

Trabajo Fin de Grado

Ingeniería de la Energía

Estudio de viabilidad de cogeneración en régimen aislado para un hotel de alta montaña

Autor: Jacobo Fernández Ruiz de Terry

Tutor: David Velázquez Alonso

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Estudio de viabilidad de cogeneración en régimen aislado para un hotel de alta montaña

Autor:

Jacobo Fernández Ruiz de Terry

Tutor:

David Velázquez Alonso

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Térmica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Trabajo de Fin de Grado: Estudio de viabilidad de cogeneración en régimen aislado para un hotel de alta montaña

Autor: Jacobo Fernández Ruiz de Terry

Tutor: David Velázquez Alonso

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi familia, ejemplo constante de entrega, dedicación y apoyo.

A mis amigos y compañeros, por compartir conmigo todos estos años.

En la actualidad, la eficiente generación y utilización de la energía es uno de los pilares fundamentales en el sector terciario. Las nuevas políticas encaminadas a un desarrollo sostenible en el marco ambiental provocan que las fuentes de energía primaria menos seguras y limpias empiecen a generar problemas económicos y legales. En esta línea, aparece la cogeneración, que se convierte en un actor principal en esta continua búsqueda del ahorro energético.

En una primera parte, se analizará detalladamente la demanda energética del hotel situado en alta montaña, el cual se encuentra totalmente aislado de cualquier red de distribución. Posteriormente, partiendo de lo anterior, se estudiará la posibilidad de implantar un equipo de cogeneración que consiga satisfacer la máxima demanda energética, ligado a una previa instalación de una Planta Satélite de Regasificación, que permita utilizar gas natural como combustible, reduciendo las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera.

Finalmente, una vez comprobada la viabilidad técnica del proyecto, se procederá a un análisis económico, que precederá a la descripción de las principales conclusiones extraídas tras la realización del mismo.

Nowadays, the efficient generation and use of energy is one of the essential pillars in the tertiary sector. The new policies aimed at sustainable development in the environmental framework, cause economic and legal problems with the old energy sources. In this line, cogeneration appears, which becomes a main actor in this continuous search for energy saving.

In the first part, the energy demand of the hotel located in the high mountains will be analyzed in detail, which is totally isolated from any distribution network. Subsequently, based on the above, the possibility of implementing a cogeneration equipment that manages to satisfy the maximum energy demand will be studied, linked to a previous installation of a Satellite Regasification Plant, which allows the use of natural gas as fuel, reducing dioxide emissions. carbon to the atmosphere.

Finally, once the technical viability of the project has been verified, an economic analysis will be carried out, which will precede the description of the main conclusions drawn after its completion.

Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
1 Objetivo del proyecto	2
1.1 <i>Objeto del Proyecto</i>	2
1.2 <i>Alcance del Proyecto</i>	3
2 Introducción	5
2.1 <i>Cogeneración</i>	5
2.2 <i>Tipos de planta de cogeneración</i>	7
2.2.1 <i>Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel en ciclo simple</i>	7
2.2.2 <i>Cogeneración con turbinas de gas en ciclo simple</i>	8
2.2.3 <i>Cogeneración con turbina de vapor</i>	9
2.2.4 <i>Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas</i>	9
2.2.5 <i>Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo</i>	10
2.2.6 <i>Trigeneración</i>	11
2.3 <i>Marco Legal</i>	11
3 Bases de Diseño	13
3.1 <i>Descripción del hotel</i>	13
3.1.1 <i>Ubicación, emplazamiento y climatología</i>	13
3.1.2 <i>Grupos electrógenos</i>	15
3.1.3 <i>Sala de calderas</i>	16
3.2 <i>Caracterización de la demanda</i>	17
3.2.1 <i>Demanda eléctrica</i>	17
3.2.2 <i>Demanda térmica</i>	28
3.3 <i>Justificación de la cogeneración</i>	52
4 Proyecto de Cogeneración	53
4.1 <i>Motor Alternativo</i>	54
4.1.1 <i>Elección y descripción del equipo seleccionado</i>	56
5 Análisis Económico	71
5.1 <i>Situación inicial</i>	71
5.2 <i>Inversión</i>	73
5.3 <i>Situación propuesta</i>	74
6 Estudio Medioambiental	77
7 Conclusiones	79
8 Anexos	81
8.1 <i>Anexo 1. Características básicas Cento T80.</i>	81
8.2 <i>Anexo 2. Características básicas interacumulador existente.</i>	86

8.3	<i>Anexo 3. Características básicas caldera existente.</i>	88
8.4	<i>Anexo 4. Evaluación económica.</i>	89
8.5	<i>Anexo 5. Tablas de demanda eléctrica VS producción eléctrica cogeneración.</i>	91
8.6	<i>Anexo 6. Ejemplo del cálculo horario del proyecto.</i>	93
	Referencias	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Climatología en Llanos del Hospital, Pirineo aragonés.	14
Tabla 2. Temporadas en el hotel según ocupación.	17
Tabla 3. Consumo mensual de gasóleo.	19
Tabla 4. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada alta.	20
Tabla 5. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada baja.	21
Tabla 6. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada media.	22
Tabla 7. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada alta.	24
Tabla 8. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada baja.	25
Tabla 9. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada media.	26
Tabla 10. Demanda diaria eléctrica según patrones.	28
Tabla 11. Consumo mensual de propano.	29
Tabla 12. Consumo de energía mensual de propano.	29
Tabla 13. Consumo de energía neta mensual del hotel previo a cálculo.	30
Tabla 14. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada alta.	31
Tabla 15. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada baja.	32
Tabla 16. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada media.	33
Tabla 17. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada alta.	35
Tabla 18. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada baja.	36
Tabla 19. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada media.	37
Tabla 20. Tª Agua de red según temporada	40
Tabla 21. Energía de acumulación de los depósitos de ACS.	40
Tabla 22. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada alta.	41
Tabla 23. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada baja.	42
Tabla 24. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada media.	43
Tabla 25. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada alta.	45
Tabla 26. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada baja.	46
Tabla 27. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada media.	47
Tabla 28. Demanda diaria térmica según patrones.	50
Tabla 29. Consumo de energía neta térmica mensual del hotel post cálculo.	51
Tabla 30. Datos técnicos básicos de la unidad de cogeneración TEDOM.	57
Tabla 31. Contribución en MWhe del gas natural y el gasóleo para satisfacer la demanda eléctrica.	60
Tabla 32. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada alta.	63
Tabla 33. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada baja.	64
Tabla 34. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada media.	65
Tabla 35. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada alta.	66
Tabla 36. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada baja.	67

Tabla 37. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada media.	68
Tabla 38. Contribución en MWht de la cogeneración y las calderas para satisfacer la demanda térmica.	69
Tabla 39. Situación actual para cubrir la demanda eléctrica.	71
Tabla 40. Situación actual para cubrir la demanda térmica.	72
Tabla 41. Resumen situación energética actual.	72
Tabla 42. Presupuesto.	73
Tabla 43. Situación propuesta para cubrir la demanda eléctrica.	74
Tabla 44. Situación propuesta para cubrir la demanda térmica.	75
Tabla 45. Resumen situación energética propuesta.	75
Tabla 46. Evaluación económica del proyecto.	76
Tabla 47. Factores de emisiones de CO2.	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de producción de energía con cogeneración. Fuente: Naturgy	6
Figura 2. Esquema de producción de energía sin cogeneración. Fuente: Naturgy	6
Figura 3. Planta de cogeneración con motor alternativo. Fuente: EOI.	8
Figura 4. Planta de cogeneración con turbina de gas. Fuente: EOI.	8
Figura 5. Planta de cogeneración con turbina de vapor. Fuente: EOI.	9
Figura 6. Planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas. Fuente: EOI.	10
Figura 7. Planta de cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo. Fuente: EOI.	10
Figura 8. Mapa de España. Ubicación del hotel.	13
Figura 9. Layout actual de la instalación de generación de electricidad y calor del hotel.	14
Figura 10. Grupo electrógeno 250 kVA.	15
Figura 11. Grupo electrógeno 220 kVA.	15
Figura 12. Grupo electrógeno 60 kVA.	16
Figura 13. Caldera Remeha 170 kW existente.	16
Figura 14. Depósitos interacumuladores existentes.	16
Figura 15. Consumo eléctrico (kWh) durante todas las horas del año.	18
Figura 16. Puntas eléctricas máximas en el año.	18
Figura 17. Consumo mensual eléctrico VS Consumo mensual Gasóleo.	19
Figura 18. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada alta.	20
Figura 19. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada baja.	21
Figura 20. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada media.	22
Figura 21. Patrón 1 de demanda eléctrica.	23
Figura 22. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada alta.	24
Figura 23. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada baja.	25
Figura 24. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada media.	26
Figura 25. Patrón 2 de demanda eléctrica.	27
Figura 26. Comparativa de patrón 1 y patrón 2 de demanda eléctrica.	27
Figura 27. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada alta.	31
Figura 28. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada baja.	32
Figura 29. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada media.	33
Figura 30. Patrón 1 de demanda de calefacción.	34
Figura 31. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada alta.	35
Figura 32. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada baja.	36
Figura 33. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada media.	37
Figura 34. Patrón 2 de demanda de calefacción.	38
Figura 35. Comparativa de patrón 1 y patrón 2 de demanda de calefacción.	38
Figura 36. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada alta.	41

Figura 37. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada baja.	42
Figura 38. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada media.	43
Figura 39. Patrón 1 de demanda del circuito primario de ACS.	44
Figura 40. Patrón 1 de demanda de energía útil de ACS.	44
Figura 41. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada alta.	45
Figura 42. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada baja.	46
Figura 43. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada media.	47
Figura 44. Patrón 2 de demanda del circuito primario de ACS.	48
Figura 45. Patrón 2 de demanda de energía útil de ACS.	48
Figura 46. Comparativa de patrón 1 y patrón 2 de demanda del circuito primario de ACS.	49
Figura 47. Comparativa de patrón 1 y patrón 2 de demanda de energía útil de ACS.	49
Figura 48. Consumo de energía neta térmica mensual del hotel post cálculo.	51
Figura 49. Flujo de fluidos principales en un motor alternativo.	55
Figura 50. Fases de un motor de cuatro tiempos.	56
Figura 51. Demanda VS Producción (kWhe). Patrón 1 – Temporada Baja.	58
Figura 52. Demanda VS Producción (kWhe). Patrón 1 – Temporada Alta.	58
Figura 53. Demanda VS Producción (kWhe). Patrón 1 – Temporada Media.	58
Figura 54. Demanda VS Producción (kWhe). Patrón 2 – Temporada Baja.	59
Figura 55. Demanda VS Producción (kWhe). Patrón 2 – Temporada Alta.	59
Figura 56. Demanda VS Producción (kWhe). Patrón 2 – Temporada Media.	59
Figura 57. Contribución en MWhe del gas natural y el gasóleo para satisfacer la demanda eléctrica.	60
Figura 58. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada alta.	63
Figura 59. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada baja.	64
Figura 60. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada media.	65
Figura 61. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada alta.	66
Figura 62. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada baja.	67
Figura 63. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada media.	68
Figura 64. Contribución en MWht de la cogeneración y las calderas para satisfacer la demanda térmica.	69
Figura 65. Consumo propuesto de energía primaria en el hotel.	79

1 OBJETIVO DEL PROYECTO

If you can't explain it simply, you don't understand it well enough.

- Albert Einstein -

En el panorama energético actual, con las recientes incertidumbres asociadas a los precios de la energía y las inestabilidades políticas en algunos países exportadores de hidrocarburos, reducir el consumo energético mediante tecnologías más eficientes, es fundamental en la definición de nuevos usos de la energía en nuestra sociedad. Dada la actual coyuntura medioambiental, económica y social, hemos de encontrar un nuevo modelo de desarrollo sostenible, incrementando la productividad de nuestra economía y el uso eficiente de los recursos [1].

El ahorro y la eficiencia energética son dos de los grandes retos que se deben afrontar en este siglo. Por ello, es fundamental el inicio de distintas estrategias y la puesta en marcha de las herramientas que se consideren oportunas para el perfeccionamiento de las tecnologías que nos acerquen, cada vez más, a los objetivos marcados.

1.1 Objeto del Proyecto

El objetivo de este documento es el estudio de viabilidad de una instalación de cogeneración en un hotel de alta montaña en el Pirineo Aragonés. Dicho hotel se encuentra aislado de la red eléctrica, lo que provoca un diseño de la instalación minucioso y exhaustivo con el fin de garantizar la demanda eléctrica y térmica en todo momento.

De este modo, se pretende conseguir:

- Conocer la curva de consumo energético del hotel en sus distintas temporadas del año.
- Cubrir todas las necesidades energéticas del hotel con una única fuente de energía primaria, disminuyendo la cantidad de este combustible al aprovechar el calor residual provocado para la producción de electricidad.
- Disminución de los costes energéticos, produciendo un ahorro económico anual.
- Contribución a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.2 Alcance del Proyecto

Con el fin de cumplir los objetivos previamente mencionados, el alcance del presente proyecto será:

- Descripción del principio de cogeneración, evaluando la madurez técnica y económica de las distintas tecnologías.
- Estudio de la demanda eléctrica y térmica del hotel durante un año tipo, junto con los consumos de combustible asociados a dichas demandas.
- Dimensionamiento de la posible planta de potencia que sustituye a la existente, definiendo los equipos necesarios y el funcionamiento general de los mismos.
- Análisis de la rentabilidad económica del proyecto.

No son objeto de este proyecto:

- Cálculo y justificación de todas las características técnicas necesarias que permitan la completa ejecución de la instalación de una Planta Satélite de Regasificación para gas natural licuado, que proveerá de combustible a la instalación propuesta en este proyecto.
- Dimensionamiento del sistema eléctrico de la planta de cogeneración.

2 INTRODUCCIÓN

Life is like riding a bicycle. In order to keep your balance, you must keep moving

- Albert Einstein -

La palabra COGENERAR está compuesta del prefijo co- y del verbo GENERAR. Generar se define, en el Diccionario de la Real Academia Española como “Producir, causar algo” y el prefijo co- viene del latín CUM, preposición que rige ablativo y que indica unión o compañía, por lo que, en términos algo más técnicos, podríamos interpretar que la palabra COGENERAR significa producir más de una cosa, como mínimo dos [2].

Para nosotros, producir una cosa será producir energía, sea del tipo que sea, y, como para producir cualquier cosa es necesaria una materia prima, nuestra materia prima será también la energía. En este punto, viene perfectamente citar la famosa Ley de Lavoisier, “la energía ni se crea ni se destruye, sólo se transforma” [2].

En definitiva, podemos entender por COGENERACIÓN como la producción simultánea de energía a partir de una misma fuente de energía primaria.

Esta técnica supone un gran ahorro de costes energéticos, disminuyendo el uso de materia prima (combustible), y, por ende, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono (CO₂) y los óxidos de nitrógeno (NO_x), contribuyendo de esta manera al desarrollo sostenible.

2.1 Cogeneración

Una planta de cogeneración suele estar constituida por motores alternativos, turbinas de gas o de vapor, que transforman la energía contenida en el combustible en energía mecánica y calor residual o de escape. La energía mecánica suele transformarse en energía eléctrica a través de un alternador (este es el caso más usual), y el calor residual puede recuperarse en forma de vapor de agua, agua caliente, aceites térmicos y gases calientes, como fluidos termoportadores y dispuestos para sus aplicaciones térmicas [3].

Se puede afirmar que la cogeneración es una de las mejores tecnologías disponibles para optimizar el uso de combustibles. Existen muchas posibilidades para el diseño de estas, y una buena configuración y dimensionamiento de la planta proporcionarán unos beneficios enormes para la instalación.

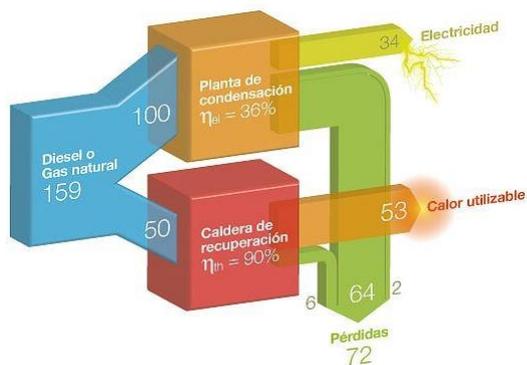


Figura 2. Esquema de producción de energía sin cogeneración. Fuente: Naturgy

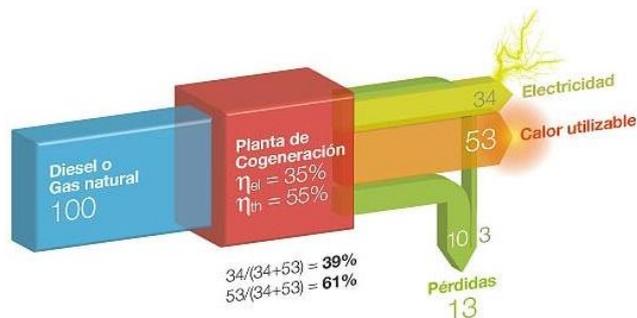


Figura 1. Esquema de producción de energía con cogeneración. Fuente: Naturgy

Los elementos que pueden componer una planta de cogeneración son los siguientes [4]:

- **Combustible primario.** Hoy en día, el más usado es el gas natural.
- **Elemento motor.** Su función es convertir energía térmica o química en mecánica. Dependiendo del tipo de planta puede tratarse de turbinas de gas, turbinas de vapor o motores alternativos.
- **El sistema de aprovechamiento de energía mecánica.** En general suele estar formado por un alternador que transforma esta energía mecánica en eléctrica, muy versátil y fácil de aprovechar, pero también puede tratarse de compresores, bombas, etc, donde la energía mecánica se transforma en energía potencial aumentando la presión de un fluido, o en movimiento.
- **El sistema de aprovechamiento de calor.** El sistema de aprovechamiento de calor. Puede tratarse de calderas recuperadoras de calor de gases de escape, secaderos o intercambiadores de calor, o incluso unidades de absorción que producen frío a partir de este calor de bajo rango.
- **Sistemas de refrigeración.** Una parte de la energía térmica contenida en el combustible no puede ser aprovechada en la planta de cogeneración y debe ser evacuada al medio ambiente. Las torres de refrigeración, los aerocondensadores, aerorrefrigeradores o los intercambiadores suelen ser elementos habituales de estos sistemas de evacuación de calor residual. Por supuesto, uno de los objetivos más importantes del diseño de una planta de cogeneración es minimizar esta cantidad de calor desaprovechada y evacuada a la atmósfera.

-
- **Sistema de tratamiento de agua.** Tanto el sistema de refrigeración como el de aprovechamiento de calor requieren unas especificaciones en las características físico-químicas del fluido que utilizan (generalmente agua) que requiere de una serie de sistemas para su tratamiento y control.
 - **Sistema de control.** Este sistema es el encargado del gobierno de las instalaciones, que en este tipo de plantas alcanzan un alto grado de automatización. Algunas incluso trabajan con sistemas desatendidos, por lo que se requiere de un sistema de control con un diseño adecuado para garantizar que las decisiones que toma el sistema a partir de las informaciones que recibe de los diferentes instrumentos son las correctas.
 - **Sistema eléctrico.** Este sistema permite tanto la alimentación de los equipos auxiliares de la planta, como la conexión de la instalación con una red externa. El sistema eléctrico debe tener la posibilidad de trabajar conectado a la red de una zona o de un país como la posibilidad de trabajo en isla.
 - **Otros sistemas auxiliares.** Una planta de cogeneración necesita de todo un conjunto de sistemas auxiliares, como una planta de aire comprimido, una planta de tratamiento de efluentes, un sistema de protección contraincendios, un sistema de ventilación, etc.

