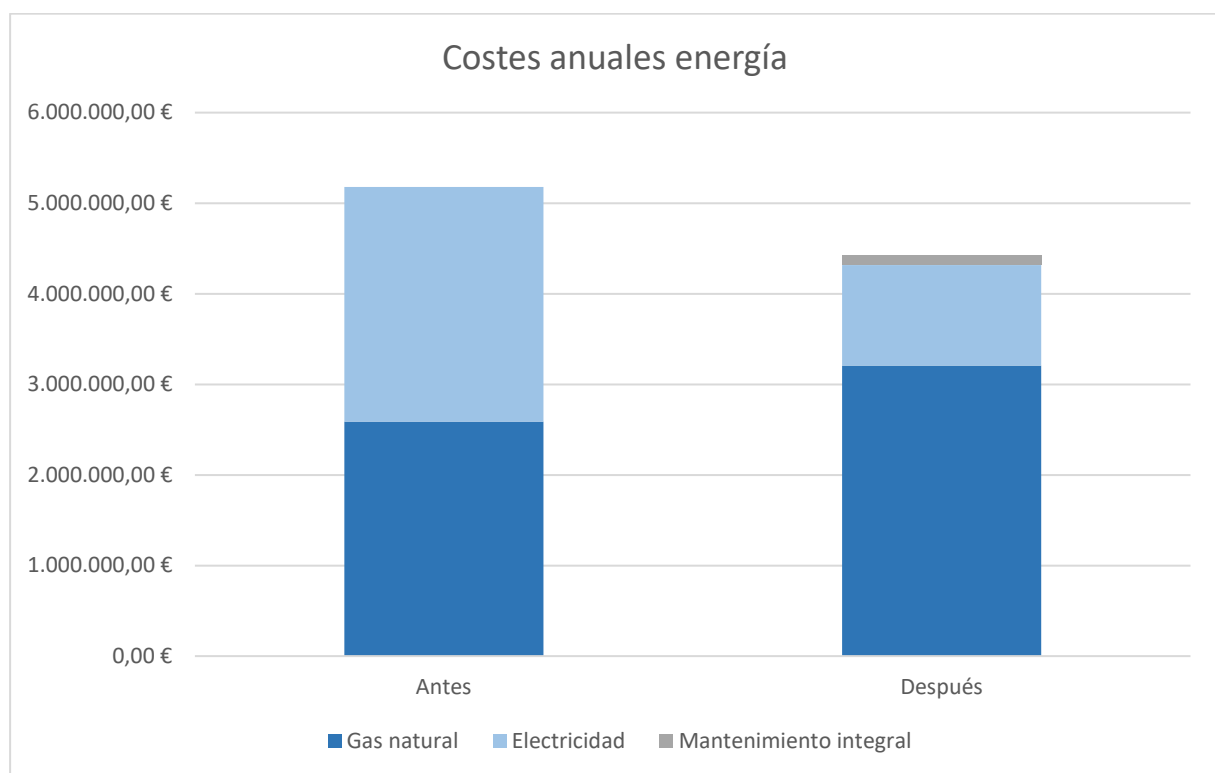


Ilustración 47: Costes anuales energía antes/después

Hecho el análisis de costes energéticos (Resumen costes energéticos), y añadiendo el mantenimiento se obtiene un ahorro anual de **760.919,98€**. Este enorme ahorro se debe a la disminución drástica del término de energía eléctrica, derivado de evitar un consumo de 2.000 kW durante prácticamente todo el año. Otros factores, como la eliminación de los excesos de potencia junto con la desaparición del impuesto especial sobre hidrocarburos también han ayudado, aunque en menor medida.

Teniendo en cuenta que el precio del motor no llega a los 700.000 € se puede prever que los números saldrán, aunque este precio aumentará considerablemente debido a la obra civil y a los diferentes equipos auxiliares que ya se han comentado y cuantificado (5.- Presupuesto). Así pues, se procede a mostrar los parámetros económicos más determinantes en la toma de decisiones de un proyecto.

Así pues, el coste de la instalación completa es solamente un **30,22%** mayor que el ahorro anual que se obtendrá, se obtiene una tasa de retorno de 1,30 años (algo más de 15 meses). Hay diversas razones, en cuanto a costes de ejecución se refiere (puesto que la disminución de costes energéticos se comenta anteriormente), de que este parámetro sea tan favorable:

- El coste del motor de segunda mano, drásticamente inferior a su coste de mercado, que oscilaría los 2.000.000 €. Esta es la principal razón de la temprana tasa de retorno además de ser un arma de doble filo, puesto que ser de segunda mano implica que la garantía sea de poco tiempo (12 meses desde la puesta en marcha o 18 desde la entrega).
- El coste del edificio de obra civil en el que se ubicará el motor, el cual ya existe gracias a que en su día se proyectó la instalación de dos motores, a pesar de que finalmente sólo se pudo ejecutar la instalación de uno de ellos.

Considerando una tasa de crecimiento del 2% en el I.P.C. y el coste de los combustibles, se obtienen los siguientes flujos de caja, y junto a ellos se representa el VAN (Ilustración 48). Se puede observar que el primer año ya sale positivo, cuantificando la viabilidad de este proyecto y mostrando gráficamente que este tipo de instalaciones, en ocasiones, marcan la diferencia con la competencia puesto que esta ganancia anual a partir del primer año significa directamente poder mejorar los márgenes de beneficio. El tipo de interés considerado para estos cálculos es del 7,4%.

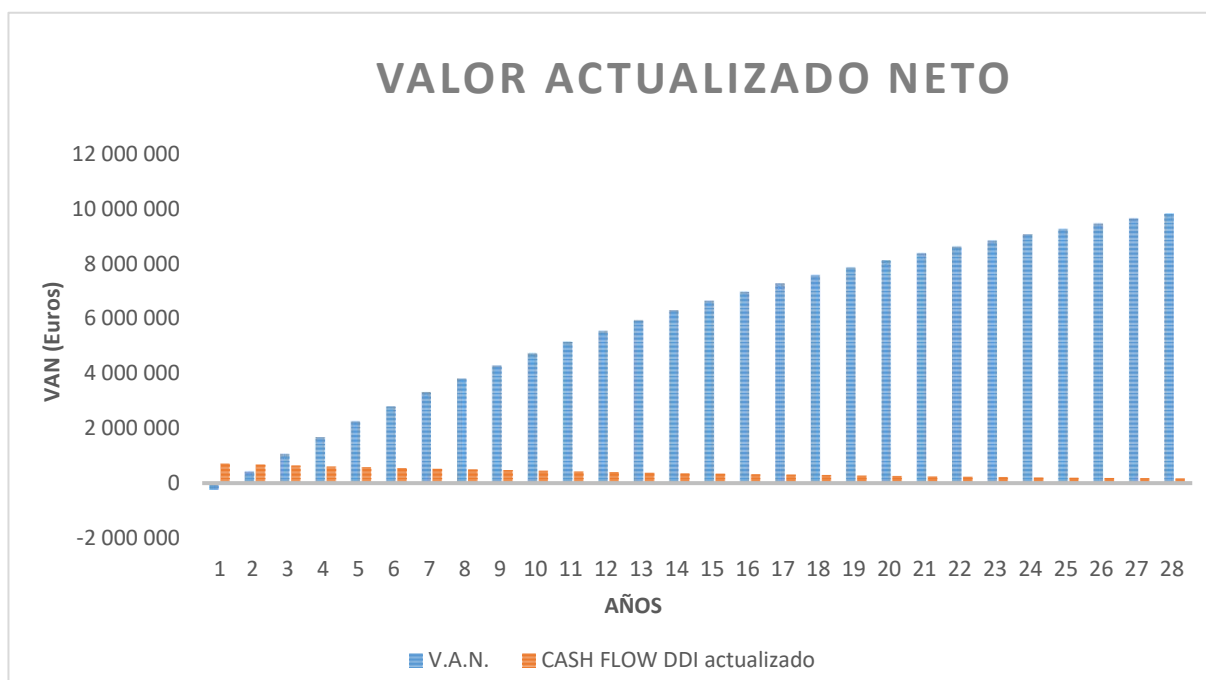


Ilustración 48: Flujos de caja y VAN de la inversión

La tasa de rentabilidad de este proyecto, como ya se puede discernir a estas alturas, es muy elevada. A pesar de haberse elaborado el gráfico para más de 25 años cabe recordar que se daban por válidos valores a los 5 años debido a que el motor es de segunda mano y su fiabilidad a ojos de la empresa está muy aminorado. De todos modos, a los 5 años, la inversión tiene una rentabilidad de prácticamente el **80%** al quinto año (Ilustración 49).