2.2 Tipos de planta de cogeneración

Una vez nombrados y explicados brevemente los componentes principales de un sistema de cogeneración, hay que ver cómo combinarlos para que los aportes de los distintos tipos de energía se adapten a nuestras necesidades. [2] [4]

2.2.1 Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel en ciclo simple

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. Son muy eficientes eléctricamente y menos térmicamente. El sistema de recuperación térmica se diseña en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor. Son también adecuadas la producción de frío por absorción, bien a través del vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Es usual encontrar estas instalaciones cuando las potencias son menos de 15 MW, ya que la generación eléctrica es fundamental en el plan de negocio. Los motores son la máquina térmica que mejor rendimiento eléctrico tiene.

El calor de los circuitos de refrigeración se recupera mediante unos intercambiadores que se instalan, normalmente, en dos niveles de temperatura, entre 90° y 70° el circuito de alta temperatura y entre 50° y 30° el de baja.

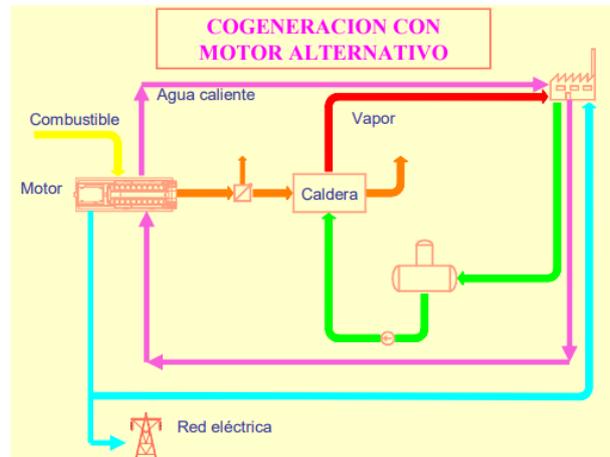


Figura 3. Planta de cogeneración con motor alternativo. Fuente: EOI.

2.2.2 Cogeneración con turbinas de gas en ciclo simple

En los sistemas de cogeneración, con turbina de gas, se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es, normalmente, inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en los gases de escape, que están a una temperatura de unos 500 °C, condiciones idóneas para producir vapor de agua en una caldera de recuperación.

El diseño del sistema de recuperación de calor en las plantas con turbina de gas es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que el peso de este es mayor que en las plantas con motores alternativos.

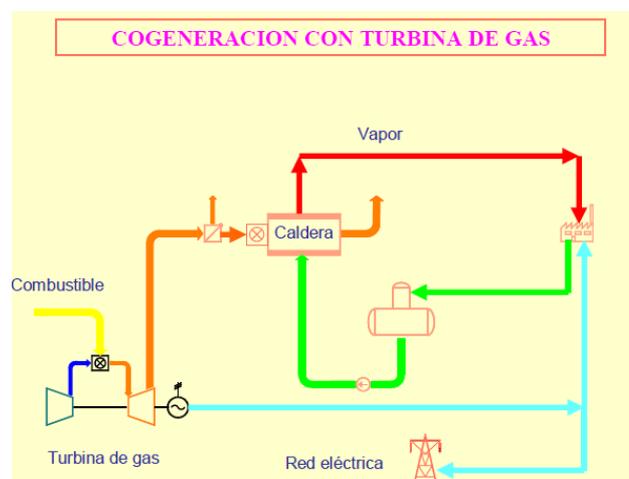


Figura 4. Planta de cogeneración con turbina de gas. Fuente: EOI.

Existe la posibilidad de aprovechar directamente el calor de los gases de escape sin hacerlos pasar por una caldera. El gas de escape puede ser utilizado en aplicaciones tales como secaderos, bien aplicando el gas de escape sobre el material a secar o a través de un intercambiador gas-aire.

2.2.3 Cogeneración con turbina de vapor

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. El uso de este ciclo fue el primero en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa y residuos.

En función de la presión a la que el vapor sale, podemos hacer una diferencia entre las turbinas a contrapresión y las turbinas a condensación. En las primeras, la presión es superior a la atmosférica, mientras que en las de condensación la presión está por debajo de la atmosférica, por lo que están previstas de un condensador.

Aunque la energía eléctrica generada por este sistema es inferior por unidad de combustible al ciclo equivalente con turbina de gas, su rendimiento global es mayor, alcanzando valores del 85-90%.

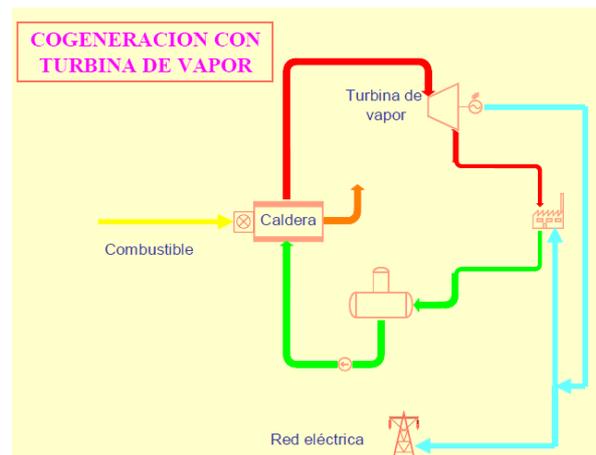


Figura 5. Planta de cogeneración con turbina de vapor. Fuente: EOI.

2.2.4 Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina ciclo combinado.

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia de este. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hace en función de las condiciones de los gases de escape de la turbina de gas y de las condiciones de vapor necesarias para la fábrica. Por ello se requiere una ingeniería apropiada capaz de diseñar procesos adaptados al consumo de la planta industrial asociada a la cogeneración, que al mismo tiempo disponga de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño.

Una variante del ciclo combinado expuesto, en el que la turbina de vapor trabaja a contrapresión, es el ciclo combinado a condensación, en el que el aprovechamiento del calor proveniente del primer ciclo se realiza en la turbina de vapor, quedando ésta como elemento final del proceso. El vapor de salida se condensa en un condensador que trabaja a presión inferior a la atmosférica, para que el salto térmico sea el mayor posible. Este es el ciclo de las centrales eléctricas de ciclo combinado.

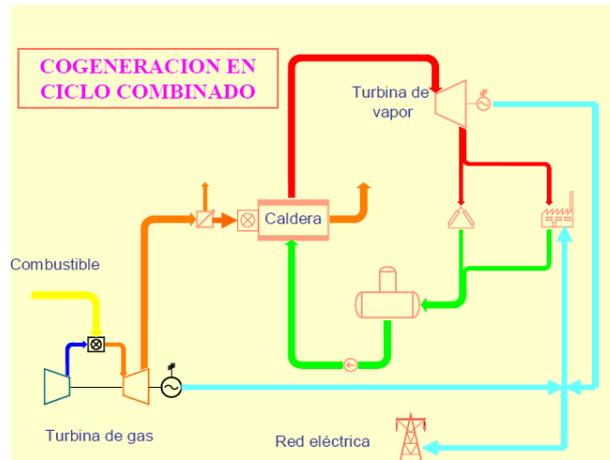


Figura 6. Planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas. Fuente: EOI.

2.2.5 Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo

En este tipo de plantas, el calor contenido en los gases de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación, produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración. El rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente. Es interesante para plantas con demandas de calor bajas. El calor del escape de la turbina de vapor también puede aprovecharse, en cuyo caso mejora el rendimiento global.

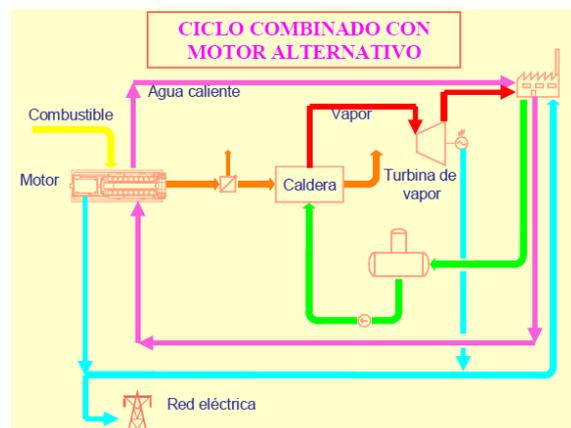


Figura 7. Planta de cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo. Fuente: EOI.

2.2.6 Trigeneración

La trigeneración suele referirse a la generación simultánea de tres tipos de energía: energía eléctrica, energía térmica en forma de calor (agua sobrecalentada o vapor) y energía térmica en forma de 'frío', transformando posteriormente parte de ese agua sobrecalentada o vapor en agua fría utilizando equipos de absorción (de amoníaco o de bromuro de litio), que tienen un ciclo térmico sencillo, pero bastante ingenioso.

La trigeneración, permite a la cogeneración, que inicialmente, no era posible en centros que no consumieran calor, acceder a centros que precisen frío que se produzca con electricidad. Facilita a la industria del sector alimentario por ser cogeneradores potenciales. Asimismo, permite la utilización de cogeneración en el sector terciario (hoteles, hospitales, etc.) donde además de calor se requiere frío para climatización, y que debido a la estacionalidad de estos consumos (calor en invierno, frío en verano) impedía la normal operación de una planta de cogeneración clásica.

2.3 Marco Legal

Desde el punto de vista normativo, la regulación de este tipo de instalaciones ha ido cambiando de forma continua en los últimos años [5] [6] [7]:

Analizando la evolución histórica en España, el primer instrumento que permitió su desarrollo fue la Ley 82/80 de Conservación de la Energía seguido del posterior decreto 907/82 de Fomento de la Cogeneración. Dicho marco creaba bastante incertidumbre, era impreciso y no ofrecía garantías al inversor a largo plazo.

A lo largo de los años 80 se iniciaron algunas instalaciones, ya que el marco económico para ello era muy favorable, pues las tarifas eléctricas eran de las más elevadas de Europa y los programas de ayudas económicas europeas proporcionaban importantes subvenciones. En 1994 surgió la Ley del Sector Eléctrico y posteriormente apareció el Real Decreto RD 2366/94 que suponía una disminución de la retribución de los cogeneradores, pero proporcionaba un futuro estable a medio plazo. Todo esto fue el principal motor precursor de la cogeneración, ya que el precio de venta de la electricidad producida mediante cogeneración era inferior y por lo tanto beneficioso para el consumidor.

En el comienzo, uno de los mayores obstáculos fue la desconfianza de los empresarios para instalar un nuevo sistema, desconocido, y al que tenían que enfrentarse de forma solitaria y con mucha inseguridad y competir con el sector eléctrico, el cual en esa época se trataba de un gran monopolio. Para respaldar a los empresarios de la industria surgieron en los años 90 entidades públicas o semipúblicas, tales como el IDAE y el ICAEN. De esta forma los inversores se sentían acompañados y respaldados ante los posibles conflictos que puedan surgir. Las compañías eléctricas inicialmente se negaron rotundamente a la cogeneración, pero ya que no consiguieron frenar su progreso decidieron unirse a la iniciativa y pasaron a apoyar la cogeneración.

Con la aparición del marco liberalizador propugnado por la Ley 54/1997 y el posterior Real Decreto RD 2818/1998 supusieron unas consecuencias muy negativas para la cogeneración, principalmente por la falta de soporte institucional mediante la implantación de una serie de barreras. Esto provoca una falta de confianza en los inversores, empresas financieras, compañías eléctricas, etc. A todo esto, también se une la crisis petrolífera de 1999 que también afecta a los cogeneradores y por lo tanto se produce un importante freno en el desarrollo de la cogeneración.

En diciembre del año 2001 se dio una demanda histórica de electricidad en el país que puso de manifiesto la importancia de las instalaciones de cogeneración en el Sistema Eléctrico Español. [5]

Tras dicha situación se publicó el RD 841/2002 que proporcionaba apoyos importantes a los cogeneradores que salieran al mercado. Pero dicha situación se vio obstaculizada debido a la transformación del sector eléctrico. En este periodo las empresas eléctricas fueron migrando desde la

cogeneración hacia las energías renovables. Dicha migración se vio fuertemente influenciada por la legislación vigente que incentivaba, mediante el pago de primas equivalentes.

En el año 2006 con la llegada del RD Ley 7/2006 se eliminaron varias limitaciones que frenaban la cogeneración, al independizar el concepto de Cogenerador del de Autogenerador, aportando la libertad de comercializar la totalidad de la energía producida. No fue de aplicación a la cogeneración hasta que nació el RD 661/07 y la Transposición de la Directiva de cogeneración a través del RD 616/07.

El RD 661/07 incorporaba una serie de modificaciones que afectaban positivamente a la cogeneración, principalmente en materia de las retribuciones, con un nuevo incentivo a la eficiencia que asegura ventajas económicas a las plantas que cumplan con el nivel de eficiencia requerido. La cogeneración ha venido generando históricamente el 12% de la producción nacional de electricidad y utiliza el 26% del consumo total de gas natural, suponiendo dicho consumo el 40% del consumo de gas de la industria en España.

En junio de 2010 se presentó en la Comisión Europea el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2010-2020 (PANER) que incorporaba los objetivos marcados por la Directiva 2009/28/CE el Parlamento Europeo y del Consejo, relativo al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

En noviembre de 2011 se aprobó el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, que reemplazaba al PER 2005-2010 y al PANER 2010-2020, y que se basaba en lo dispuesto en el RD 661/2007. En el PER 2011-2020 se marca como objetivo que las energías renovables representen en 2020 el 20,8% del consumo final bruto de Energía en España, lo que supone un consumo de un 39% sobre el total del consumo eléctrico.

La crisis económica sufrida en los últimos años supuso una profunda revisión de la normativa, resultando una nueva Ley del Sector Eléctrico, Ley 24/2013, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.

A término del año 2013, la capacidad de cogeneración en España era de 6486,7 MW repartidos en 727 plantas. La generación de electricidad por parte de la cogeneración ese año fue de 30.790,00 GWh, 25.409,00 si no se incluyen las cogeneraciones de fuentes renovables.

El Real Decreto 900/2015 incidía en las instalaciones de cogeneración, que en España producían alrededor de un 10% de la electricidad, y consumían en torno a un 22% del gas natural. El nuevo decreto regulaba las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la producción de energía con autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Su objetivo era “garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto”, según recoge el propio texto. En lo que se refiere específicamente a la cogeneración, establecía que quienes producían y consumían su propia energía tendrían que contribuir a los costes generales del sistema, así como a otros cargos del sistema. Quedaban excluidos los que se encontrasen en las islas, los que tuviesen una potencia contratada no superior a 10 kW y, hasta el 31 de diciembre de 2019, las instalaciones con régimen retributivo específico reconocido a la entrada en vigor de la Ley 24/2013, del 26 de diciembre.

El 4 de noviembre de 2020, el Boletín Oficial del Estado publicó el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica ("RD 960/2020")

El RD 960/2020 regula el denominado régimen económico de energías renovables ("REER"), que se configura al margen del régimen retributivo específico. El REER se otorgará mediante la convocatoria de subastas. Así, el RD 960/2020 establece el marco regulatorio del REER y la regulación básica de las subastas, dejando para una orden ministerial posterior la regulación del mecanismo de subasta. La convocatoria de cada subasta se efectuará mediante resolución del Secretario de Estado de Energía.

3 BASES DE DISEÑO

The value of an idea lies in the using of it.

- Thomas A. Edison -

En este capítulo se desarrollan las bases utilizadas para el diseño de la instalación de cogeneración en el hotel. Se ha partido de información proporcionada por el mismo complejo y, aquella que no ha podido ser facilitada, ha sido estimada según criterios objetivos que a continuación se explican.

3.1 Descripción del hotel

3.1.1 Ubicación, emplazamiento y climatología

El hotel se encuentra en el Pirineo aragonés, provincia de Huesca, a unos 1800 metros de altura sobre el nivel del mar. Está compuesto por 50 habitaciones, divididas entre dos plantas.



Figura 8. Mapa de España. Ubicación del hotel.

Se encuentra totalmente aislado de las redes de distribución, y una carretera local de 13 kilómetros es la que conecta el hotel con la localidad más cercana.

La climatología es un factor importante en cualquier estudio en el que el confort térmico y el ACS estén presentes. Según la estación meteorológica Davis Vantage Pro 2, a los pies del Maladeta en Llanos del Hospital, los datos de temperatura exterior durante el año 2019 han sido los siguientes:

MES	MÁXIMA (°C)	MÍNIMA (°C)	MEDIA (°C)
Enero	5.2	-3.2	0.6
Febrero	9.9	-0.6	3.7
Marzo	6.6	-1.3	2.3
Abril	9.3	2.5	5.6
Mayo	15.6	6.1	10.7
Junio	15.2	6.6	10.6
Julio	22	10.6	16
Agosto	21.2	9.8	15.3
Septiembre	15.7	6.5	10.7
Octubre	9.8	1.8	5.3
Noviembre	9.6	0.9	4.4
Diciembre	2.2	-4.6	-1.2

Tabla 1. Climatología en Llanos del Hospital, Pirineo aragonés.

A continuación, se muestra una imagen en planta más detalladas del hotel, en la que se puede ver la distribución de las salas de generación de calor y electricidad, al igual que la ubicación de los distintos depósitos que las alimentan.



Figura 9. Layout actual de la instalación de generación de electricidad y calor del hotel.

3.1.2 Grupos electrógenos

Como se ha comentado anteriormente, el hotel se encuentra completamente aislado de la red de distribución, por lo que la producción de electricidad se realiza mediante tres grupos electrógenos distintos, en función del valor instantáneo de la demanda de energía eléctrica.

Un grupo electrógeno es, a grandes rasgos, un equipo formado por un motor, en este caso de gasóleo, y un generador eléctrico. El motor transmite un torque y una potencia mecánica al generador eléctrico, que transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

El establecimiento cuenta con un espacio separado del propio hotel, como se muestra en la *Figura 9*, destinado a la generación eléctrica y al almacenamiento del gasóleo para la misma.

- Grupo electrógeno 1: 250 kVA



Figura 10. Grupo electrógeno 250 kVA.

- Grupo electrógeno 2: 220 kVA



Figura 11. Grupo electrógeno 220 kVA.

- Grupo electrógeno 3: 60 kVA



Figura 12. Grupo electrógeno 60 kVA.

3.1.3 Sala de calderas

La sala de calderas se encuentra situada en una de las esquinas del edificio principal. En ella se encuentran dos calderas de condensación de propano GAS 210 ECO PRO de la marca Remeha, de 170 kW cada una. Estas trabajan contra tres circuitos:

- En primer lugar, el circuito de ACS. La producción de agua caliente sanitaria se realiza mediante cuatro depósitos interacumuladores existentes en la sala, de la marca Austria Email. Cada uno de ellos tiene 500 litros de acumulación.
- Por otro lado, está el circuito de calefacción. El agua es impulsada directamente mediante bombas hacia todos los radiadores existentes en el hotel.
- Por último, se encuentra el circuito de climatización de la piscina. Este se divide en un circuito primario separado del secundario mediante un intercambiador de placas de AstralPool.



Figura 13. Caldera Remeha 170 kW existente.



Figura 14. Depósitos interacumuladores existentes.

3.2 Caracterización de la demanda

La realización del presente proyecto se basa en datos aportados por el hotel durante el ejercicio del año 2019. Estos datos han sido estudiados y analizados con detalle para la mejor utilización de los mismos.

La caracterización de la demanda se ha realizado mediante dos patrones de consumo en las tres temporadas, según ocupación, existentes en el complejo.

TEMPORADA	MESES DEL AÑO
Alta	Enero, febrero, marzo y diciembre
Baja	Mayo, junio, octubre y noviembre
Media	Abril, julio, agosto y septiembre

Tabla 2. Temporadas en el hotel según ocupación.

La *Tabla 2* muestra los distintos meses en los que el hotel tendrá grandes consumos de energía, y, por otro lado, aquellos meses en los que la demanda bajará hasta mínimos. Esta división se basa en la información facilitada por el administrador del edificio, que se podrá ver más adelante.

Para un análisis más visual y enriquecedor de los datos, se crean, como se ha comentado previamente, dos patrones de consumo para las tres temporadas establecidas de base:

- Patrón 1: Se aplica de lunes a viernes.
- Patrón 2: Correspondiente a todos los fines de semana en el año.

3.2.1 Demanda eléctrica

En primer lugar, se nombrarán los puntos de consumo eléctrico que se pueden encontrar:

- Iluminación
- Climatización
- Cocina, restaurante y cafetería.
- Lavandería
- Habitaciones (TV, secadores, neveras...)

Los consumos eléctricos fueron dados de forma horaria para los doce meses del 2019. De esta forma se obtiene una curva horaria de consumo eléctrico, *Figura 15*, de las 8760 horas del año.

Antes de entrar en un análisis más exhaustivo de la demanda, es posible sacar varias conclusiones de esta gráfica:

- En primer lugar, se confirman las tres temporadas de ocupación que se mostraron en la *Tabla 2*, ya que es posible observar unos consumos bastante superiores en los meses de temporada alta que en aquellos de temporada baja.
- Por otro lado, se aprecia a simple vista que los consumos medios horarios del hotel están dentro de un intervalo entre los 30 y los 60 kWh. Son pocas las horas en las que se encuentran por encima de los 70 kWh.

- Por último, llama la atención ciertos picos de consumo que duran algunas horas seguidas, en los que la separación entre unos y otros es bastante constante. Más adelante se mostrará que la razón de estos aumentos de demanda eléctrica es debida a los fines de semana, en las que el hotel siempre consigue mejorar sus números, y, por tanto, acrecentar su consumo de energía.

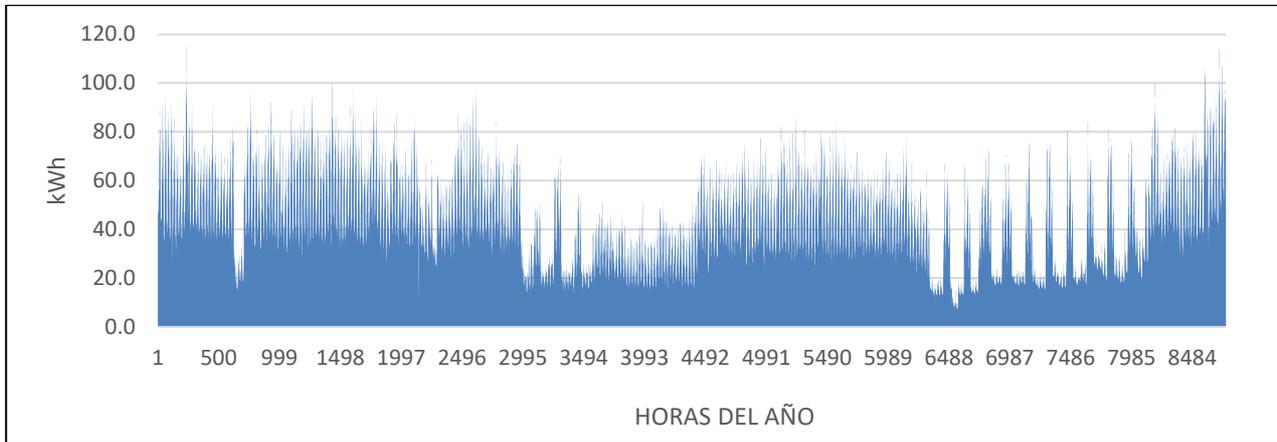


Figura 15. Consumo eléctrico (kWh) durante todas las horas del año.

Es importante tener claro desde el principio cuál es el objetivo y el porqué del análisis de los datos. Es por eso, que a continuación se muestra en la *Figura 16* las puntas máximas eléctricas que demanda la instalación.



Figura 16. Puntas eléctricas máximas en el año.

Hay que recordar que los números que se están utilizando son medias horarias, es decir, es un promedio del consumo instantáneo del hotel durante una hora. Es por ello por lo que cuando se observa, según las *Figura 16*, que la punta máxima eléctrica en enero es de 107.52 kWhe, hay que pensar que durante esa hora existirá un consumo instantáneo que superará los 107.52 kWhe.

Por otro lado, se ha proporcionado el consumo de gasóleo mensual en litros. Este nos servirá, además de para poder hacer un análisis económico más adelante, para comprobar que el consumo eléctrico y el consumo de gasóleo son directamente proporcionales.

Con un PCS del gasóleo de 10.18 kWh/l, se puede concluir la *Tabla 3*.

MES	Horas	CONSUMIDO (L)	MWh Gasóleo
ENERO	744	15000	152.46
FEBRERO	720	12400	135.23
MARZO	738	15095	153.64
ABRIL	720	12260	125.19
MAYO	744	6400	65.97
JUNIO	720	10300	104.89
JULIO	744	10900	110.96
AGOSTO	744	11450	116.56
SEPTIEMBRE	655	10800	108.95
OCTUBRE	744	7250	73.77
NOVIEMBRE	720	5350	54.46
DICIEMBRE	744	13850	141.03

Tabla 3. Consumo mensual de gasóleo.

Una vez se tiene claro dichos consumos se puede hacer una comprobación de que todo es correcto mediante una gráfica que enfrente el consumo eléctrico y el consumo de gasóleo durante todos los meses del año.

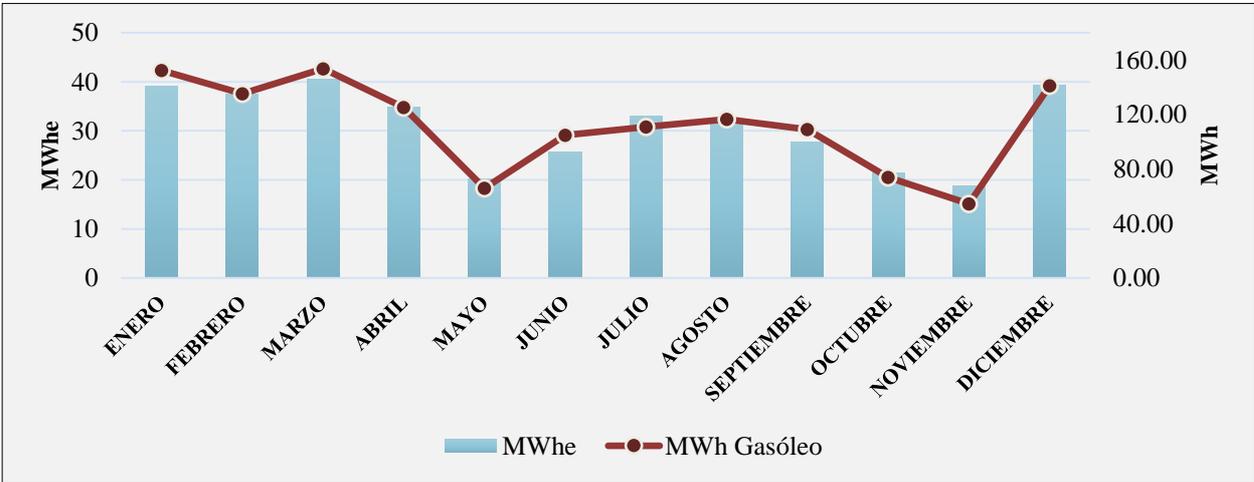


Figura 17. Consumo mensual eléctrico VS Consumo mensual Gasóleo.

Es posible comprobar en la *Figura 17* que la tendencia es similar en ambos casos y que, como se ha ido viendo anteriormente, las temporadas de ocupación siguen cuadrando a la perfección con relación a los consumos energéticos.

Para tener una idea clara, concreta y sencilla de las demandas en el hotel, se ha recurrido a los patrones explicados previamente. De esta forma, el lector puede familiarizarse con qué es lo que pasa, energéticamente hablando, un día entre semana y de fin de semana, en las diferentes temporadas por las que el establecimiento pasa.

- PATRÓN 1: Lunes – Viernes**

TEMPORADA ALTA	
HORA	KWh
0	40.2
1	38.0
2	37.4
3	37.3
4	36.8
5	35.7
6	36.9
7	39.1
8	47.1
9	50.0
10	52.2
11	59.4
12	62.2
13	62.1
14	64.6
15	67.6
16	63.1
17	60.4
18	61.3
19	68.3
20	69.3
21	63.9
22	57.2
23	45.7
1,256.1	

Tabla 4. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada alta.



Figura 18. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada alta.

TEMPORADA BAJA	
HORA	KWh
0	20.7
1	20.2
2	19.6
3	19.2
4	18.5
5	19.1
6	19.2
7	21.2
8	24.6
9	24.8
10	25.6
11	28.5
12	29.6
13	31.3
14	30.6
15	30.6
16	27.9
17	27.8
18	28.5
19	33.3
20	33.9
21	32.7
22	31.0
23	26.8
625.5	

Tabla 5. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada baja.

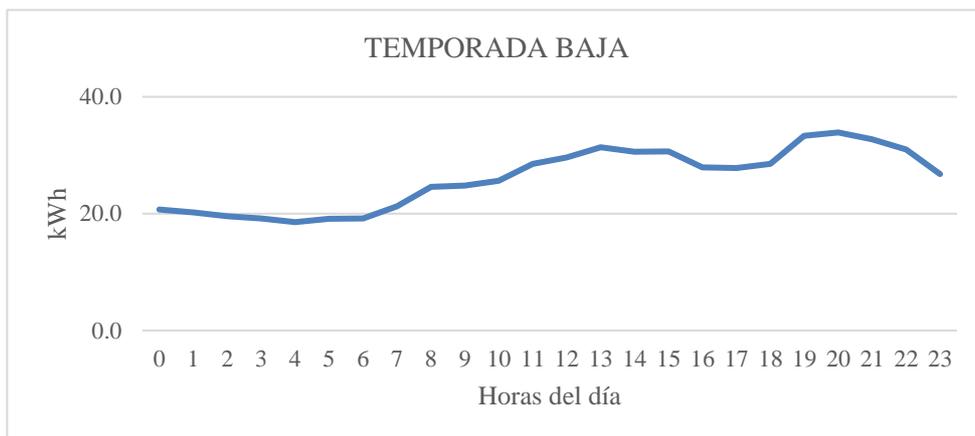


Figura 19. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada baja.

TEMPORADA MEDIA	
HORA	KWh
0	36.5
1	34.6
2	33.4
3	34.6
4	34.3
5	32.8
6	32.9
7	33.3
8	37.9
9	38.4
10	41.9
11	46.8
12	47.8
13	48.7
14	50.1
15	53.5
16	51.2
17	45.8
18	45.0
19	53.7
20	57.9
21	54.2
22	48.8
23	41.0
1,035.1	

Tabla 6. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada media.

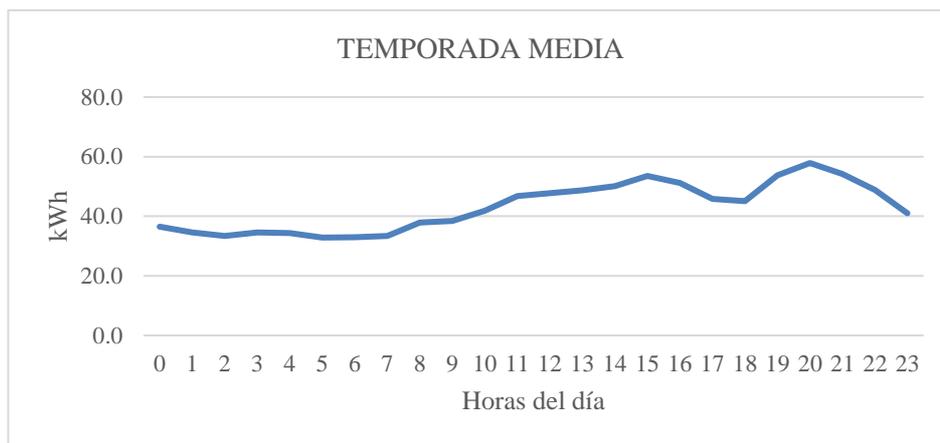


Figura 20. Patrón 1 de demanda eléctrica – Temporada media.

Para poder apreciar las variaciones de demanda en función de la temporada para el patrón 1, de lunes a viernes, se adjunta a continuación en la *Figura 21*, una gráfica comparativa de las tres.

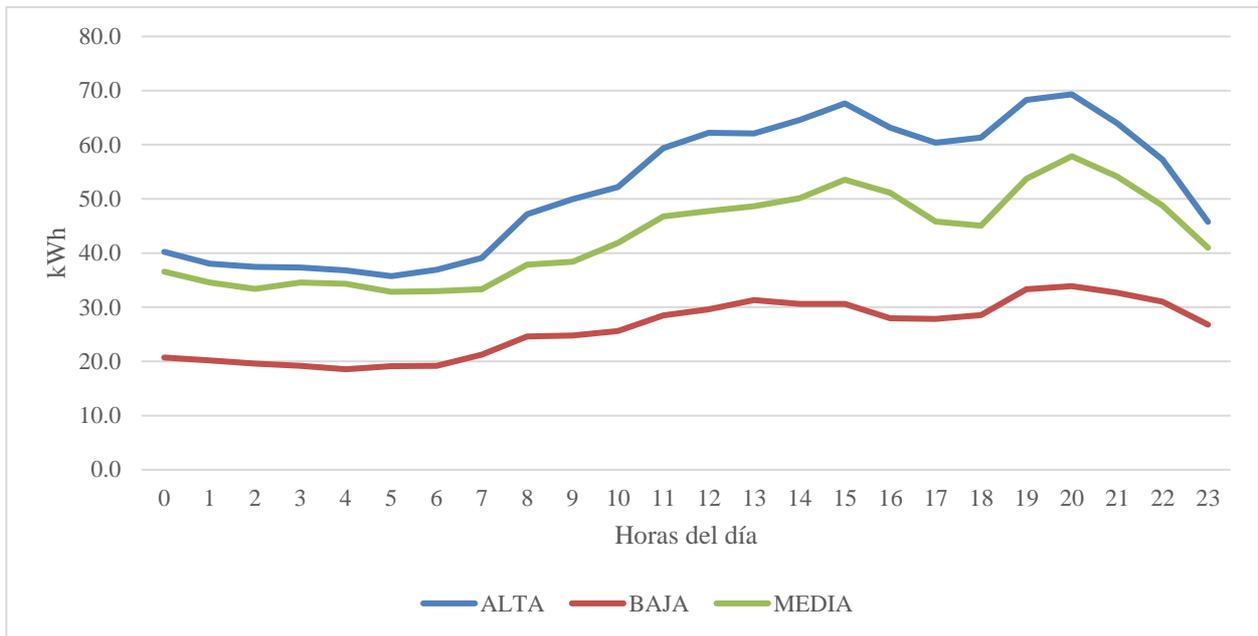


Figura 21. Patrón 1 de demanda eléctrica.

Se puede observar como las tres curvas correspondientes a las tres temporadas siguen una tendencia bastante parecida. Se encuentran dos puntos donde el consumo es mayor, que coinciden con la hora del almuerzo y con la cena.

La curva correspondiente a la temporada baja sigue un trancurso más lineal debido a la poca ocupación del hotel, que se transforma en poco consumo de energía eléctrica, aunque siempre con los respectivos mínimos de demanda.

- **PATRÓN 2: Fin de semana**

TEMPORADA ALTA	
HORA	KWh
0	45.8
1	43.2
2	41.7
3	40.8
4	40.9
5	39.3
6	39.7
7	43.0
8	54.3
9	58.4
10	59.5
11	67.1
12	72.2
13	73.5
14	77.2
15	82.2
16	78.0
17	72.1
18	69.2
19	75.0
20	79.7
21	73.1
22	62.9
23	49.1
1,437.7	

Tabla 7. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada alta.

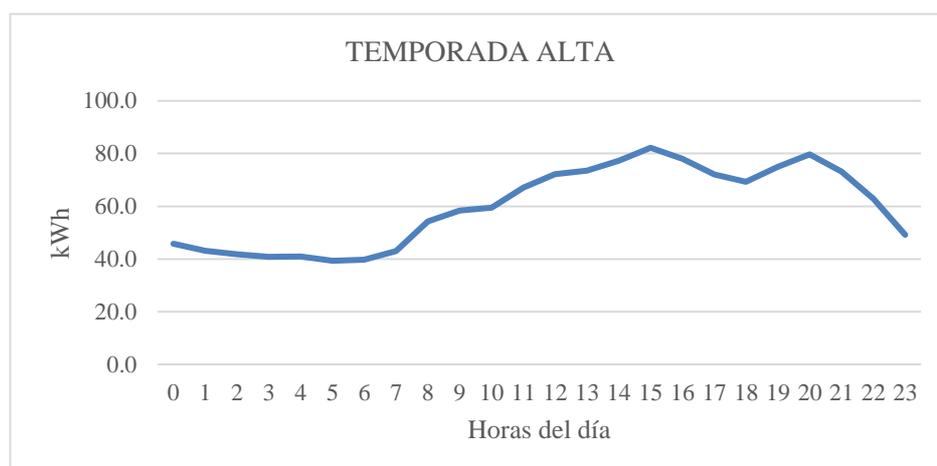


Figura 22. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada alta.

TEMPORADA BAJA	
HORA	KWh
0	33.8
1	31.6
2	30.2
3	30.2
4	28.4
5	28.5
6	27.9
7	31.5
8	37.2
9	38.6
10	42.5
11	47.9
12	50.1
13	50.7
14	51.4
15	52.8
16	46.6
17	42.0
18	38.6
19	43.7
20	45.3
21	43.4
22	38.5
23	32.6
944.0	

Tabla 8. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada baja.

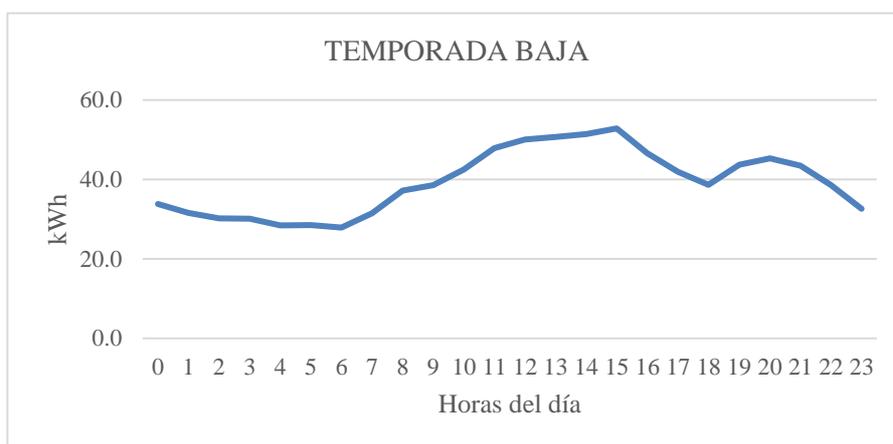


Figura 23. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada baja.