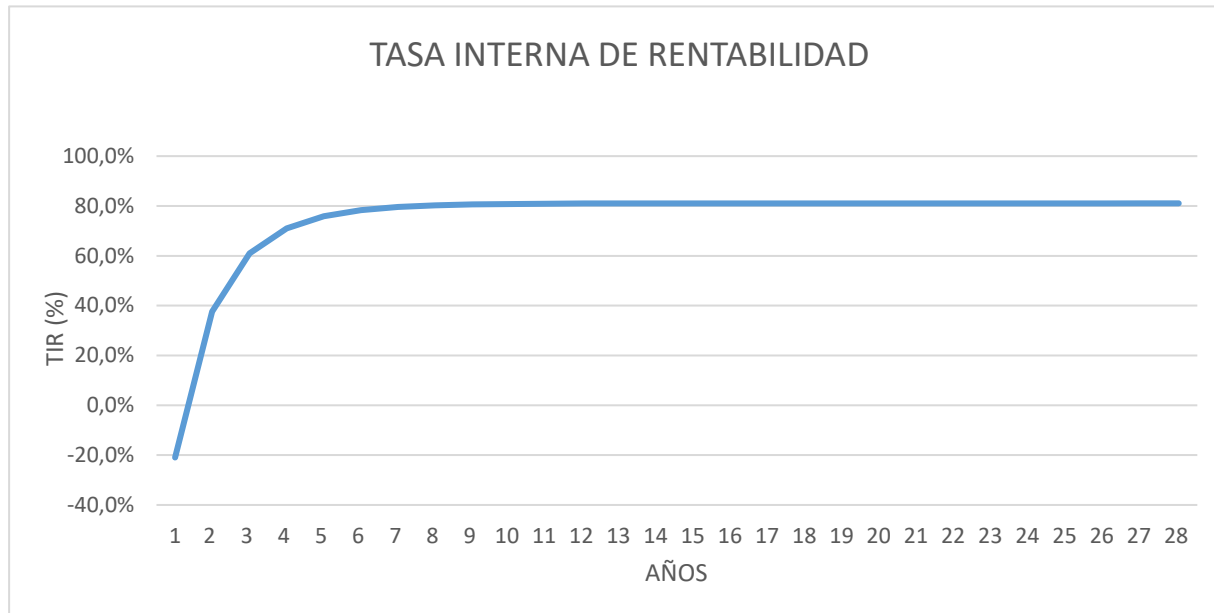


Ilustración 49: Tasa interna de rentabilidad del proyecto

6.2. Análisis de sensibilidad

La viabilidad de este tipo de proyectos se ve comprometida en ocasiones debido a cambios en los gobiernos, subidas en los precios de los recursos energéticos a causa de conflictos internacionales y problemas no relacionados con el correcto funcionamiento y aprovechamiento de la instalación.

Por otro lado, también se sufren cambios no tan ajenos a la propia fábrica, como un aumento en la inversión por las razones que sea o cuestionarse cambios en la tarifa eléctrica.

Es por esto que se debe tener un orden de magnitud de las consecuencias de cualquiera de estos sucesos, puesto que en ocasiones puede determinar la viabilidad inmediata y con ello decidir si continuar con la actividad autogeneradora o parar. Cabe destacar que muy grave deben ser los sucesos desfavorables para que se cese con esta actividad vistos los números del apartado 6.

Dichos estudios se elaborarán principalmente para la segunda cogeneración, siendo la primera ciega a todo suceso susceptible de amenazar los parámetros económicos de este proyecto.

6.2.2. Aumento costes energía

En cuanto a aumento del precio de las energías, el precio del gas natural es un factor clave. Tras la implantación del proyecto se espera pagar **617.661,04 €** al año de más con respecto a la situación inicial, si estos costes aumentan un determinado porcentaje durante varios años puede ser catastrófico para el periodo de retorno. A continuación, en la Ilustración 50, se muestra el comportamiento de la tasa de retorno frente a subidas de cierto porcentaje durante varios años consecutivos. Una subida de estos valores durante 5 años seguidos es improbable pero no imposible, es por esto que se deben prever planes de contingencia.

La menor de las subidas se considera de un 5%/año, y podría mantenerse hasta 4 años sin volverse inviable, ya que cualquier valor que ronde los 4 años de tasa de retorno es del todo indeseable pero afrontable. Si las subidas se dan el primer año y no suben durante años consecutivos se podría asumir, excepto en subidas de entre el 15 y el 20%, que provocarían que el proyecto se pagase entre 4 y 8 años, inaceptable a ojos del motor de segunda mano. Siempre y cuando el precio de la electricidad se mantuviese, cualquier valor a partir del final de las rectas produciría pérdidas en lugar de ahorros anuales.

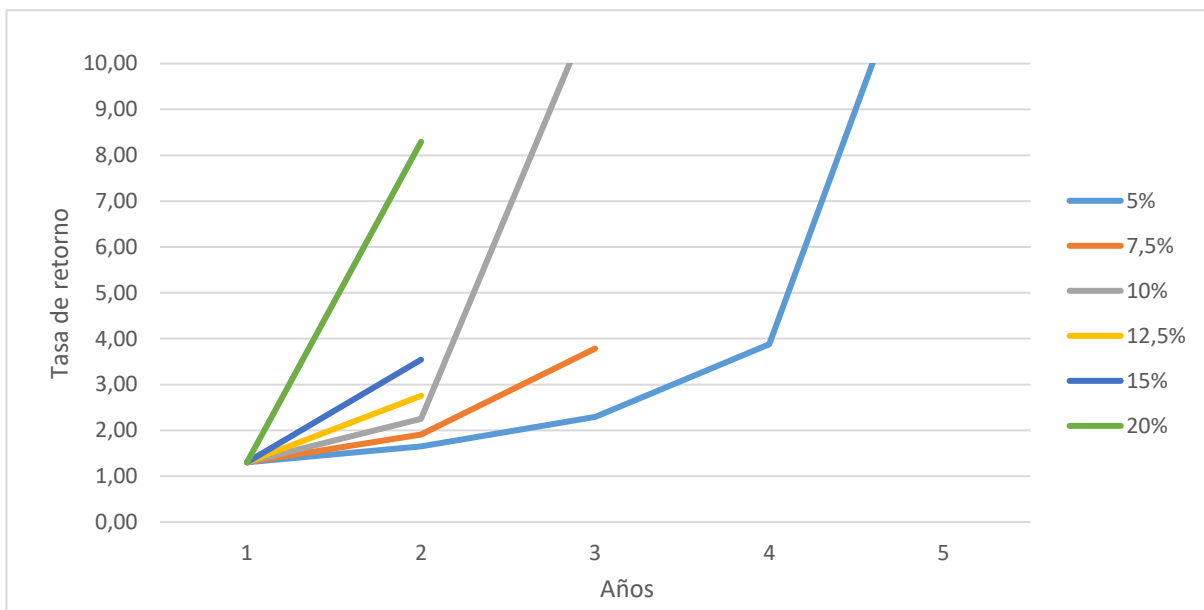


Ilustración 50: Tasa retorno frente a subidas en el precio del gas natural

Por otra parte, subidas en el precio de la electricidad apoyan al proyecto. Esto se debe a que, frente a un aumento cualquiera en el precio de la electricidad, es mayor el ahorro gracias al autoconsumo que el aumento en los costes eléctricos inevitables. Esto significa que se va a pagar más en concepto de energía eléctrica, pero cuanto más se pague más se está ahorrando con respecto al coste que tendría la totalidad de la energía eléctrica consumida sin ser autoconsumida.