TEMPORADA MEDIA	
HORA	KWh
0	41.3
1	39.2
2	38.2
3	38.5
4	37.9
5	36.7
6	36.2
7	36.1
8	42.0
9	42.7
10	47.5
11	53.0
12	53.4
13	53.9
14	55.7
15	59.4
16	58.5
17	53.3
18	51.3
19	58.7
20	61.4
21	57.4
22	51.5
23	42.8
1,146.6	

Tabla 9. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada media.

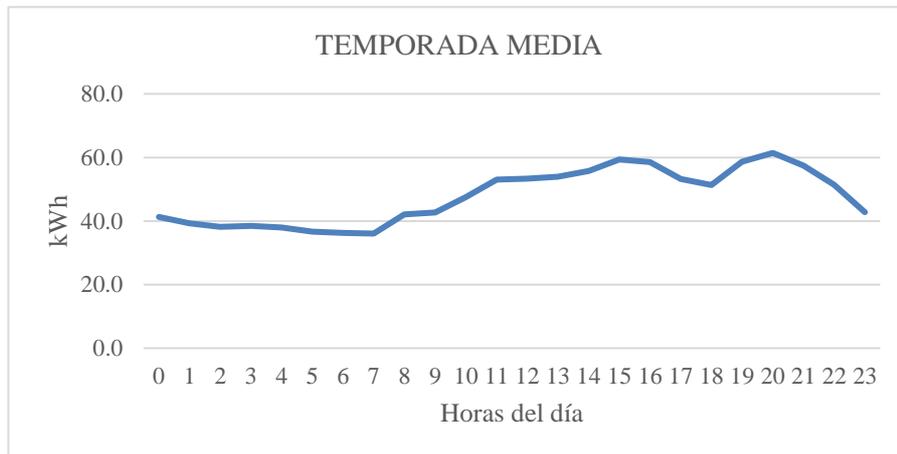


Figura 24. Patrón 2 de demanda eléctrica – Temporada media.

Al igual que con el patrón 1, se adjunta gráfica comparativa de las tres temporadas para el patrón 2.

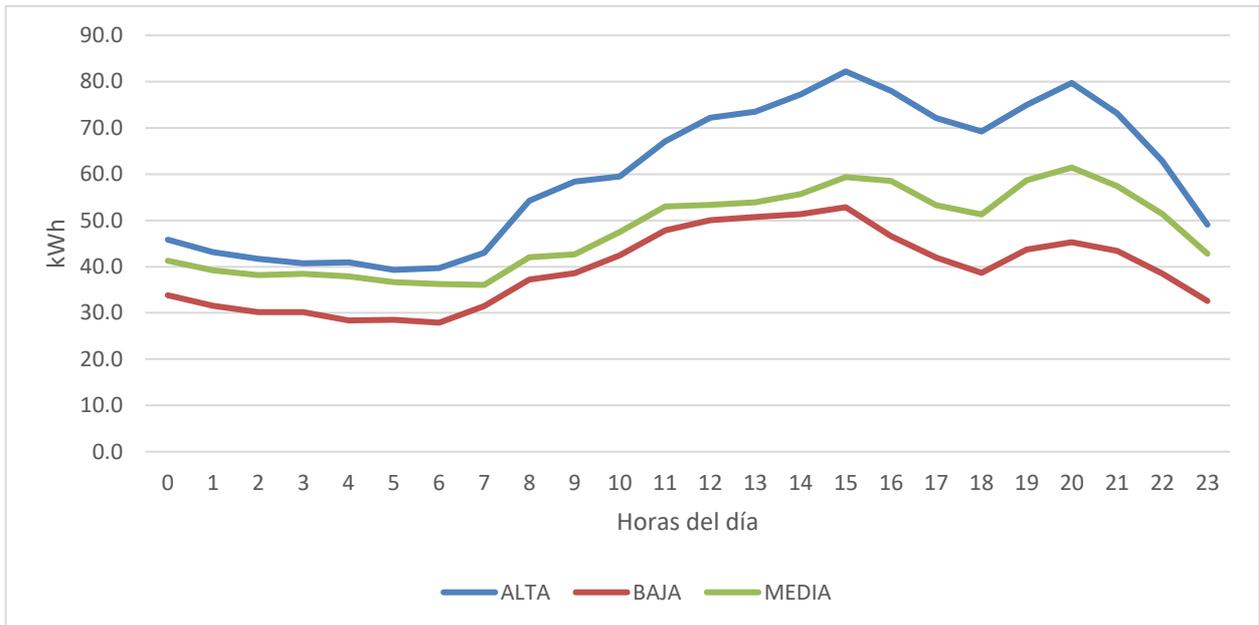


Figura 25. Patrón 2 de demanda eléctrica.

Finalmente, para terminar el análisis que se considera necesario en este proyecto para la demanda eléctrica, se estudian las grandes o pequeñas diferencias entre los dos patrones seleccionados.

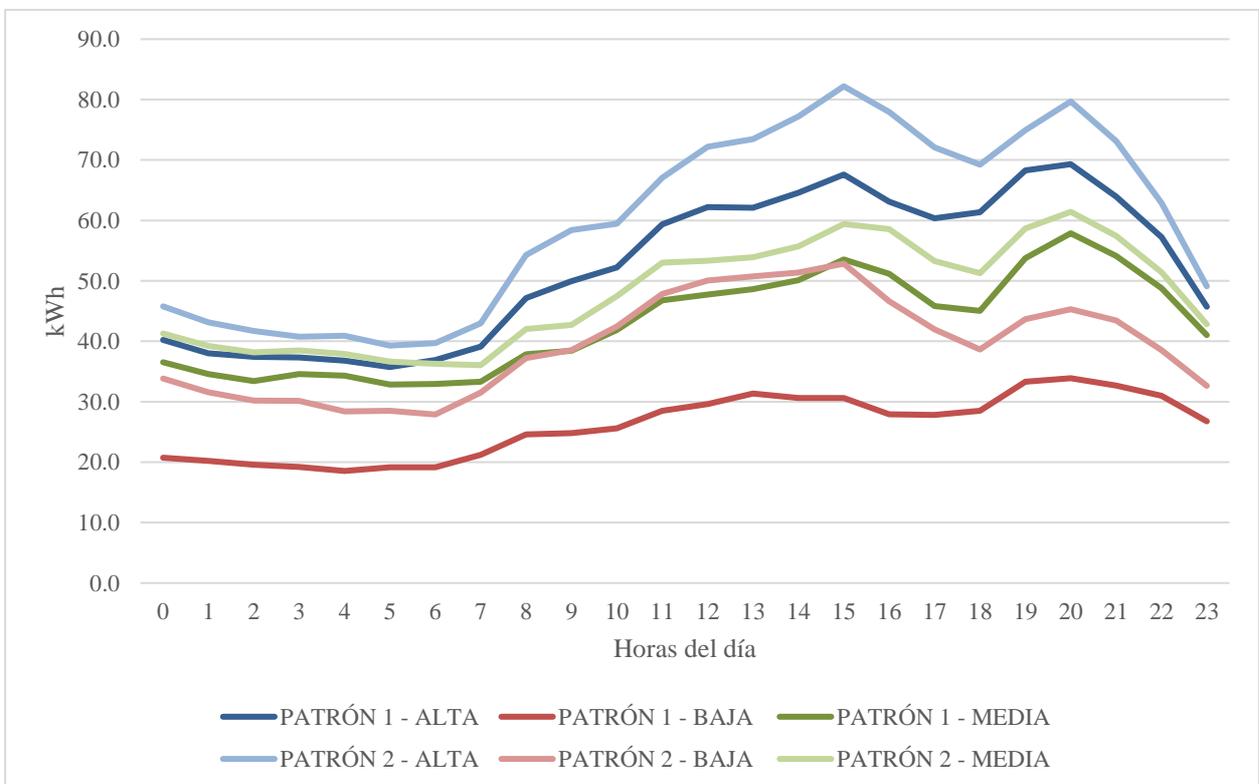


Figura 26. Comparativa de patrón 1 y patrón 2 de demanda eléctrica.

En la *Figura 26* se confirma una mayor demanda eléctrica en el patrón 2, es decir, en los fines de semana. Para cualquier temporada del año, un día tipo en fin de semana siempre tendrá un mayor consumo que su día tipo correspondiente entre semana.

PATRÓN	TEMPORADA	DEMANDA DIARIA DE ENERGÍA (KWh)
Patrón1	Alta	1256.09
Patrón2	Alta	1437.70
Patrón1	Baja	625.47
Patrón2	Baja	943.95
Patrón1	Media	1035.09
Patrón2	Media	1146.56

Tabla 10. Demanda diaria eléctrica según patrones.

Por último, la *Tabla 10. Demanda diaria eléctrica según patrones*, aclara la cantidad de energía eléctrica que el hotel en cuestión demanda diariamente. Se observa que la diferencia de consumo eléctrico diario entre un fin de semana de temporada alta y un día entre semana de temporada baja, supera el doble de la cantidad de este segundo.

3.2.2 Demanda térmica

La demanda de energía térmica de un edificio se calcula con el fin de conocer cuanta energía hay que proporcionarle para mantenerlo a la temperatura de confort y para garantizar el agua caliente sanitaria a la temperatura deseada.

Por tanto, la necesidad térmica del hotel se divide principalmente en calefacción y ACS. Para la cuantificación de estas se han llevado a cabo una serie de hipótesis que se irán exponiendo a medida que se considere necesario.

Esta demanda se cubre actualmente con dos calderas de propano de 170 kW cada una. Por ello, se ha creído conveniente comenzar el cálculo de esta partiendo del consumo de energía bruta, es decir, consumo de propano. Una vez se sepa este consumo, se podrán ir desglosando las necesidades del establecimiento en cuanto a energía térmica se refiere.

Es importante señalar que el hotel cuenta con cocinas de propano, por lo que la primera hipótesis que se llevará a cabo es que el consumo de propano será incluido dentro del consumo correspondiente que se destine a calefacción.

Para empezar, se analizan los datos extraídos de las facturas en el período en cuestión, el año 2019. De ahí, además de la cuantía económica pagada para cubrir las necesidades térmicas, es posible tener un control mensual de los kilogramos de propano consumidos. La suma de los kilogramos que el tanque tiene antes de recargar, más los kilogramos de gas que se recargan a principio de cada mes, pueden facilitar con un cálculo sencillo la cantidad consumida mensualmente.

MES	INICIO (kg)	CARGADO (kg)	FIN (kg)	CONSUMIDO (kg)
ENERO	6984	5000	5820	6164
FEBRERO	5820	5042	3300	7562
MARZO	3300	5001	776	7525
ABRIL	776	6790	3298	4268
MAYO	3298	2717	3298	271
JUNIO	3298	4000	4171	3127
JULIO	4171	6305	7178	3298
AGOSTO	7178	0	2716	446
SEPTIEMBRE	2716	6318	4947	4087
OCTUBRE	4947	0	1746	3201
NOVIEMBRE	1746	3000	388	4358
DICIEMBRE	388	8003	2910	5481

Tabla 11. Consumo mensual de propano.

En la *Tabla 11*, se puede ver los consumos de propano del año 2019. La columna “INICIO” muestra los kilogramos de propano que se encontraban en el tanque antes de hacer la recarga. La columna “CARGADO” especifica la cantidad exacta de gas que se suministra. “FIN” son los kilogramos de propano que quedan a final de mes. Con estas tres columnas se puede calcular qué consumo de energía bruta tiene el hotel para cubrir sus necesidades térmicas.

Con un PCS del propano de 13.97 kWh/kg, se puede concluir la *Tabla 12*.

MES	CONSUMIDO (kg)	MWh
ENERO	6164	86.11
FEBRERO	7562	105.64
MARZO	7525	105.12
ABRIL	4268	59.62
MAYO	2717	37.96
JUNIO	3127	43.68
JULIO	3298	46.07
AGOSTO	4462	62.33
SEPTIEMBRE	4087	57.10
OCTUBRE	3201	44.72
NOVIEMBRE	4358	54.63
DICIEMBRE	5481	65.17

Tabla 12. Consumo de energía mensual de propano.

La tabla anterior, *Tabla 12. Consumo de energía mensual de propano*, especifica la cantidad de energía bruta para satisfacer la demanda energética del hotel. El objetivo es el cálculo de la energía neta necesaria. Para ello se llevará a cabo la primera hipótesis, suponiendo que el rendimiento de la instalación es de un 86%. Hay que tener en cuenta que las calderas trabajan a condensación, por lo que su rendimiento es considerablemente alto. En ese 14% está incluido el rendimiento de las calderas, las pérdidas por distribución y las pérdidas por acumulación.

MES	MWh Brutos	MWh Netos
ENERO	86.11	74.06
FEBRERO	105.64	90.85
MARZO	105.12	90.41
ABRIL	59.62	51.28
MAYO	37.96	32.64
JUNIO	43.68	37.57
JULIO	46.07	39.62
AGOSTO	62.33	53.61
SEPTIEMBRE	57.10	49.10
OCTUBRE	44.72	38.46
NOVIEMBRE	54.63	46.98
DICIEMBRE	65.17	56.04

Tabla 13. Consumo de energía neta mensual del hotel previo a cálculo.

Una vez que se tiene la demanda mensual de energía útil del hotel, hay que distribuirla de una manera lógica y coherente para todas las horas del año. Es aquí donde viene la segunda hipótesis. Para poder llevar a cabo un reparto comprensible, se supondrá que el consumo horario de energía térmica del hotel será directamente proporcional al consumo horario de energía eléctrica.

$$Demanda kWh_t = Demanda kWh_e \times \frac{Demanda mensual kWh_t}{Demanda mensual kWh_e}$$

De esta manera, se entiende que la ocupación genera un mayor consumo de electricidad, y que este consumo de electricidad es sinónimo de que los clientes del hotel están utilizando las distintas instalaciones interiores, lo que podría llevar a poner en marcha los distintos puntos de consumo de energía térmica.

Por otro lado, se entiende que la calefacción será un consumo constante y continuo durante todo el día, incluso en los meses donde la temperatura exterior es más alta. Esto quiere decir que el consumo diferencial, el gasto diferencial de energía térmica vendrá dado por el ACS. Por ello, se plantea la siguiente hipótesis en un día cualquiera del año:

- Desde las 06:00 hasta las 10:00, ambas inclusive, la demanda de ACS será el 40% de la demanda total de energía térmica del hotel.
- Desde las 19:00 hasta las 22:00, ambas inclusive, la demanda de ACS será el 35% de la demanda total de energía térmica del hotel.

- El resto de las horas del día, se supone un consumo de ACS del 10% de la energía total consumida en el hotel.

3.2.2.1 Demanda de calefacción

A continuación, se muestran las demandas de calefacción para los distintos patrones ya explicados en el proyecto.

- **PATRÓN 1: Lunes – Viernes**

TEMPORADA ALTA	
HORA	kWh
0	70.8
1	66.9
2	65.7
3	65.6
4	64.6
5	62.8
6	46.7
7	49.7
8	60.0
9	63.8
10	66.5
11	105.0
12	109.5
13	109.1
14	113.7
15	119.5
16	111.0
17	105.8
18	107.6
19	93.8
20	95.6
21	88.4
22	79.3
23	80.7
2002.00	

Tabla 14. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada alta.



Figura 27. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada alta.

TEMPORADA BAJA	
HORA	KWh
0	32.9
1	32.1
2	31.2
3	30.5
4	29.5
5	30.4
6	22.0
7	24.3
8	28.2
9	28.4
10	29.4
11	45.4
12	47.2
13	49.8
14	48.6
15	48.6
16	44.4
17	44.3
18	45.5
19	41.3
20	42.0
21	40.4
22	38.3
23	42.5
897.5	

Tabla 15. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada baja.

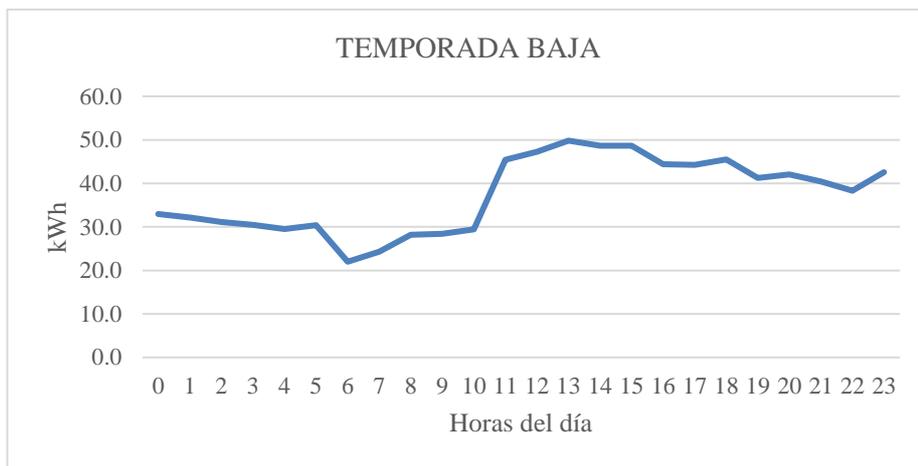


Figura 28. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada baja.

TEMPORADA MEDIA	
HORA	KWh
0	49.0
1	46.4
2	44.8
3	46.4
4	46.0
5	44.0
6	31.9
7	32.3
8	36.6
9	37.2
10	40.5
11	62.4
12	63.7
13	65.1
14	66.7
15	71.4
16	68.4
17	61.3
18	60.1
19	55.9
20	60.1
21	56.2
22	50.6
23	54.9
1251.94	

Tabla 16. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada media.

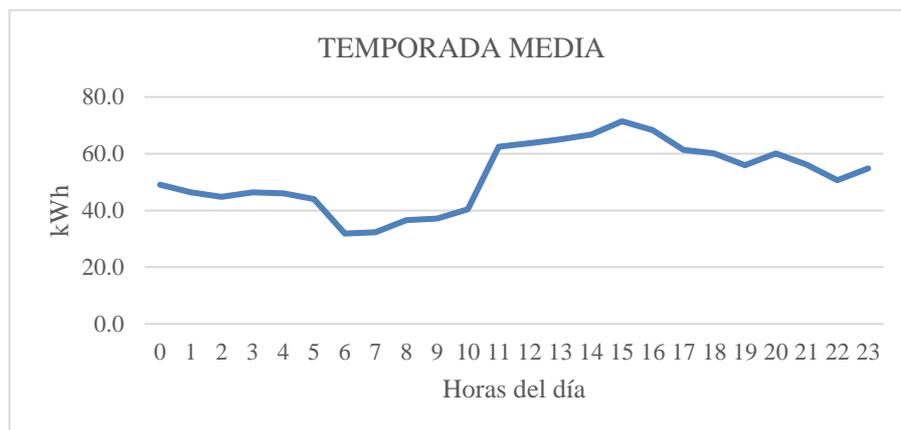


Figura 29. Patrón 1 de demanda de calefacción – Temporada media.

Igual que se hizo previamente con la demanda eléctrica, a continuación, se puede observar en la *Figura 30* la demanda de calefacción en las tres temporadas para el patrón 1, días entre semana.

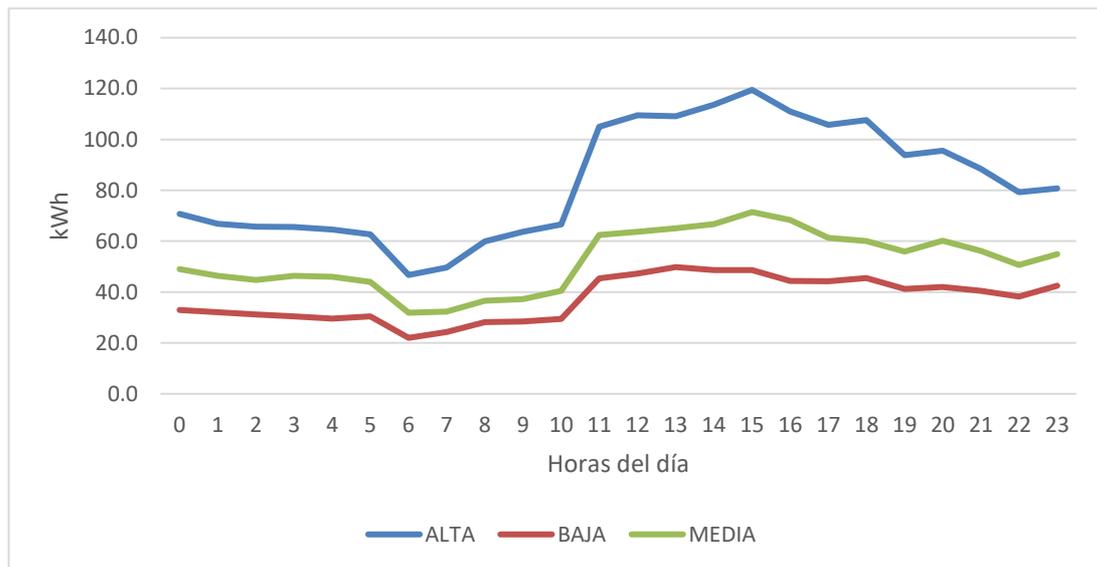


Figura 30. Patrón 1 de demanda de calefacción.

Analizando la gráfica anterior, y siendo consciente de que el consumo de propano depende también de la cocina, es completamente razonable la curva que sigue la demanda de cada una de las temporadas, con grandes aumentos de consumo a partir de las 07:00, cuando la cocina empieza a funcionar, y con los mayores picos a partir de las 11:00, cuando se entiende que la cocina está a pleno rendimiento.

- **PATRÓN 2: Fin de semana**

TEMPORADA ALTA	
HORA	KWh
0	81.9
1	77.0
2	74.5
3	73.0
4	73.1
5	70.0
6	51.2
7	55.6
8	70.3
9	75.7
10	76.6
11	119.9
12	129.1
13	132.2
14	139.4
15	147.9
16	139.8
17	129.1
18	123.7
19	104.5
20	111.4
21	101.8
22	87.6
23	87.9
2333.28	

Tabla 17. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada alta.

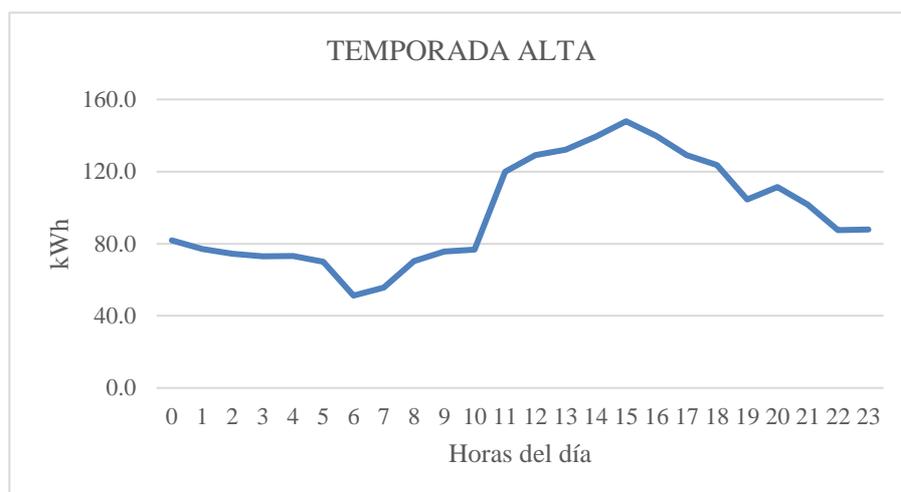


Figura 31. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada alta.

TEMPORADA BAJA	
HORA	KWh
0	54.2
1	50.6
2	48.3
3	48.5
4	45.7
5	45.8
6	32.3
7	36.7
8	43.5
9	44.8
10	49.2
11	76.7
12	80.0
13	81.4
14	82.5
15	84.8
16	74.7
17	67.3
18	62.2
19	54.6
20	56.5
21	54.4
22	48.0
23	52.0
1,374.6	

Tabla 18. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada baja.

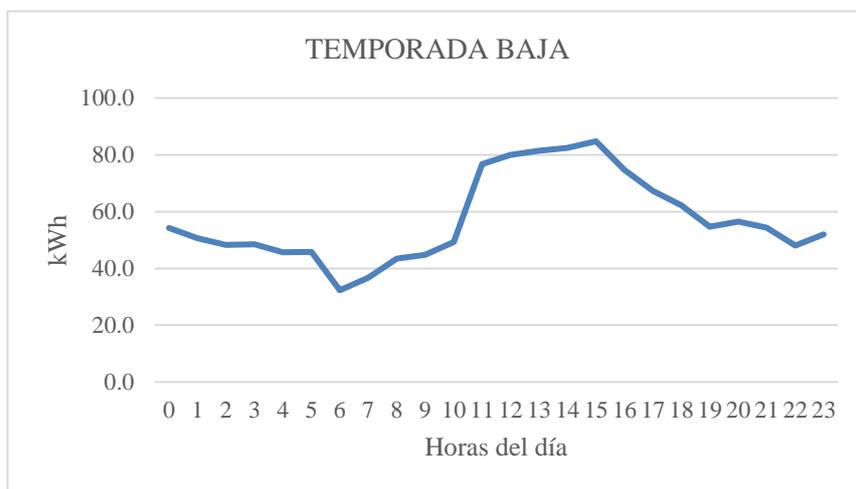


Figura 32. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada baja.

TEMPORADA MEDIA	
HORA	KWh
0	49.0
1	46.4
2	44.8
3	46.4
4	46.0
5	44.0
6	31.9
7	32.3
8	36.6
9	37.2
10	40.5
11	62.4
12	63.7
13	65.1
14	66.7
15	71.4
16	68.4
17	61.3
18	60.1
19	55.9
20	60.1
21	56.2
22	50.6
23	54.9
1251.94	

Tabla 19. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada media.



Figura 33. Patrón 2 de demanda de calefacción – Temporada media.

Para el patrón 2, la gráfica conjunta quedaría así:

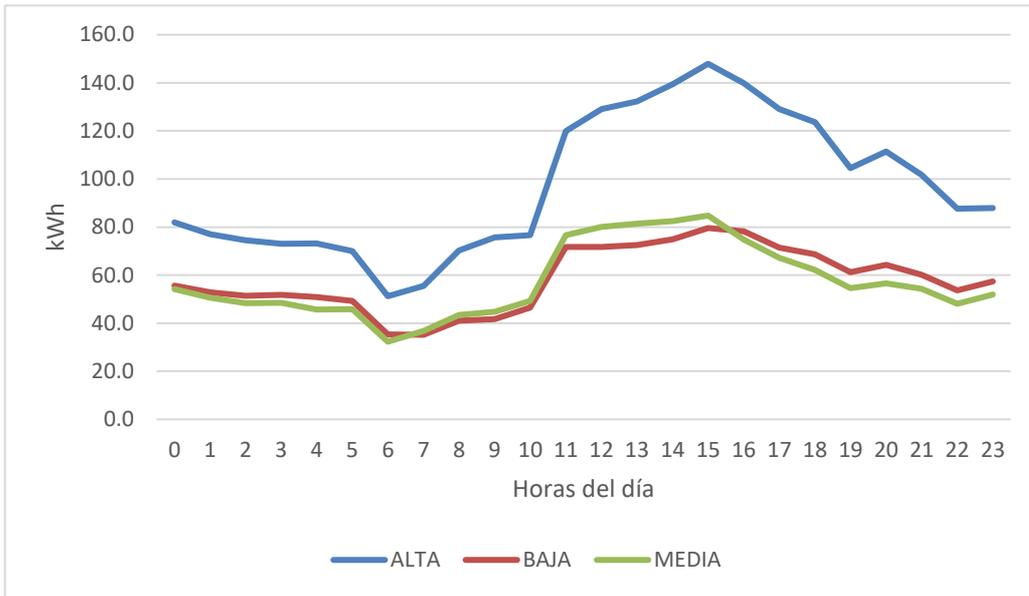


Figura 34. Patrón 2 de demanda de calefacción.

Para terminar el análisis de la demanda de calefacción, se muestra la gráfica comparativa entre los dos patrones correspondientes, para las tres temporadas.

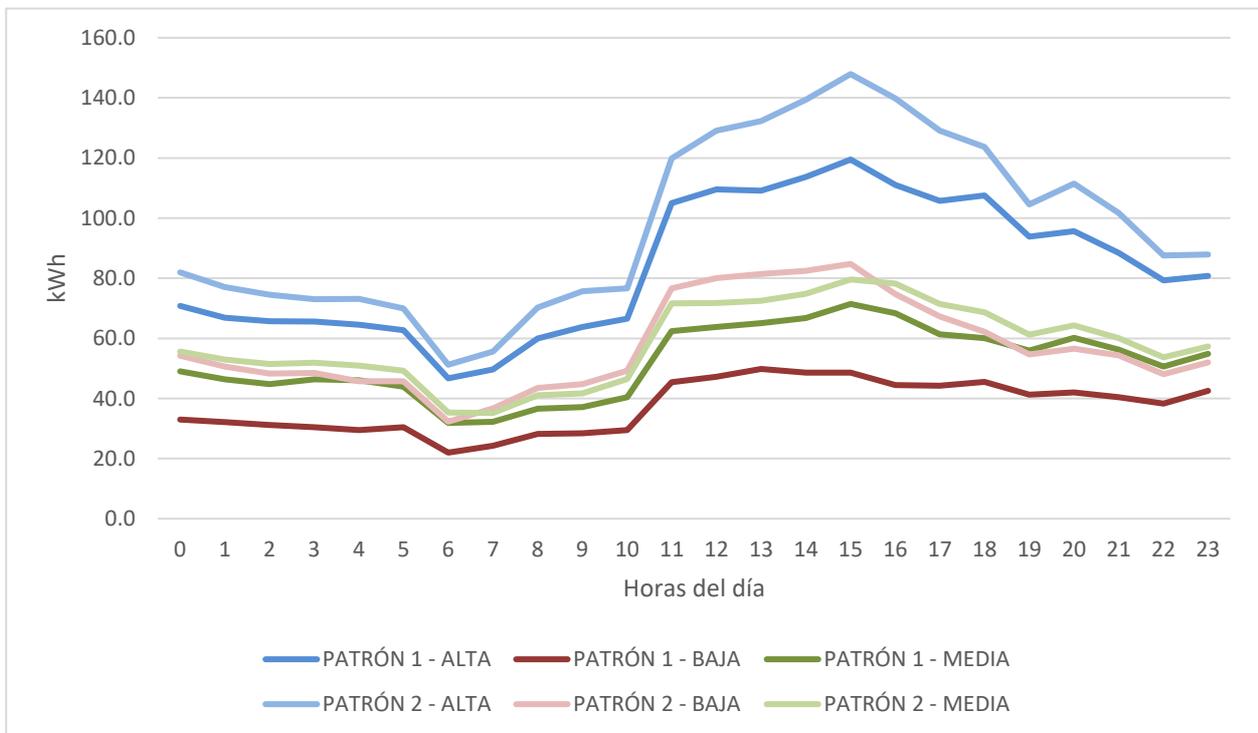


Figura 35. Comparativa de patrón 1 y patrón 2 de demanda de calefacción.

3.2.2.2 Demanda de ACS

Para la demanda de ACS se ha tenido en cuenta los cuatro depósitos interacumuladores que dispone el hotel. Hay que entender, que la demanda de ACS final, es decir, el calor útil entregado al usuario final, no será el mismo que demandan los depósitos a la caldera. Esto se debe a que los acumuladores tienen una temperatura de consigna, y eso provoca arranques de caldera con el simple fin de conseguir la temperatura objetivo, previniendo así los problemas de legionella. Por otro lado, están las pérdidas de los depósitos y distribución.

En primer lugar, es necesario calcular la energía disponible en los interacumuladores existentes, y esto se realiza partiendo de los datos que se encuentran en la propia ficha técnica de Austria Email. La fórmula usada es la que se puede ver a continuación:

$$Ea = Va \times (ta - te) \times Ce \times Fuso$$

Ea: Energía acumulada (Wh)

Va: Volumen total de acumulación (litros)

ta: Temperatura de acumulación (°C)

te: Temperatura de entrada de red (°C)

Ce: Calor específico (Wh / (l·°C)); para el agua toma el valor de 1.16

Fuso: Factor de uso (adimensional)

El factor de uso tiene en cuenta, de manera empírica la estratificación del agua dentro de los depósitos. El IDAE propone la siguiente expresión para su cálculo:

$$Fuso = 0.63 + 0.14 \times \frac{H}{D}$$

Siendo:

H: Altura interior del acumulador, en dirección vertical (m)

D: Diámetro, en dirección horizontal (m)

Debe tenerse en cuenta que, si hay varios acumuladores en serie, el factor de uso solo aplica al volumen del último en la dirección del flujo de agua. Si los acumuladores están en paralelo, el factor de uso aplica al total del volumen.

En este caso, para cada depósito de 500 litros, se fijará una temperatura de acumulación de 70°C en su parte superior. De esta forma se podrá garantizar a nivel de cálculo una temperatura de 60°C en demanda final de usuario.

La temperatura de entrada variará en función de la temporada en la que se esté.

TEMPORADA	T° AGUA RED
ALTA	4.0 °C
BAJA	8.0 °C
MEDIA	13.0 °C

Tabla 20. Tª Agua de red según temporada

Sabiendo que la altura es de 1838 mm por depósito, y el diámetro es 760 mm, se calcula un factor de uso que es igual a 0.97.

Por tanto, la energía acumulada en los depósitos de ACS, según todos los parámetros establecidos, y en función de la temporada, será la siguiente:

TEMPORADA		
Alta	Energía Acumulada	37.1 kWh
	Energía Acumulada TOTAL	148.5 kWh
Baja	Energía Acumulada	34.9 kWh
	Energía Acumulada TOTAL	139.5 kWh
Media	Energía Acumulada	32.1 kWh
	Energía Acumulada TOTAL	128.3 kWh

Tabla 21. Energía de acumulación de los depósitos de ACS.

Una vez se tiene cuánta energía almacenada hay disponible, se estiman las pérdidas por acumulación y distribución. Se aplicará un 2% del caso más desfavorable, que será en temporada media. Por lo tanto, se consideran unas pérdidas de 2.72 kWh.

La demanda de calor útil más las perdidas estimadas, crean un déficit de energía en los depósitos que se traduce en una pérdida de temperatura.

Para mantener la temperatura de consigna, se asumen las siguientes hipótesis:

- Las calderas existentes entrarán en funcionamiento cuando la temperatura de los depósitos de acumulación de ACS baje de 70°C.
- Las calderas existentes entrarán en funcionamiento cuando el horario esté entre las 07:00 y las 10:00, o entre las 19:00 y las 22:00, ya que es cuando existe un mayor consumo de ACS.
- Las calderas se consideran modulantes, por lo que aportarán la energía que sea estrictamente necesaria para recuperar la temperatura de consigna.

Por todo lo anterior, en este capítulo se hará una diferencia entre la demanda de energía útil para ACS, y la demanda del circuito primario entre depósitos y caldera. Todos los cálculos horarios se podrán ver en los Anexos.

- **PATRÓN 1: Lunes – Viernes**

TEMPORADA ALTA		
HORA	Circuito primario kWh	Energía útil kWh
0	21.7	7.9
1	0.2	7.4
2	20.2	7.3
3	0.2	7.3
4	19.7	7.2
5	0.2	7.0
6	37.3	25.2
7	29.7	26.7
8	35.0	32.3
9	37.0	34.3
10	38.5	35.8
11	0.0	11.7
12	29.3	12.2
13	0.0	12.1
14	30.2	12.6
15	0.0	13.3
16	31.1	12.3
17	0.0	11.8
18	29.1	12.0
19	42.9	40.2
20	43.7	41.0
21	40.6	37.9
22	36.7	34.0
23	0.0	9.0
	523.29	458.32

Tabla 22. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada alta.

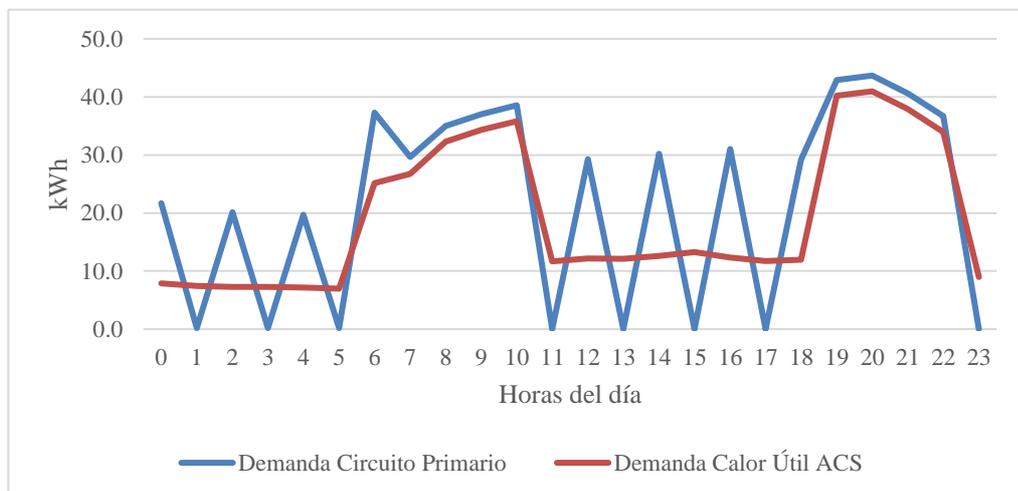


Figura 36. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada alta.

TEMPORADA BAJA		
	Circuito primario	Energía útil
HORA	kWh	kWh
0	18.7	3.7
1	0.4	3.6
2	12.2	3.5
3	0.3	3.4
4	11.8	3.3
5	0.3	3.4
6	20.2	11.8
7	16.1	13.1
8	17.9	15.2
9	18.0	15.3
10	18.6	15.9
11	0.0	5.0
12	15.7	5.2
13	0.0	5.5
14	16.4	5.4
15	0.0	5.4
16	15.8	4.9
17	0.0	4.9
18	15.4	5.1
19	20.4	17.7
20	20.7	18.0
21	20.1	17.3
22	19.1	16.4
23	0.0	4.7
	278.09	207.71

Tabla 23. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada baja.