En la Ilustración 51 se muestran cómo se comporta el dinero ahorrado en función de determinados tipos de subida del precio de la electricidad durante varios años consecutivos:

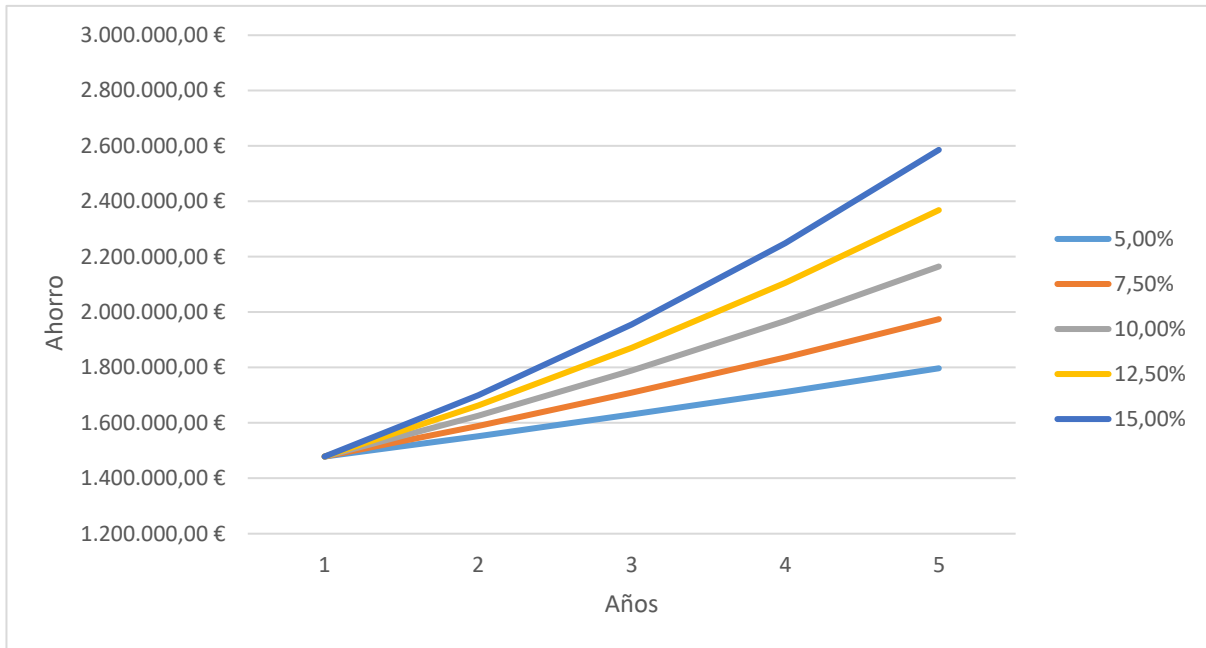


Ilustración 51: Ahorro con respecto a subidas del precio de la luz

6.2.3. Disminución potencia contratada

En su momento se planteó esta posibilidad, pero cabe recordar que la intención de la fábrica es la mejora e innovación continua, que en otras palabras significa seguir creciendo y por tanto no disminuir la potencia contratada. De todos modos, a corto plazo quizá sea interesante por lo que se analiza que efecto tendría la contratación de una tarifa con potencia contratada inferior (Ilustración 52), siempre con un mínimo de 2500 kW (potencia máxima consumida mayorada un 5% para asegurar el funcionamiento continuo).

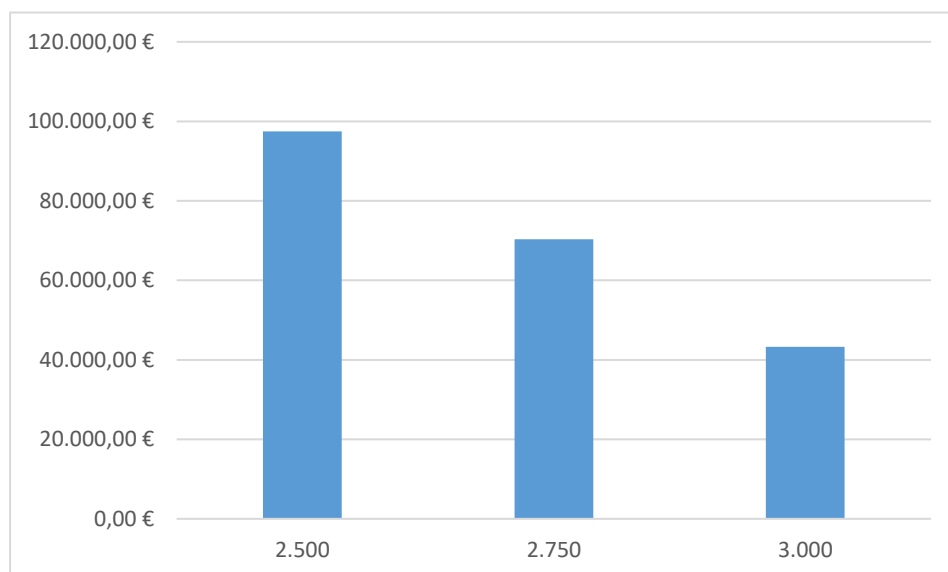


Ilustración 52: Ahorro al contratar potencias inferiores a la actual (3.400 kW)

Estos ahorros son anuales, en el mejor de los casos se pueden ahorrar algo menos de 100.000 €, y puesto que algunos de los nuevos proyectos se activarán en 6 meses máximo la empresa decide **no cambiar su tarifa de potencia**.

6.2.4. Cambios en la normativa

En estos momentos la legislación en España para con las instalaciones de autoconsumo ha mejorado notablemente. La eliminación del impuesto sobre los hidrocarburos y la eliminación de peajes de acceso a la red, como ya se ha comentado anteriormente, han sido detonantes para retomar y proyectar viejos y nuevos proyectos relacionados con las energías renovables.

Es por esto que existe cierta esperanza a que la situación debe seguir mejorando, fomentando más la fotovoltaica junto con la cogeneración, y premiando la generación y consumo eficiente. A pesar de esta actitud optimista, siempre suceden imprevistos y estos serían los esperables de un cambio a peor de la normativa:

- **La vuelta del impuesto sobre los hidrocarburos:** Estando la primera cogeneración en funcionamiento estos costes ascendían a **55.345,37 €/año**, se calcularon a partir del consumo anual de la cogeneración. Ahora que el consumo asociado a cogeneración aumentará en gran medida (alrededor del 280 %), los costes se irían hasta los **156.989,20 €/año**. Las tablas se adjuntan en la sección de (Tabla 19). Estos costes adicionales elevarían la tasa de retorno de los 15 a los 19 meses, por lo que, pese a ser una medida legislativa desagradable, no comprometería la viabilidad de este proyecto.
- **Vuelta de los peajes de acceso:** La vuelta del “Impuesto al Sol”, o al menos de esta faceta, provocaría que la empresa conectara la instalación “en Isla”, puesto que ya se ha funcionado en este modo durante algún periodo con el primer motor, esto obligaría a la desconexión de la red y por tanto a asumir las posibles paradas a partir de grupos electrógenos diésel concretos para suplir dicha actividad, cuyo coste superaría los **250.000 €** (Se podría negociar con Caterpillar debido a la cantidad de grupos electrógenos existentes entre ambas fábricas).

Así pues, en el caso de volver a tener una normativa que penalice el autoconsumo en el cuál ambos factores volviesen a tener validez legal, la tasa de retorno del proyecto empeoraría hasta los **2 años**.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA



7.- Conclusiones

Más allá de los resultados económicos obtenidos, que dan soporte a que el proyecto es viable, se extraen varias conclusiones de un proyecto de esta envergadura:

- Con el objetivo de descentralizar la producción de energía y eliminar las grandes pérdidas en transporte se deben fomentar este tipo de instalaciones, la mejor arma es una legislación que respalde estas actividades y abogue por un parque energético sostenible.
- El rápido crecimiento de la empresa en un pueblo con infraestructura relativamente “escasa” ha derivado en una solución que era del todo favorable desde un principio y que por carga de trabajo no se planteaba con firmeza, cuando era una actividad muy provechosa.
- Cualquier empresa con consumos de calor superiores al MW de forma estable deberían orientar su negocio en este sentido puesto que, eligiendo correctamente el equipo y tecnología que más se ajuste a las necesidades de la empresa en cuestión, es prácticamente seguro mejorar los costes energéticos y con ello mejorar los márgenes de beneficio.
- Pese a la tradicional disputa producción-mantenimiento, es vital para el éxito de los proyectos energéticos que ambos departamentos vayan al unísono.

Estas son las conclusiones técnico-laborales que se han extraído del trabajo elaborado, pero por otra parte existen algunas conclusiones personales que no son tan objetivas y se basan en las sensaciones del alumno con respecto a este trabajo:

- Trabajar-desarrollar este tipo de proyecto permite aprender sobre diferentes aspectos quizá no tan trabajados durante las etapas de formación. Trabajar con profesionales en sus diferentes ámbitos (fontaneros, electricistas...) da una visión más precisa de como los pequeños elementos definen una gran instalación.
- Tener acceso a datos reales, algunos obtenidos a pie de campo como puede ser la recogida de datos durante ciertos periodos o ya sean proporcionados por la ingeniería de la empresa como podían ser las facturas permiten obtener un orden de magnitud del tamaño del lugar.
- El grupo humano al completo, y en concreto el cotutor Antonio Ferragud Crespo, ha dado al alumno muchas libertades y facilidades para la obtención del material útil del que se compone el presente documento. Para sintetizar, la labor de las personas y la intención de aportar conocimiento desinteresadamente a las generaciones venideras (véase nuevos trabajadores también) es el verdadero motor que hace funcionar una buena empresa.
- La energía es un bien atemporal, siempre necesario sin importar épocas ni localidades, es un placer trabajar en que se use adecuadamente y no se malgaste. A la vez, directamente, se contribuye al desarrollo sostenible, que debería ser una meta a alcanzar para cualquier profesional de este mundo.
- Como última conclusión, remarcar la importancia de las prácticas en empresa, gracias a las cuáles actualmente se ha cerrado el ciclo formativo del alumno para finalmente obtener un puesto como Técnico de Proyectos Energéticos en esta misma empresa.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA



8.- Referencias

(1)

(<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/>)

(2)

https://ec.europa.eu/eurostat/search?p_auth=OPwo4SFg&p_p_id=estatsearchportlet_WAR_estatsearchportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_estatsearchportlet_WAR_estatsearchportlet_action=search&text=chp (Estadísticas Eurostat)

(3)

(<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-congreso-aprueba-la-tramitacion-por-via-20181018>)

(4)

www.idae.es/sites/default/files/estudios...y.../boletin_chp_2016_web_ok_final.xlsx

(5)

https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2017_v3.pdf.

(6)

Apuntes de asignatura de Cogeneración (33759) impartida por Jaime Gimeno García, Tema 2-Equipos-P2

(7)

<https://ranking-empresas.eleconomista.es/empresas-VALENCIA.html>

(8)

www.boe.es/legislacion/codigos/

(9)

<http://www.generadordeprecios.info>

(10)

http://www.generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Instalaciones/Urbanas/Centros_de_transformacion/Transformador_en_bano_de_aceite_0_2.html



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

9.- Anexos

Este apartado se compone de información de interés que no era pertinente durante el grueso del documento.

9.1. Tablas

Tabla 18: Datos de comparativa económica (1A/1B Sin cogeneración, 2A/2B con cogeneración)

1A	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía	154291,6921	130730,115	140.187,23 €	111.363,36 €	126.185,05 €	152.357,77 €
Potencia	31.264,49 €	28.238,89 €	31.264,49 €	30.255,95 €	31.264,49 €	30.255,95 €
Excesos	5.457,20 €	1.256,67 €	24.721,80 €	1.330,00 €	5.975,98 €	6.737,09 €
Impuestos	9.765,93 €	8.191,85 €	10.029,76 €	7.308,56 €	8.355,45 €	9.680,93 €
IVA	42.163,65 €	35.367,68 €	43.302,69 €	31.554,16 €	36.074,00 €	41.796,67 €
	242.942,96 €	203.785,21 €	249.505,96 €	181.812,04 €	207.854,97 €	240.828,41 €

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	1B
171.043,67 €	109.498,95 €	137.115,35 €	112.598,11 €	88.003,30 €	112.555,44 €	1.545.930,04 €
31.264,49 €	31.264,49 €	30.255,95 €	31.264,49 €	30.255,95 €	31.264,49 €	368.114,11 €
25.010,19 €	42.137,90 €	8.727,37 €	591,12 €	0,00 €	0,00 €	121.945,32 €
11.622,10 €	9.351,19 €	9.003,39 €	7.385,48 €	6.046,24 €	7.353,08 €	104.093,96 €
50.177,49 €	40.373,03 €	38.871,43 €	31.886,23 €	26.104,15 €	31.746,33 €	449.417,52 €
289.117,93 €	232.625,56 €	223.973,49 €	183.725,42 €	150.409,65 €	182.919,33 €	2.589.500,95 €

2A	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Energía	50.884,50 €	37.953,53 €	55.024,95 €	33.501,30 €	45.126,79 €	51.425,60 €
Potencia	31.264,49 €	28.238,89 €	31.264,49 €	30.255,95 €	31.264,49 €	30.255,95 €
Excesos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Impuestos	4.200,03 €	3.384,22 €	4.411,72 €	3.259,72 €	3.905,65 €	4.176,13 €
IVA	18.133,29 €	14.611,09 €	19.047,24 €	14.073,56 €	16.862,35 €	18.030,11 €
	104.482,31 €	84.187,74 €	109.748,39 €	81.090,54 €	97.159,28 €	103.887,80 €

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	2B
66.295,65 €	46.741,62 €	54.217,96 €	32.404,54 €	13.536,37 €	18.231,46 €	505.344,27 €
31.264,49 €	31.264,49 €	30.255,95 €	31.264,49 €	30.255,95 €	31.264,49 €	368.114,11 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
4.987,95 €	3.988,22 €	4.318,89 €	3.255,20 €	2.238,97 €	2.530,58 €	44.657,27 €
21.535,10 €	17.218,81 €	18.646,49 €	14.054,09 €	9.666,57 €	10.925,57 €	192.804,29 €
124.083,18 €	99.213,13 €	107.439,29 €	80.978,31 €	55.697,87 €	62.952,09 €	1.110.919,94 €

Tabla 19: Tabla costes gas antes y después

SIN COG	MWh mensual	Término fijo	Término variable	Impuestos	Alquiler	IVA	Coste mensual
ENERO	9451,76	17.990,17 €	159.942,65 €	8.843,11 €	136,81 €	40.272,46 €	232.046,11 €
FEBRERO	9065,42	17.990,17 €	153.405,10 €	8.481,65 €	136,81 €	37.802,88 €	217.816,61 €
MARZO	9628,13	17.990,17 €	162.927,18 €	9.008,12 €	136,81 €	39.913,08 €	229.975,37 €
ABRIL	7802,28	17.990,17 €	132.030,14 €	7.299,85 €	136,81 €	33.065,96 €	190.522,93 €
MAYO	8742,92	17.990,17 €	147.947,66 €	8.179,91 €	136,81 €	36.593,46 €	210.848,01 €
JUNIO	7849,31	17.990,17 €	132.826,02 €	7.343,85 €	136,81 €	33.242,34 €	191.539,19 €
JULIO	8892,41	17.990,17 €	150.477,41 €	8.319,78 €	136,81 €	37.154,08 €	214.078,25 €
AGOSTO	9624,77	17.990,17 €	162.870,34 €	9.004,98 €	136,81 €	39.900,48 €	229.902,78 €
SEPTIEMBRE	9139,33	17.990,17 €	154.655,76 €	8.550,80 €	136,81 €	38.080,04 €	219.413,58 €
OCTUBRE	9238,43	17.990,17 €	156.332,78 €	8.643,52 €	136,81 €	38.451,69 €	221.554,98 €
NOVIEMBRE	9520,63	17.990,17 €	161.108,04 €	8.907,54 €	136,81 €	39.509,94 €	227.652,50 €
DICIEMBRE	8660,61	17.990,17 €	146.554,88 €	8.102,91 €	136,81 €	36.284,80 €	209.069,57 €
		215.882,08 €	1.821.077,95 €	100.686,00 €	1.641,72 €	450.271,22 €	2.589.558,97 €