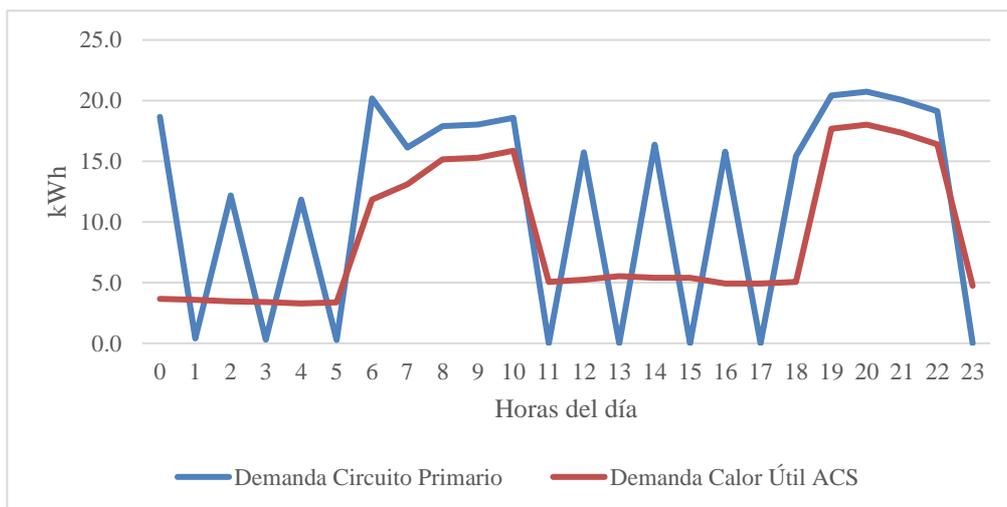


Figura 37. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada baja.

TEMPORADA MEDIA

HORA	Circuito primario	Energía útil
	kWh	kWh
0	16.9	5.4
1	0.0	5.2
2	15.3	5.0
3	0.1	5.2
4	15.5	5.1
5	0.1	4.9
6	27.3	17.2
7	20.2	17.4
8	22.4	19.7
9	22.7	20.0
10	24.5	21.8
11	0.0	6.9
12	19.5	7.1
13	0.0	7.2
14	20.1	7.4
15	0.0	7.9
16	21.0	7.6
17	0.0	6.8
18	18.9	6.7
19	26.7	24.0
20	28.5	25.8
21	26.8	24.1
22	24.4	21.7
23	0.0	6.1
	350.94	286.09

Tabla 24. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada media.

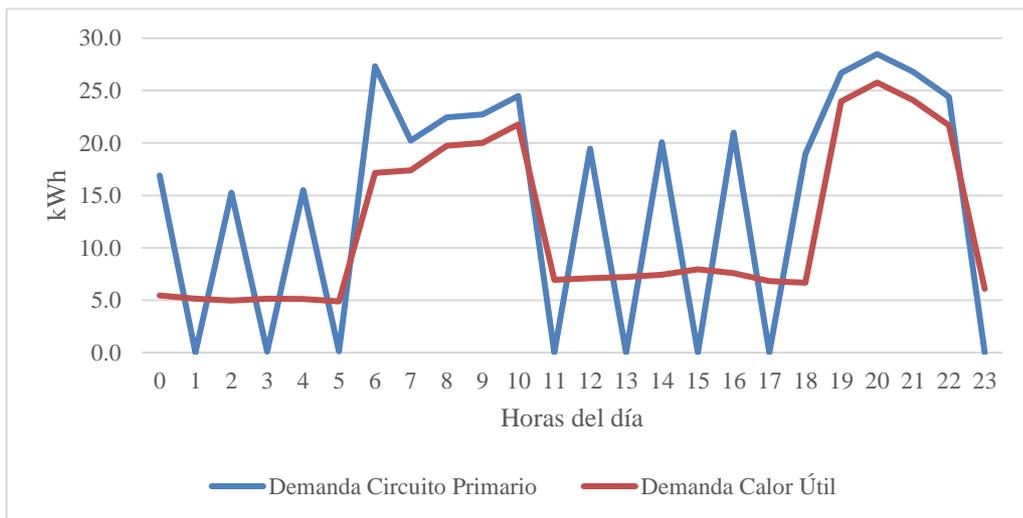


Figura 38. Patrón 1 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada media.

Seguidamente, se adjuntan las gráficas comparativas de la demanda en kWh del circuito primario de ACS y de la energía útil.

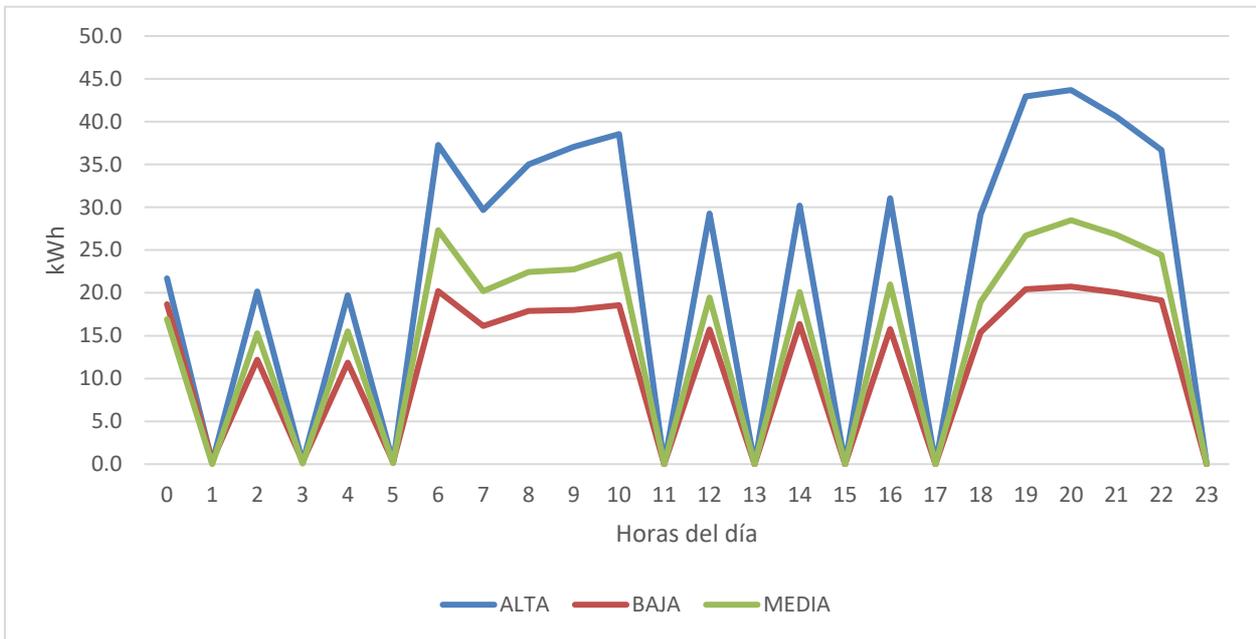


Figura 39. Patrón 1 de demanda del circuito primario de ACS.

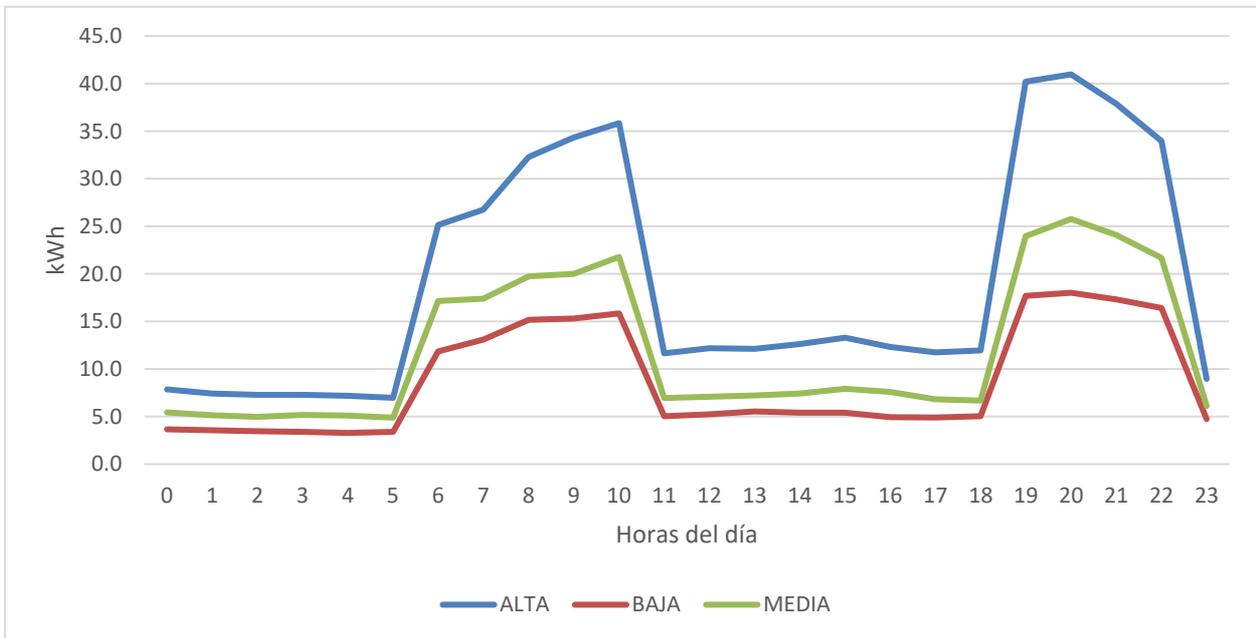


Figura 40. Patrón 1 de demanda de energía útil de ACS.

- **PATRÓN 2: Fin de semana**

TEMPORADA ALTA		
HORA	Circuito primario kWh	Energía útil kWh
0	25.0	9.1
1	0.0	8.6
2	22.3	8.3
3	0.0	8.1
4	21.7	8.1
5	0.0	7.8
6	40.8	27.6
7	32.6	29.9
8	40.6	37.9
9	43.5	40.8
10	44.0	41.3
11	0.0	13.3
12	33.1	14.3
13	0.0	14.7
14	35.6	15.5
15	0.0	16.4
16	37.4	15.5
17	0.0	14.3
18	33.5	13.7
19	47.5	44.8
20	50.5	47.8
21	46.3	43.6
22	40.3	37.5
23	0.0	9.8
	594.67	528.73

Tabla 25. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada alta.

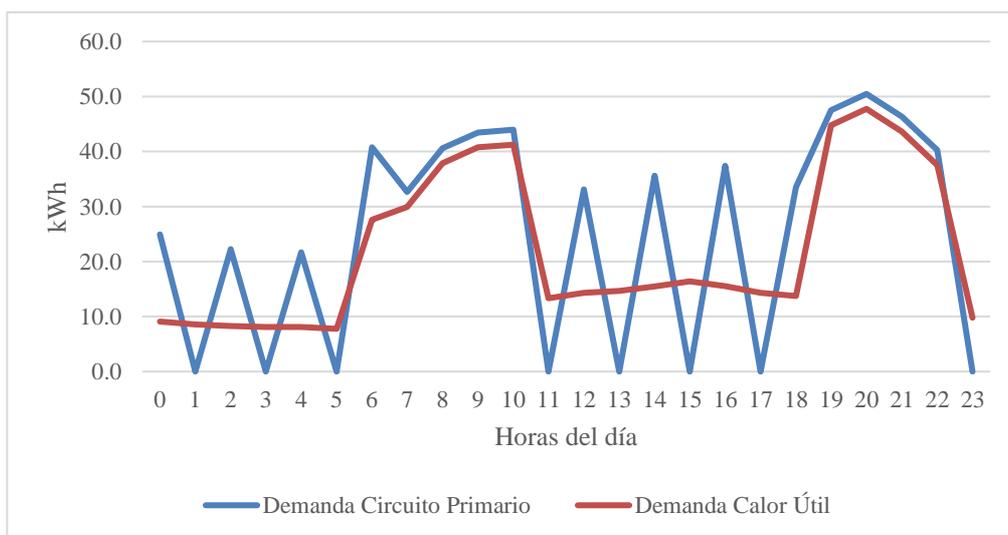


Figura 41. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada alta.

TEMPORADA BAJA		
HORA	Circuito primario	Energía útil
	kWh	kWh
0	18.7	6.0
1	0.0	5.6
2	16.4	5.4
3	0.0	5.4
4	15.9	5.1
5	0.0	5.1
6	27.9	17.4
7	22.5	19.8
8	26.1	23.4
9	26.8	24.1
10	29.2	26.5
11	0.0	8.5
12	22.9	8.9
13	0.0	9.0
14	23.7	9.2
15	0.0	9.4
16	23.2	8.3
17	0.0	7.5
18	19.8	6.9
19	26.1	23.4
20	26.9	24.2
21	26.0	23.3
22	23.3	20.6
23	0.0	5.8
	375.48	308.79

Tabla 26. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada baja.

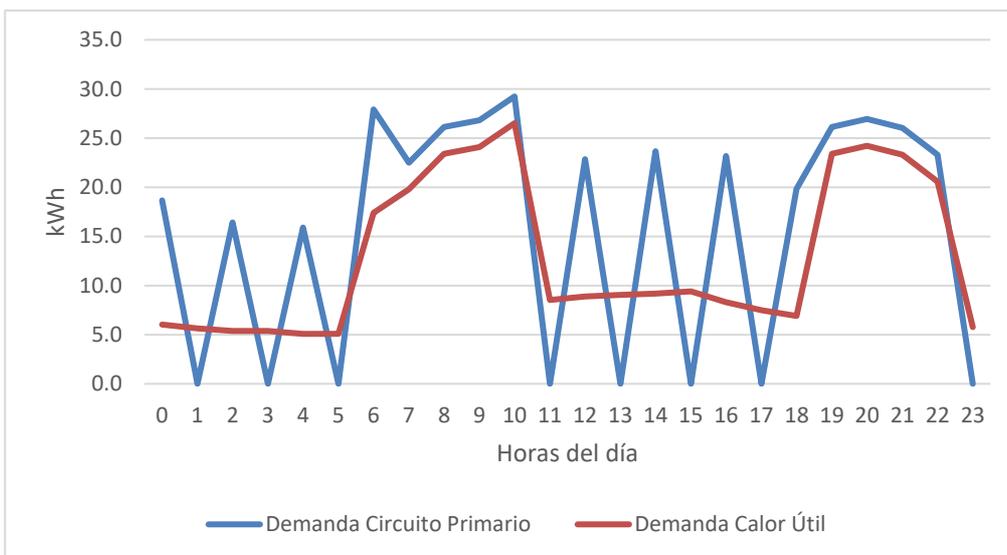


Figura 42. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada baja.

TEMPORADA MEDIA

HORA	Circuito primario	Energía útil
	kWh	kWh
0	18.4	6.2
1	0.0	5.9
2	17.0	5.7
3	0.0	5.8
4	16.9	5.7
5	0.0	5.5
6	29.9	19.0
7	21.7	18.9
8	24.8	22.1
9	25.2	22.5
10	27.7	25.0
11	0.0	8.0
12	21.4	8.0
13	0.0	8.1
14	21.8	8.3
15	0.0	8.8
16	23.0	8.7
17	0.0	7.9
18	21.0	7.6
19	29.0	26.2
20	30.3	27.6
21	28.5	25.8
22	25.7	23.0
23	0.0	6.4
	382.23	316.56

Tabla 27. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada media.

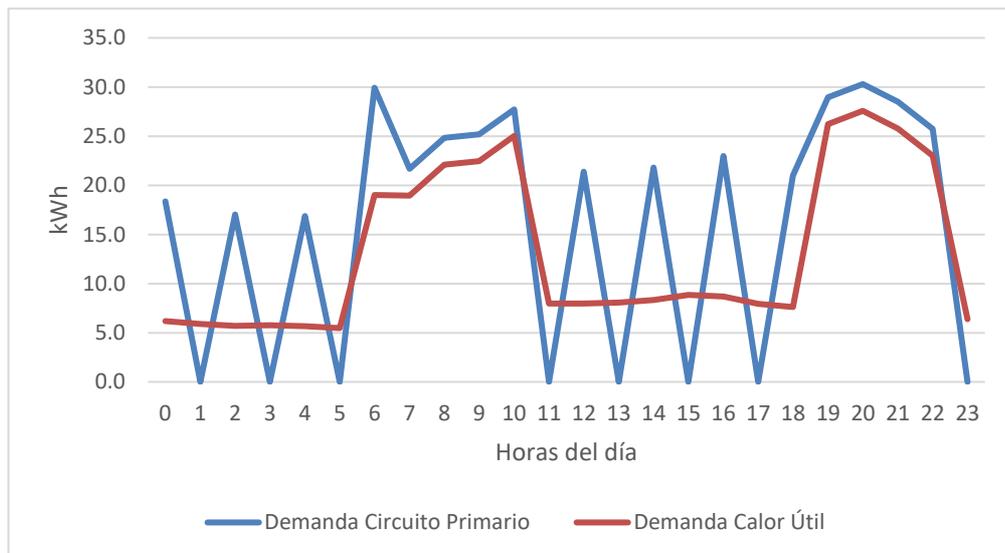


Figura 43. Patrón 2 de demanda del circuito primario y de energía útil – Temporada media.

Como en todos los casos anteriores, se analiza mediante gráficas los distintos consumos según temporada.

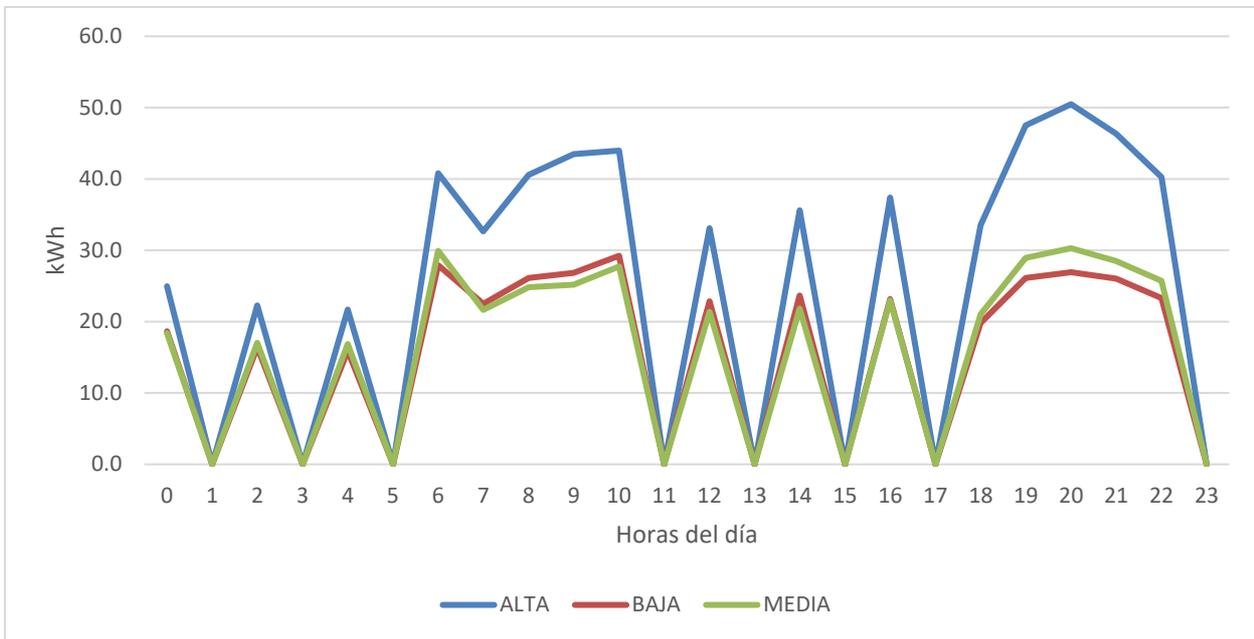


Figura 44. Patrón 2 de demanda del circuito primario de ACS.