CON 1+2	MWh mensual	Término fijo	Término variable	Impuestos	Alquiler	IVA	Coste mensual
ENERO	12536,95	23.862,42 €	212.150,22 €	3.566,74 €	136,81 €	50.340,40 €	290.056,60 €
FEBRERO	12024,51	23.862,42 €	203.478,72 €	3.420,95 €	136,81 €	48.488,77 €	279.387,67 €
MARZO	12770,89	23.862,42 €	216.108,95 €	3.633,30 €	136,81 €	51.185,71 €	294.927,19 €
ABRIL	10349,05	23.862,42 €	175.126,67 €	2.944,29 €	136,81 €	42.434,74 €	244.504,93 €
MAYO	11596,73	23.862,42 €	196.239,90 €	3.299,25 €	136,81 €	46.943,06 €	270.481,44 €
JUNIO	10411,44	23.862,42 €	176.182,33 €	2.962,04 €	136,81 €	42.660,16 €	245.803,76 €
JULIO	11795,02	23.862,42 €	199.595,39 €	3.355,66 €	136,81 €	47.659,56 €	274.609,85 €
AGOSTO	12766,43	23.862,42 €	216.033,55 €	3.632,03 €	136,81 €	51.169,61 €	294.834,42 €
SEPTIEMBRE	12122,54	23.862,42 €	205.137,61 €	3.448,84 €	136,81 €	48.842,99 €	281.428,68 €
OCTUBRE	12253,99	23.862,42 €	207.362,04 €	3.486,24 €	136,81 €	49.317,98 €	284.165,50 €
NOVIEMBRE	12628,30	23.862,42 €	213.696,01 €	3.592,73 €	136,81 €	50.670,47 €	291.958,45 €
DICIEMBRE	11487,56	23.862,42 €	194.392,49 €	3.268,19 €	136,81 €	46.548,58 €	268.208,50 €
		286.349,08 €	2.415.503,89 €	40.610,26 €	1.641,72 €	576.262,04 €	3.207.220,01 €

9.2. Características equipos

Ilustración 53: Características G3516H NG

GRUPO GENERADOR

Marca CATERPILLAR
Modelo G3516H NG
Potencia 2.000 kW_e
Tensión 400 Vac 3F+N
Servicio..... Continuo

MOTOR

DATOS GENERALES

Marca CATERPILLAR
Número de cilindros..... 16
Diámetro 170 mm
Carrera 215 mm
Cilindrada 78 litros
Relación de compresión 12,1:1
Aspiración..... Turboalimentado y postenfriado
Velocidad..... 1.500 rpm
Potencia al volante 2.077 kW_m

SISTEMA DE REFRIGERACION

Refrigeración..... 2 circuitos independientes
Máxima temperatura entrada circuito AT 92°C
Máxima temperatura salida circuito AT 99°C
Caudal mínimo circuito AT 1.300 li/min
Caudal máximo circuito AT..... 1.700 li/min
Pérdida de carga interna circuito AT 113,8 kPa @ 1.300 li/min, 195,2 kPa @ 1.700 li/min
Potencia resistencia calefacción de agua 9 kW
Tensión de alimentación 220 Vac F+N
Máxima temperatura entrada circuito BT..... 48°C
Caudal mínimo circuito BT..... 450 li/min
Caudal máximo circuito BT..... 750 li/min
Pérdida de carga interna circuito BT 24,5 kPa @ 450 li/min, 80,4 kPa @ 750 li/min

SISTEMA DE ESCAPE

Colector de escape Seco
Contrapresión máxima admisible de escape 5 kPa

SISTEMA DE LUBRICACION

Capacidad del cárter de aceite 450 litros
Consumo de aceite a vida media 0,122 gr/kW_mh

SISTEMA DE ARRANQUE

Tipo de arranque..... Eléctrico 24 Vcc
Número de motores de arranque..... 2
Número y tensión de baterías 4×12 Vcc
Capacidad de baterías 4×190 Ah

GENERADOR

DATOS GENERALES

Marca	CATERPILLAR
Modelo	SR5 / Frame 1866 / Arrangement 3605494
Tipo bobinado	FORM WOUND
Paso	0,6667
Número de cojinetes.....	2
Servicio.....	Continuo
Conexión	Estrella
Velocidad.....	1.500 rpm
Potencia	2.000 kW _e (2.500 kVA)
Factor de potencia.....	0,8
Tensión	400 Vac, 3F+N, 50Hz
Intensidad	3.608,4 Amp
Tipo excitación.....	Imanes permanentes
Constancia de tensión.....	± 0,5%
Clase de aislamiento.....	H
Clase de protección	IP-22
Clase refrigeración.....	IC-01
Caudal aire refrigeración.....	226,8 m ³ /min
Factor de influencia telefónica.....	< 50
Desviación de onda	< 3%
Peso total	5.592 kg
Peso estator.....	2.869 kg
Peso rotor.....	2.086 kg
Inercia (J).....	77,11 N m s ²

REACTANCIAS Y TIEMPOS

Reactancia subtransitoria (X''_d).....	0,0078 Ω
Reactancia transitoria (X'_d).....	0,0117 Ω
Reactancia síncrona (X_d).....	0,1840 Ω
Reactancia homopolar (X_0).....	0,0005 Ω
Tiempo subtransitorio circuito abierto (T''_{d0}).....	0,0077 s
Tiempo subtransitorio corto circuito (T''_d).....	0,0068 s
Tiempo transitorio circuito abierto (T'_{d0}).....	5,2140 s
Tiempo transitorio corto circuito (T'_d).....	0,3318 s
Resistencia de estator.....	0,0009 Ω
Resistencia de campo	1,044 Ω
Intensidad de defecto trifásico	29.324 Amp
Intensidad de defecto bifásico.....	25.634 Amp
Intensidad de defecto fase neutro	42.898 Amp

EFICIENCIA

	505,5 kW _e	1.011 kW _e	1.516,5 kW _e	2.022 kW _e
f.p.=1,0	95,1%	97,0%	97,5%	97,6%
f.p.=0,8	94,8%	96,5%	96,8%	96,7%

Valores válidos para generador modelo SR5, Frame 1866, Arrangement 3605494, Tensión de Generación 400 Vac, Servicio Continuo.

VELOCIDAD MOTOR (RPM):	1.500	TIPO CONFIGURACION:	ALTA EFICIENCIA
RELACION DE COMPRESION:	12,1:1	TIPO SERVICIO:	CONTINUO
TIPO POSTENFRIADOR	SCAC	SISTEMA DE COMBUSTIBLE:	BAJA PRESION CAT
TEMP. ENTRADA 2ª ETAPA POSTENFR. (°C):	48	CON CONTROL RELACION AIRE/COMBUSTIBLE	
TEMP. ENTRADA 1ª ETAPA POSTENFR. (°C):	92	COMBUSTIBLE:	GAS NATURAL
TEMP. SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C):	99	PRESION GAS ENTRADA (kPa _g):	10 - 35
ASPIRACION:	TA	Nº DE METANO GAS:	75,8
SISTEMA REFRIGERACION:	JW+OC+AC1, AC2	PCI GAS (MJ/Nm ³):	38,49
SISTEMA DE ENCENDIDO:	ADEM4 w/ IM	ALTITUD (m):	152
COLECTOR DE ESCAPE:	SECO	MAX. TEMP. AIRE ADMISION (°C):	25
COMBUSTION:	BAJAS EMISIONES	RATING:	2.077 kW _m @1.500 rpm
NIVEL NO _x (mg/Nm ³):	500	FACTOR DE POTENCIA:	1
SET POINT TIMING:	16	TENSION (V):	400 - 11.000

POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

	Notas	% CARGA	100%	75%	50%
POTENCIA ELECTRICA	(1) (2)	kW_e	2.027	1.520	1.014
POTENCIA DEL MOTOR	(2)	kW _m	2.077	1.559	1.045
RENDIMIENTO ELECTRICO	(ISO 3046/1) (3) (4)	%	45,0	44,0	41,9
RENDIMIENTO TERMICO	(3) (5)	%	41,9	43,5	46,0
RENDIMIENTO TOTAL	(3) (6)	%	86,9	87,5	87,9

DATOS DEL MOTOR

	(ISO 3046/1)	(7)	kW	4.510	3.454	2.417
CONSUMO DE COMBUSTIBLE (PCI)	(ISO 3046/1)	(7)	MJ/kW _e h	8,01	8,18	8,58
CONSUMO DE COMBUSTIBLE	(NOMINAL)	(7)	MJ/kW _e h	8,28	8,46	8,88
CONSUMO DE COMBUSTIBLE	(NOMINAL)	(7)	MJ/kW _m h	8,08	8,25	8,61
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE (25°C, 101,3 kPa)	(HUMEDO)	(8)	m ³ /kW _m h	4,04	3,98	4,03
CAUDAL MASICO DE AIRE	(HUMEDO)	(8)	kg/kW _m h	4,78	4,71	4,77
CAUDAL DE COMBUSTIBLE (0°C, 101,3 kPa)			Nm ³ /h	436	334	234
PRESION EN EL COLECTOR DE ADMISION		(9)	kPa(abs)	441	324	220
TEMPERATURA DE ESCAPE – SALIDA MOTOR		(10)	°C	422	457	503
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (0°C, 101,3 kPa)	(HUMEDO)	(11)	Nm ³ /kW _m h	3,92	3,88	3,93
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE	(HUMEDO)	(11)	kg/kW _m h	4,94	4,88	4,95
RESTRICCION MAXIMA ADMISION		(12)	kPa	2,50	1,40	0,63
RESTRICCION MAXIMA ESCAPE		(12)	kPa	5,00	2,79	1,34

EMISIONES

NO _x (como NO ₂)	(corr. 5% O ₂)	(13) (14)	mg/Nm ³ (seco)	500	500	500
CO	(corr. 5% O ₂)	(13) (14)	mg/Nm ³ (seco)	1.026	960	903
THC (peso mol. 15,84)	(corr. 5% O ₂)	(13) (14)	mg/Nm ³ (seco)	1.116	1.067	989
NMHC (peso mol. 15,84)	(corr. 5% O ₂)	(13) (14)	mg/Nm ³ (seco)	190	182	168
NMNEHC (VOCs) (peso mol. 15,84)	(corr. 5% O ₂)	(13) (14) (15)	mg/Nm ³ (seco)	179	171	158
HCHO (Formaldehído)	(corr. 5% O ₂)	(13) (14)	mg/Nm ³ (seco)	94	95	96
CO ₂	(corr. 5% O ₂)	(13) (14)	g/Nm ³ (seco)	218	216	214
O ₂ escape		(13) (16)	% seco	9,7	9,3	8,8

BALANCE TERMICO

CONSUMO COMBUSTIBLE (PCI)	(17)	kW	4.665	3.576	2.501
POT. TERMICA AGUA CAMISAS (JW)	(18)	kW	464	392	314
POT. TERMICA RADIACION ATMOSFERA	(18)	kW	75	63	50
POT. TERMICA ACEITE (OC)	(18)	kW	180	162	139
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	(18)	kW	947	810	637
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 1ª ETAPA (AC1)	(18) (19)	kW	369	196	65
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 2ª ETAPA (AC2)	(18) (19)	kW	209	139	79

DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE REFRIGERACION

POT. TERMICA TOTAL CIRCUITO ALTA TEMP. (JW+OC+AC1)	(20)	kW	1.113
POT. TERMICA TOTAL CIRCUITO BAJA TEMP. (AC2)	(20)	kW	220
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	(20)	kW	1.041

Se ha considerado un coeficiente de seguridad del 0% para el dimensionamiento del sist. refrigeración

RECUPERACION DE CALOR MINIMA

POT. TERMICA TOTAL CIRCUITO ALTA TEMP. (JW+OC+AC1)	(21)	kW	911
POT. TERMICA TOTAL CIRCUITO BAJA TEMP. (AC2)	(21)	kW	199
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	(21)	kW	852

Ilustración 54: Aerotermo circuito alta temperatura

Modelo: IDDM-230B H EC		N° Circuitos 96	
Capacidad nominal	kW	1081,9	
Temperatura entrada del aire	°C	35,0	Fluido
Humedad relativa	%	40	GLIC. ETILENICO 25%
Temperatura salida del aire	°C	74,2	Temperatura entrada del fluido
Altitud	m	0	°C 90,0
			Temperatura salida del fluido
			°C 80,2
			Caudal de flujo
			m³/h 100,00
			Caída de presión del fluido
			kPa 79
Caudal de aire	m³/h	84900	Potencia sonora
Ventiladores	mm	6 x 800	dB(A) 81
Entrada		400-480V/3Ph/50-60Hz	Presión sonora ISO 3744 at 10 m
			dB(A) 49
			Potencia total absorbida (*)
			W 6348
RPM	%	100	Potencia total ventiladores
Velocidad del ventilador	1/min	770	W 6348
			Consumo total
			A 9,7
Superficie	m²	618,9	
Volumen interno	dm³	88,0	
Paso entre aletas	mm	2,1	Peso
Conexiones entrada	mm	1 x 3 1/8" - BRIDAS DN-80	kg 678
			Largo
			mm 4290
Conexiones salida	mm	1 x 3 1/8" - BRIDAS DN-80	Ancho
			mm 2086
Tubos		Cobre	Alto
Aletas		Aluminio	mm 1360
			Presión máx. trabajo
			bar 6

Ilustración 55: Aerotermo circuito baja temperatura

Modelo: IDRM-120B H EC		N° Circuitos 57	
Capacidad nominal	kW	125,9	
Temperatura entrada del aire	°C	35,0	Fluido
Humedad relativa	%	40	GLIC. ETILENICO 25%
Temperatura salida del aire	°C	43,9	Temperatura entrada del fluido
Altitud	m	0	°C 48,0
			Temperatura salida del fluido
			°C 45,2
			Caudal de flujo
			m³/h 40,00
			Caída de presión del fluido
			kPa 37
Caudal de aire	m³/h	43600	Potencia sonora
Ventiladores	mm	3 x 800	dB(A) 78
Entrada		400-480V/3Ph/50-60Hz	Presión sonora ISO 3744 at 10 m
			dB(A) 46
			Potencia total absorbida (*)
			W 3174
RPM	%	100	Potencia total ventiladores
Velocidad del ventilador	1/min	770	W 3174
			Consumo total
			A 4,8
Superficie	m²	326,6	
Volumen interno	dm³	46,4	
Paso entre aletas	mm	2,1	Peso
Conexiones entrada	mm	1 x 3 1/8" - BRIDAS DN-80	kg 438
			Largo
			mm 3840
Conexiones salida	mm	1 x 3 1/8" - BRIDAS DN-80	Ancho
			mm 1260
Tubos		Cobre	Alto
Aletas		Aluminio	mm 1360
			Presión máx. trabajo
			bar 6

Ilustración 56: Caldera de recuperación

CONDICIONES DE SERVICIO.

- Producción de Vapor requerido (Cogeneración)	1.173 kg/h.
- Temperatura de vapor	170 °C.
- Presión Máxima de Servicio (Pms)	7 Bar(g).
- Presión Máxima Admisible (PS)	10Bar(g).
- Temperatura de agua de alimentación	85°C.
- Calidad requerida de agua de alimentación	EN 12953-10.

PRESTACIONES ESPERADAS / GARANTIZADAS.

Parámetro	Condición Nominal.(Motor al 100%)
- Potencia recuperada evaporador ¹	702KW
- Potencia recuperada economizador ¹	95KW
- Potencia recuperada Total	797KW
- Pérdidas en evaporador	1,5 %
- Pérdidas en economizador	0,5 %
- Potencia útil transferida en evaporador	692KW
- Potencia útil transferida en economizador	94KW
- Potencia útil total	786KW
- Caudales de vapor producido a (7) bar(g)	
- Esperado	1.173 ± 5 Kg/h.
- Temperaturas del circuito de agua/vapor	
- Agua alimentación economizador	85°C.
- Agua alimentación evaporador	154°C.
- Vapor saturado	170 °C.
- Temperaturas del circuito de gases	
- Entrada evaporador	416°C.
- Salida evaporador	200°C.
- Salida economizador	170±10 °C.
- Perdida de carga en evaporador	8mbar
- Perdida de carga en economizador	2mbar
- Perdida de carga de gases total	10mbar

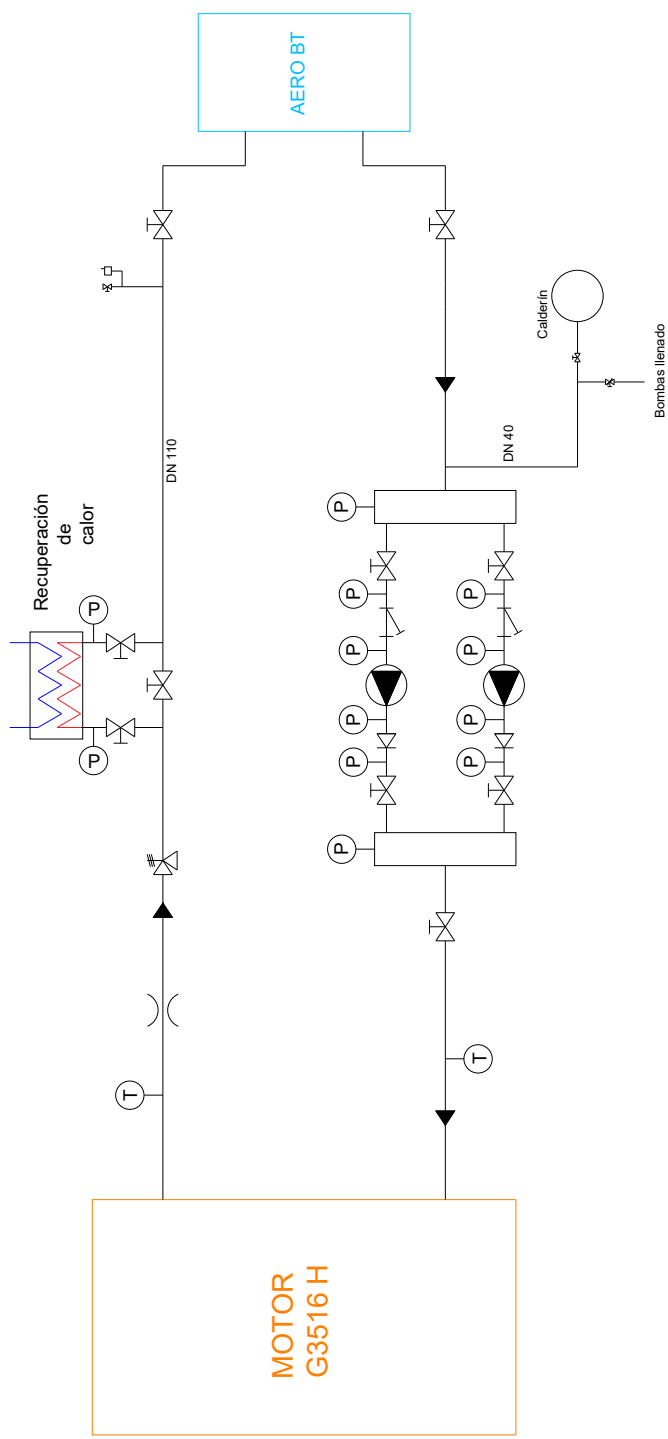
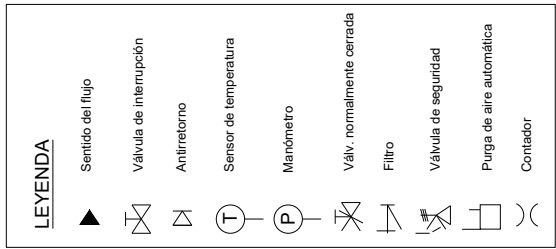


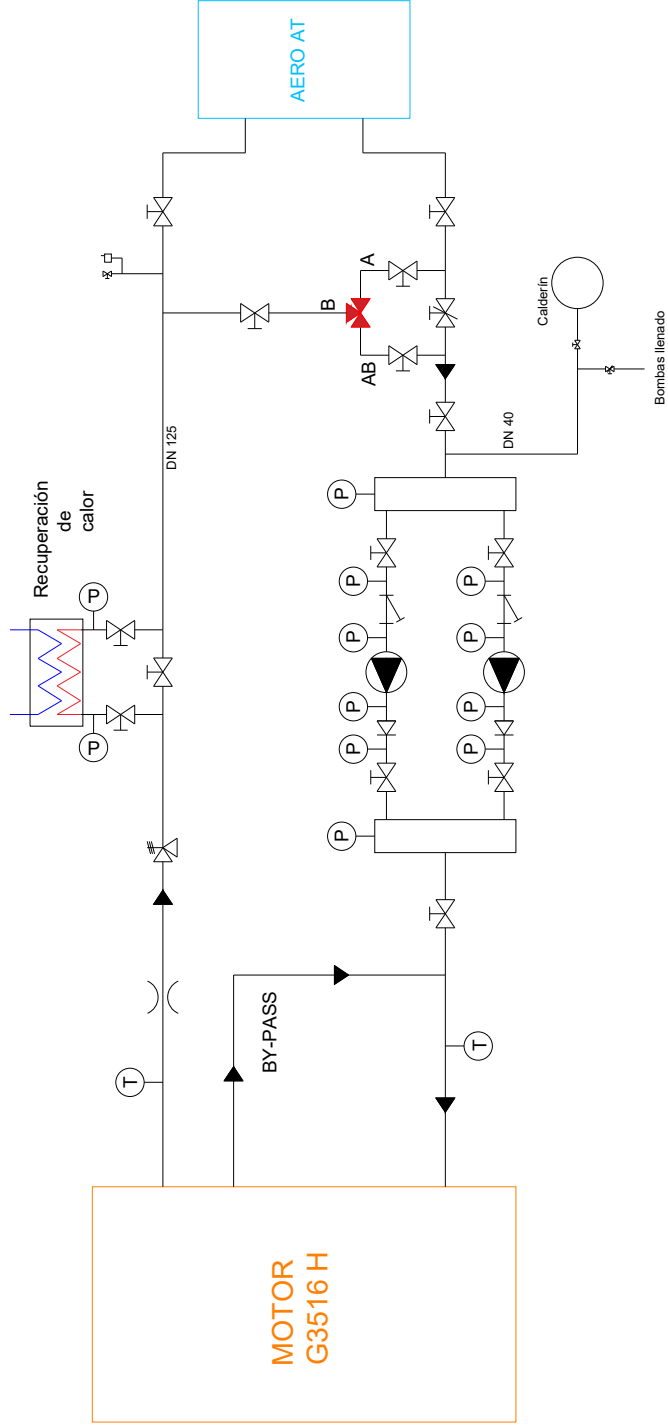
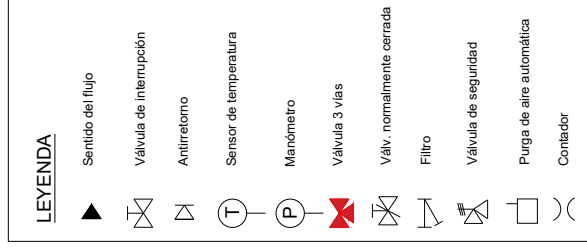
UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