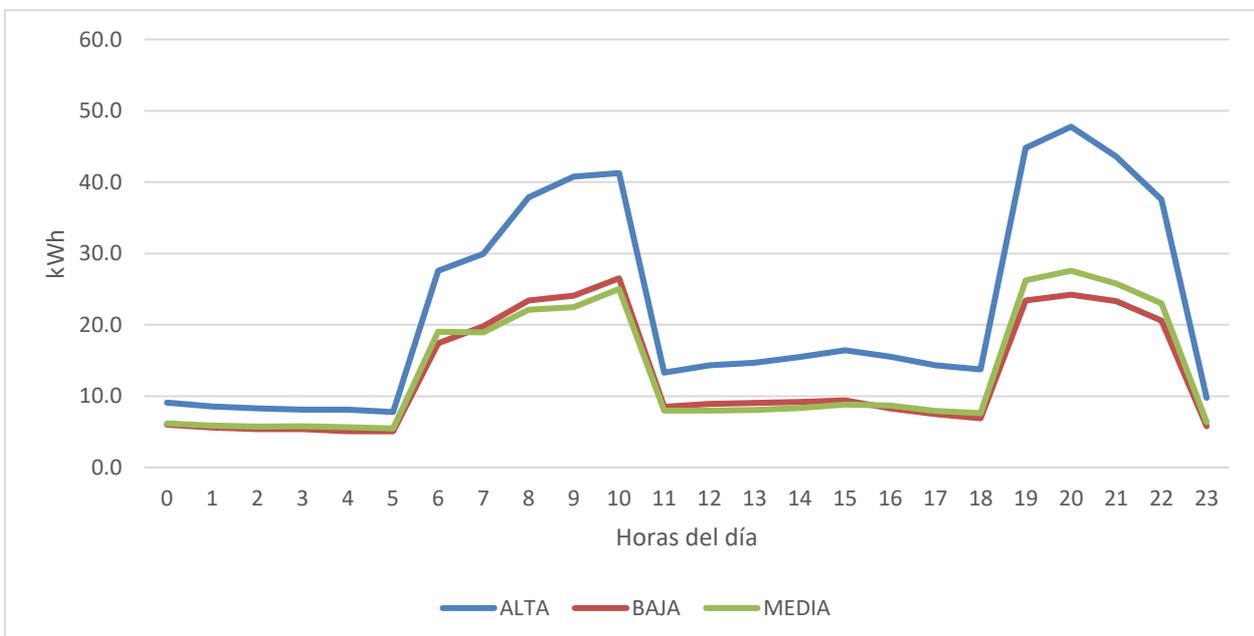


Figura 45. Patrón 2 de demanda de energía útil de ACS.

Si bien se ha comparado la demanda energética de ACS en su circuito primario y el circuito de consumo para las distintas temporadas, se terminará este análisis con una comparativa entre los dos patrones.

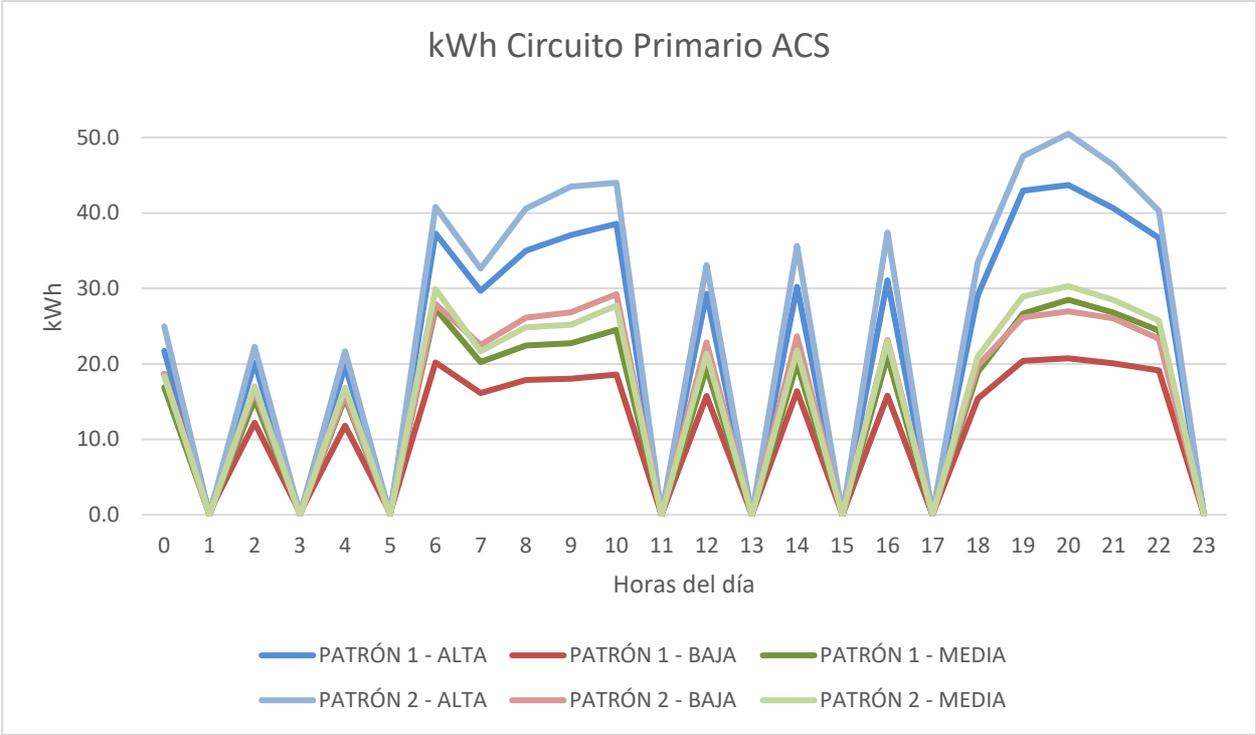


Figura 46. Comparativa de patrón 1 y patrón 2 de demanda del circuito primario de ACS.

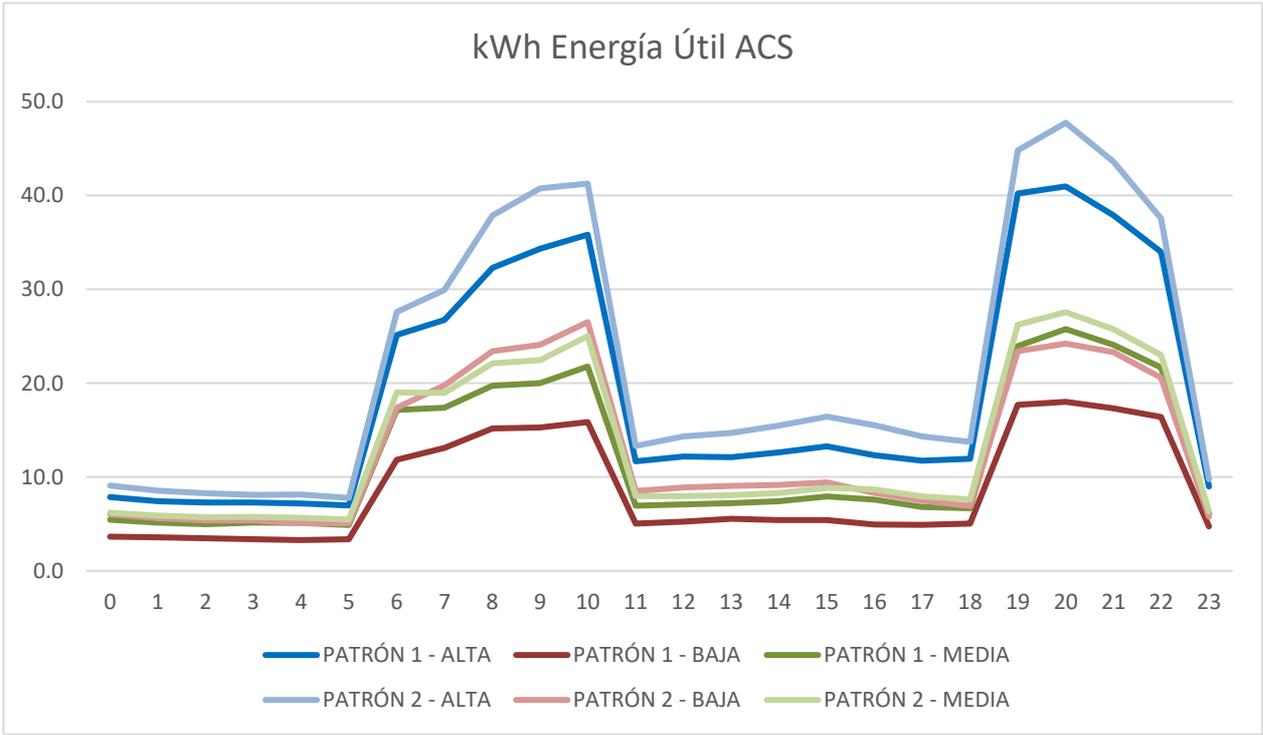


Figura 47. Comparativa de patrón 1 y patrón 2 de demanda de energía útil de ACS.

3.2.2.3 Total demanda térmica

La demanda de calefacción está, pues, bastante clara. Para la demanda de ACS, se ha estudiado la necesidad de esta en dos partes distintas de la instalación. Este proyecto tiene como objeto el estudio de viabilidad de una cogeneración, de la cual se intentará aprovechar el máximo calor disponible para la demanda térmica. Por tanto, es evidente que la demanda de ACS que a partir de ahora compete a esta memoria será la del circuito primario, es decir, la necesaria para satisfacer las necesidades del usuario final en todo momento.

Por ello, se detalla a continuación en la *Tabla 28*, un resumen final de las necesidades térmicas diarias del edificio, para los distintos patrones y las distintas temporadas.

DEMANDA DIARIA DE ENERGÍA ÚTIL POR CENTRO DE CONSUMO			
PATRÓN	TEMPORADA	PUNTO DE CONSUMO	DEMANDA DE ENERGÍA (KWh)
Patron1	Alta	CALEFACCIÓN	2,002.00
Patron1	Alta	ACS	523.29
Patron2	Alta	CALEFACCIÓN	2,333.28
Patron2	Alta	ACS	594.67
Patron1	Baja	CALEFACCIÓN	897.47
Patron1	Baja	ACS	278.09
Patron2	Baja	CALEFACCIÓN	1,374.64
Patron2	Baja	ACS	375.48
Patron1	Media	CALEFACCIÓN	1,251.94
Patron1	Media	ACS	350.94
Patron2	Media	CALEFACCIÓN	1,397.03
Patron2	Media	ACS	382.23

Tabla 28. Demanda diaria térmica según patrones.

En la *Tabla 13* se pueden ver los consumos estimados de calor útil partiendo del consumo de propano del propio hotel. En la *Tabla 29* se podrá comprobar como la demanda neta de calor es mayor con respecto a esta última, ya que, como se ha explicado anteriormente, los cálculos a partir de ahora se basarán en las necesidades del circuito primario de ACS, sin obviar la acumulación de los depósitos existentes en la instalación.

MES	MWh Netos
ENERO	76.07
FEBRERO	92.68
MARZO	92.43
ABRIL	53.22
MAYO	34.68
JUNIO	39.53
JULIO	41.63
AGOSTO	55.63
SEPTIEMBRE	51.06
OCTUBRE	40.49
NOVIEMBRE	48.94
DICIEMBRE	58.08

Tabla 29. Consumo de energía neta térmica mensual del hotel post cálculo.

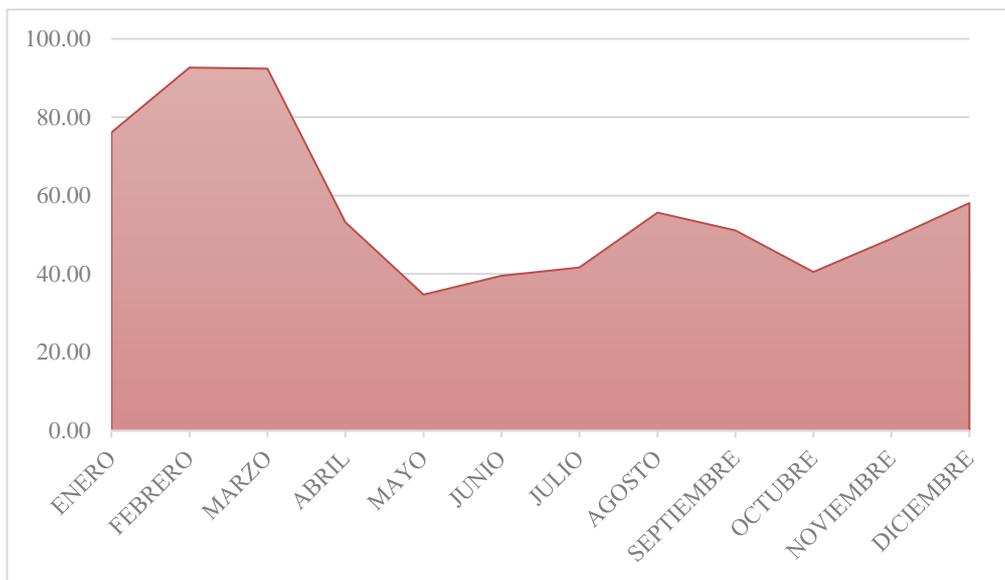


Figura 48. Consumo de energía neta térmica mensual del hotel post cálculo.

3.3 Justificación de la cogeneración

En los apartados anteriores se ha desarrollado de manera bastante detallada las necesidades eléctricas y térmicas que tiene el hotel en las diferentes temporadas de un año tipo como puede ser el 2019. Es importante recordar llegados a este punto, que el establecimiento está totalmente aislado de cualquier red de distribución, por lo que la electricidad debe ser autogenerada y el combustible para calefacción y ACS es transportado mediante camiones cisterna hasta el mismo lugar.

El hotel intenta optimizar los costes energéticos del proceso productivo, de forma que sean los mínimos posibles, a fin de incrementar su competitividad dentro de este sector. Para ello decide estudiar la instalación de una planta de cogeneración.

El primer objetivo a cumplir por el diseño que se abordará es que la planta deberá atender las demandas térmicas que tiene todo el edificio, maximizando el aprovechamiento del calor residual del equipo destinado a la producción eléctrica, y minimizando el combustible destinado a la producción de calefacción y ACS.

Se puede resumir que los agentes económico-sociales candidatos a poseer una instalación de cogeneración serán aquellos que cumplan las siguientes condiciones [2]:

- Muchas horas de funcionamiento anual: El hotel se encuentra abierto durante todo el año, por lo que se cumple con creces este punto.
- Demanda uniforme y paralela de energía térmica y energía eléctrica: Ambas demandas son relativamente proporcionales, como se puede ver en puntos anteriores.
- Tener espacio suficiente para albergar la instalación diseñada: Se dispone de espacio suficiente para cualquier tipo de instalación.
- Disponer de un combustible apropiado y con garantías de suministro: Más adelante se expondrá la idea de la construcción de una Planta Satélite de Regasificación, con el fin de abastecer el hotel de gas natural.

Con todo lo expuesto, es posible justificar un estudio de viabilidad técnico y económico de una cogeneración en el este hotel.

4 PROYECTO DE COGENERACIÓN

The first step is to establish that something is possible; then probability will occur.

- Elon Musk -

Para realizar un proyecto de cogeneración es preciso hacer un diagnóstico adecuado de la situación actual, y de esta forma poder saber si la instalación será viable técnica y económicamente.

Antes de nada, como se iba adelantando a final del capítulo 3, el proyecto de cogeneración estará basado en la previa implantación de una Planta Satélite de Regasificación. Es decir, los posibles equipos que funcionen en la cogeneración estarán alimentados por Gas Natural. Esta decisión está fundamentada en dos razones:

- El gas natural tiene un factor de emisión de CO₂ menor que el gasóleo y que el propano, por lo que existe una contribución a la reducción de la huella de carbono.
- El precio del GNL es bastante inferior al del resto de combustibles fósiles, que lo convierte en el más competitivo del mercado actual. Además, es el que parece tener mayor estabilidad en precio.

En principio se hará un balance de potencias para el dimensionamiento de los equipos que formarán nuestra planta de cogeneración. Este paso es necesario e imprescindible pues dará una idea del precio de los equipos y sus prestaciones. [2]

En este caso, el hotel, que está en funcionamiento, facilita saber aproximadamente los puntos de consumo energético y en qué condiciones debe estar esta energía. Todo esto se ha ido desarrollando en el capítulo anterior, por lo que ya se tiene el punto de partida.

La prioridad para la búsqueda de las diferentes alternativas será la producción eléctrica. El hotel no puede quedarse nunca sin electricidad, por lo que hay que garantizar que la demanda siempre esté cubierta. A partir de ahí, todo el calor que sea posible recuperar será bueno. Habrá que tener en cuenta también la altura a la que nos encontramos, y el *derating* que eso puede provocar.

Llegados a este punto se plantea la primera disyuntiva. Como se puede comprobar en *3.2.1 Demanda Eléctrica*, la demanda eléctrica media del hotel durante todo el año oscila entre los 30 y los 60 kWhe. Solo en temporada alta se puede encontrar horas donde la media de consumo sea superior a 60 kWhe, y raramente se ven consumos medios que superen los 75 kWhe. El problema viene cuando se analiza la *Figura 16. Puntas eléctricas máximas en el año*, en el que se observan puntas que superan los 100 kWhe. Es importante analizar detenidamente esta última gráfica, ya que como se ha mencionado previamente, el requisito fundamental y prioritario para el proyecto de cogeneración es cubrir la demanda eléctrica en todo momento.

En una primera aproximación, se planteó la posibilidad de la instalación de un motor alternativo de 142 kVA, con una potencia eléctrica de 128 kW e a 1800 msnm. Esto, a priori, solucionaba las puntas que se encuentran de forma muy ocasional a lo largo del año. La cuestión estaba en el resto de las horas del año, las cuales suponen alrededor del 90% de las horas, en el que el motor tendría que trabajar por debajo del 50% de carga, algo que es totalmente inviable. El rendimiento del motor disminuiría significativamente con cargas inferiores al 50%. Esto supondría también un perjuicio con relación a los costes del consumo de energía, ya que se ha calculado que un incremento de un punto porcentual

en el rendimiento ahorra en coste de energía durante la vida útil el equivalente del precio de compra del motor.

Este dilema provoca llegar a la conclusión de realizar un estudio específico para la cogeneración:

- Instalación de un motor alternativo que cubra la potencia eléctrica media anual, dejando por tanto uno de los grupos electrógenos existentes de gasóleo como *back up* para las ya conocidas puntas eléctricas. Más adelante se estudiará cuánto consumo de gasóleo conlleva esta decisión.

Para la opción planteada, se proyecta el cambio del quemador de las dos calderas de propano, para que en ambos planteamientos trabajen como apoyo cuando sea necesario, con gas natural.