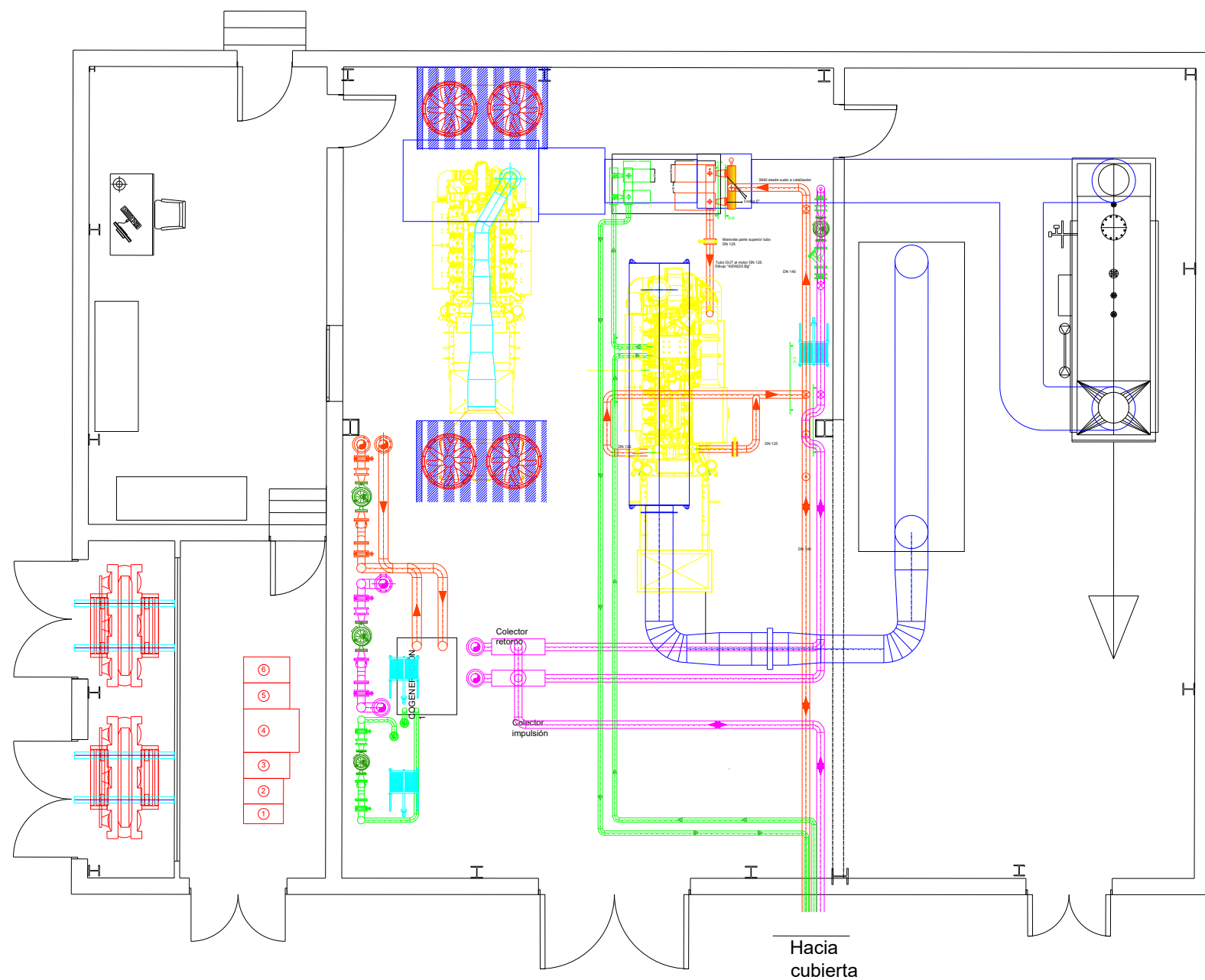


ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

10.- Planos

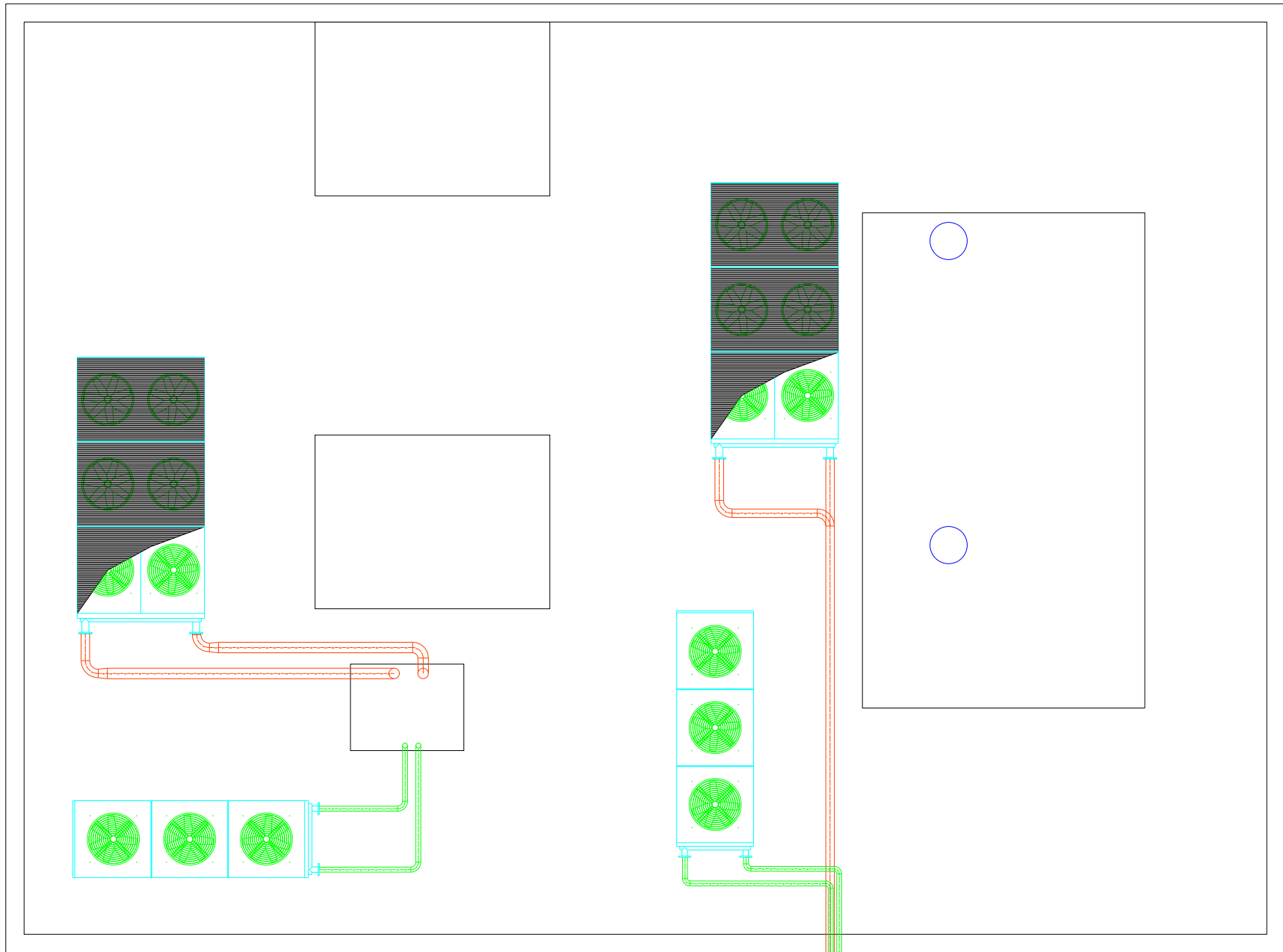






LEYENDA

■	Motores
■	Circuito A.T. primario
■	Circuito A.T. secundario
■	Circuito B.T. primario
■	Intercambiadores
■	Aparatación eléctrica
■	Tubos G.E.



A sala

G.E. al ambiente