Además, dicho estudio se llevará a cabo contando con un nuevo depósito de inercia. Como se puede ver en la *Figura 9*, el complejo cuenta con una zona de piscina interior, la cual dispone de 40 metros cúbicos y una instalación de climatización ya existente. El hotel hace saber que su intención es crear un nuevo salón en el local donde se encuentra ahora mismo la piscina, por lo que se cree que la opción de implantar un depósito de inercia de tal capacidad es positiva para el proyecto.

4.1 Motor Alternativo

El motor alternativo es un motor térmico cíclico de combustión interna, de movimiento alternativo, como su propio nombre indica, que convierte la energía química contenida en un combustible en energía mecánica de rotación de un eje. La reacción explosiva de la mezcla aire-combustible en el interior de un cilindro provoca el movimiento lineal del pistón, que la biela convierte en rotación del cigüeñal. De esta manera también se asegura el movimiento alternativo del pistón, que permite renovar los gases producto de la combustión por mezcla fresca, lista para explotar. [4]

El motor alternativo es una máquina cíclica, pero el fluido se renueva en cada ciclo; se trata por tanto de un ciclo abierto.

El motor alternativo de combustión interna está basado en una tecnología bien conocida y ampliamente usada. Está presente en máquinas tan habituales como los automóviles, barcos, aviones, equipos de obras públicas, y por supuesto, las plantas de producción de energía eléctrica. Los motores empleados en estas plantas se denominan motores estacionarios, porque no van montados sobre vehículos en movimiento. En realidad, los motores estacionarios grandes e intermedios, para aplicaciones terrestres son prácticamente iguales a los motores marinos, y desde el punto de vista del diseño de ellos tienen su origen en estos. Existe una gran variedad de motores estacionarios para el mercado de generación eléctrica, que incluye sistemas de emergencia y de respaldo, equipos para picos de demanda, para demandas intermedias y para ser utilizados como carga base. Muchos de estos motores combinan la producción de energía eléctrica con la producción de energía térmica. Su sistema de funcionamiento se puede ver en la siguiente figura de forma esquemática [4]:

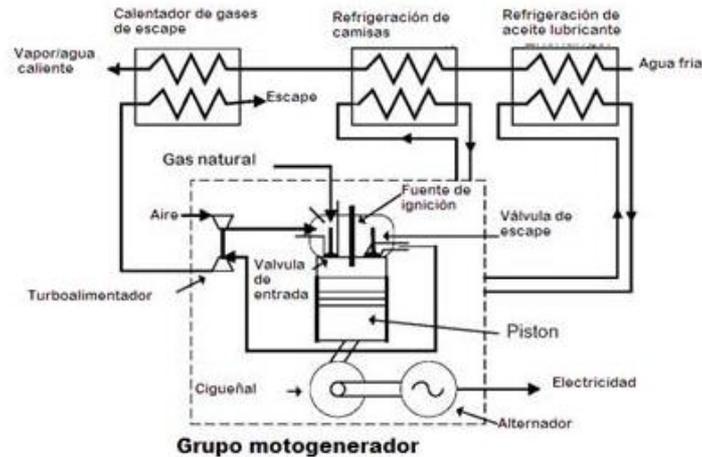


Figura 49. Flujo de fluidos principales en un motor alternativo.

Los motores se pueden clasificar según diferentes parámetros: su ciclo termodinámico, el combustible empleado, la presencia o no de compresor, la velocidad de giro, etc.

Los ciclos termodinámicos que se emplean casi exclusivamente en motores son dos: el ciclo Otto y el ciclo Diesel. En ambos casos el ciclo puede tener dos o cuatro tiempos. Los motores alternativos de gas que se usan en plantas de cogeneración siguen un ciclo Otto, y son de cuatro tiempos [4].

Los motores diesel o de compresión han sido tradicionalmente los más usados para pequeñas y grandes aplicaciones en generación eléctrica. Pero sus mayores niveles de emisión y el alto precio del combustible los han ido relegando hasta el papel secundario que ocupan en la actualidad, salvo en el caso de generación eléctrica en islas y para motores de emergencia [4].

En cuanto a la recuperación térmica, en motores, a diferencia de lo que ocurre en turbinas de gas, la energía térmica recuperable está repartida entre tres circuitos [4]:

- Gases de escape: Los gases de salida del motor presentan temperaturas en el entorno de los 400°C. Una parte importante de calor puede obtenerse de los mismos enfriándolos hasta temperaturas del orden de 150°-170°C cuando se utilizan combustibles líquidos con problemas de corrosión por rocío ácido, o bien hasta las temperaturas del orden de 90°C en el caso de utilizar gas natural (carente de azufre y en consecuencia sin limitación por punto de rocío ácido). En estas últimas condiciones pueden recuperarse alrededor de 0.45 kWh por cada kWh eléctrico generado.
- Agua de refrigeración del motor: En los motores refrigerados por agua puede recuperarse la mayor parte del calor de refrigeración del agua del motor, pudiendo tener 0.5 a 0.8 kWh térmicos por cada kWh eléctrico generado.
- Agua de lubricación del motor: Una parte del calor recuperado puede obtenerse también a partir del aceite de lubricación del motor.

Esta distribución del calor aprovechable en el motor complica la recuperación, e incluso la hace imposible en algún caso (el calor que va al circuito de baja temperatura es difícil de recuperar) [4].

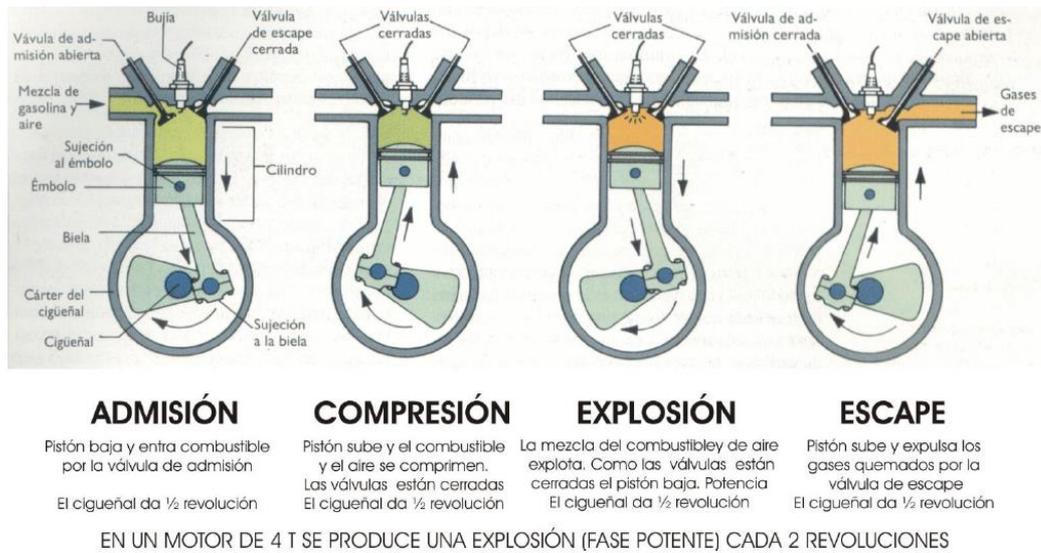


Figura 50. Fases de un motor de cuatro tiempos.

4.1.1 Elección y descripción del equipo seleccionado

Para el estudio del caso del motor alternativo, se ha seleccionado un equipo de la marca TEDOM de la serie Cento, concretamente el equipo de cogeneración sería el TEDOM CENTO T 80.

Las unidades de cogeneración TEDOM de la serie Cento son máquinas de potencia media que usan motores de gas y ofrecen potencias que van desde los 40 a los 200 kW. Las unidades de cogeneración contienen un motor-generator, un equipo térmico completo y la cabina insonorizada.

Hay que recordar que esta opción cuenta con el *back up* de uno de los grupos electrógenos existentes de gasóleo.

Todos los datos que se detallan a continuación son facilitados y contrastados con el propio fabricante del equipo.

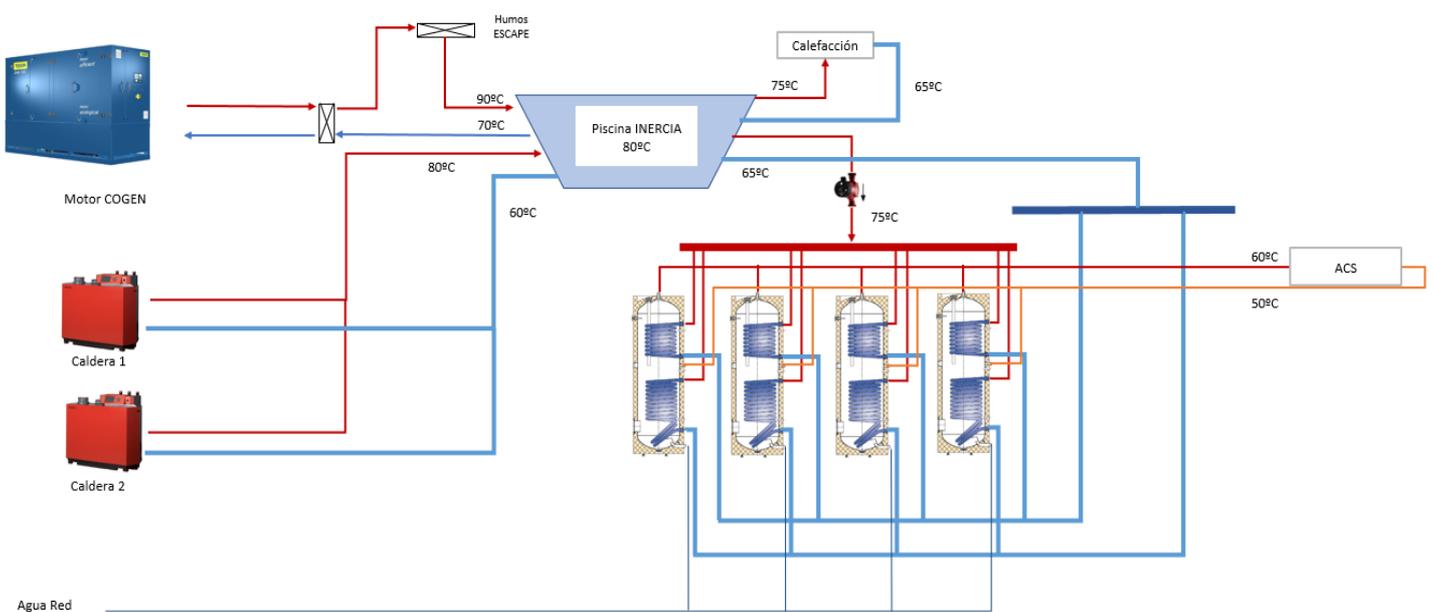


Ilustración 1. Esquema básico de principio de la cogeneración planteada.

4.1.1.1 Características generales

A continuación, se detallarán todas las especificaciones de la unidad de cogeneración en cuestión.

GRUPO ELECTRÓGENO			CARGA		
			50%	75%	100%
MARCA	MODELO	T. Asp	kW	kW	kW
TEDOM	Cento T 80	Potencia Eléctrica	36	55	72
		Potencia Térmica	82	99	119
		Potencia Combustible	141	183	228
		Eficiencia Eléctrica	25.53%	30.05%	31.58%
		Eficiencia Calorífica	58.16%	54.10%	52.19%

Tabla 30. Datos técnicos básicos de la unidad de cogeneración TEDOM.

El equipo estudiado tiene una potencia nominal eléctrica de 80 kWe. Para estar en el lado seguro, se considera un derating debido a la altura donde se encuentra el hotel del 10%.

Tal y como ocurre con los seres humanos a medida que se elevan por encima del nivel del mar, la falta de oxígeno y la menor presión afectan al rendimiento de los grupos electrógenos. La altitud afecta sobre todo a los motores atmosféricos, que dependen de la presión atmosférica para que el aire llegue correctamente a los cilindros. En emplazamientos por debajo de los 1.000 metros sobre el nivel del mar, este tipo de motores ya sufre pérdidas de potencia de hasta un 10%.

Ese fenómeno no se produce en el caso de los motores turbo, ya que su turbina es capaz de contrarrestar el déficit de aire. Gracias a ello, a 1.000 metros sobre el nivel del mar, este tipo de motores sigue rindiendo a máxima potencia.

El alternador también sufre a mayor altitud, ya que con menos aire tiende a sobrecalentarse. En general, la mayoría de los fabricantes aseguran que los alternadores no pierden potencia hasta los 1.000 metros sobre el nivel del mar. Por encima de ese valor, la pérdida de potencia media suele ser de un 3% por cada 500 m de altitud.

Por todo esto, como se puede observar en la Tabla 30, para los cálculos posteriores se establece que la unidad producirá a potencia nominal 72 kWe, con el *derating* ya aplicado. Lo mismo ocurrirá para el equipo cuando trabaje a carga parcial. Mantendrá la potencia de combustible y la potencia térmica, que no verá especialmente afectada por la altitud.

4.1.1.2 Producción eléctrica

Como se ha mencionado ya varias veces a lo largo de esta memoria, la demanda eléctrica será la prioridad a la hora de realizar los cálculos que se estimen necesarios. En el capítulo 3 se desarrollaban las necesidades eléctricas que tiene el complejo hotelero. En este caso, se estudia la implantación de un equipo de cogeneración que trabajando a potencia nominal tendrá un rendimiento del 31.58 %, lo que implica una producción eléctrica de 72 kWe.

A continuación, se muestra un análisis, según los patrones de demanda, donde se muestra, por un lado, la demanda eléctrica, y por el otro, la producción eléctrica del motor. Se puede observar como el equipo es capaz de satisfacer generalmente toda la demanda, excepto en los momentos donde el consumo eléctrico es mayor, y la capacidad de producción eléctrica del motor es inferior, o en aquellos donde la demanda es tan baja, que el equipo trabajaría bastante por debajo del 50% de carga.

• **PATRÓN 1: Lunes – Viernes**

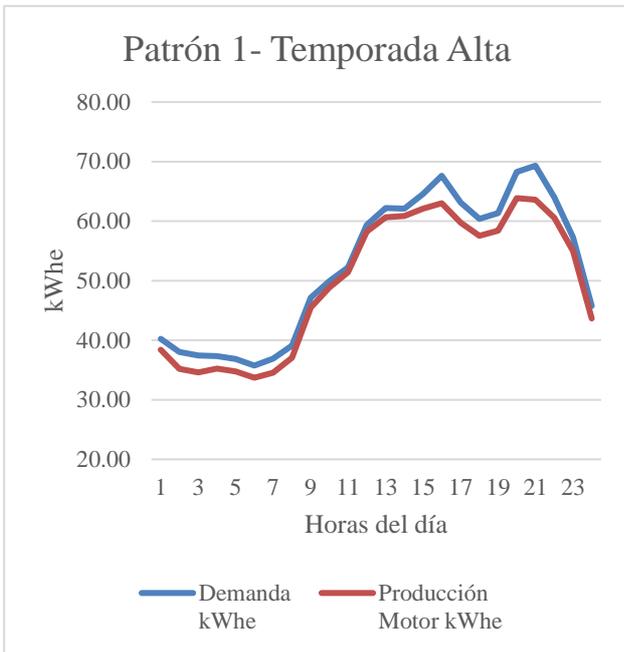


Figura 52. Demanda VS Producción (kWh).
Patrón 1 – Temporada Alta.

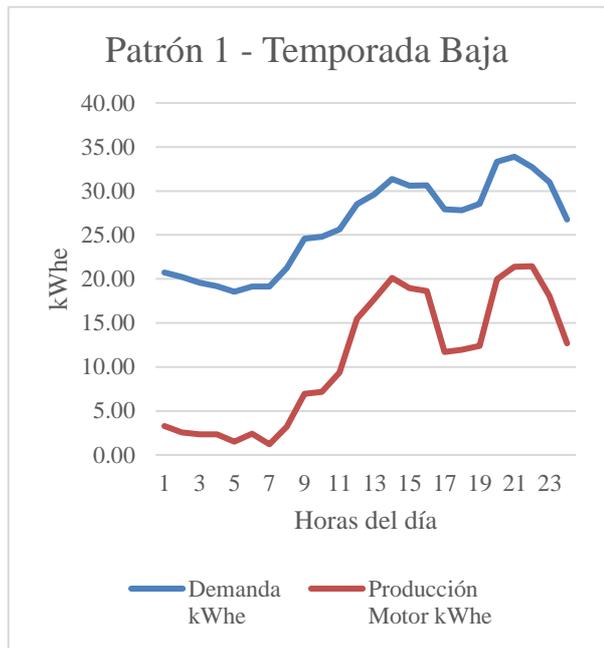


Figura 51. Demanda VS Producción (kWh).
Patrón 1 – Temporada Baja.

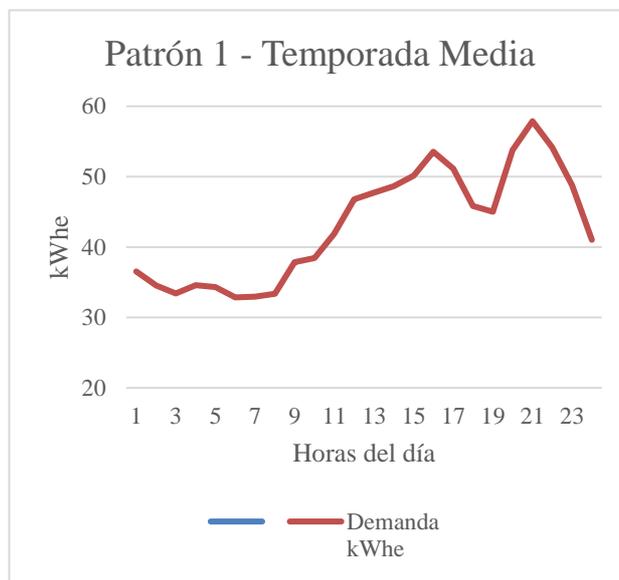


Figura 53. Demanda VS Producción (kWh).
Patrón 1 – Temporada Media.

Las tablas correspondientes a las gráficas mostradas se podrán encontrar en los anexos.

- **PATRÓN 2: Fin de semana**

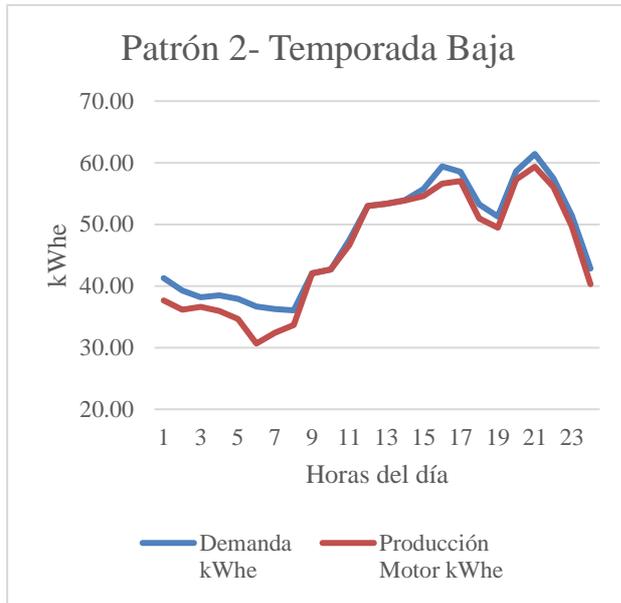


Figura 55. Demanda VS Producción (kWh).
Patrón 2 – Temporada Alta.

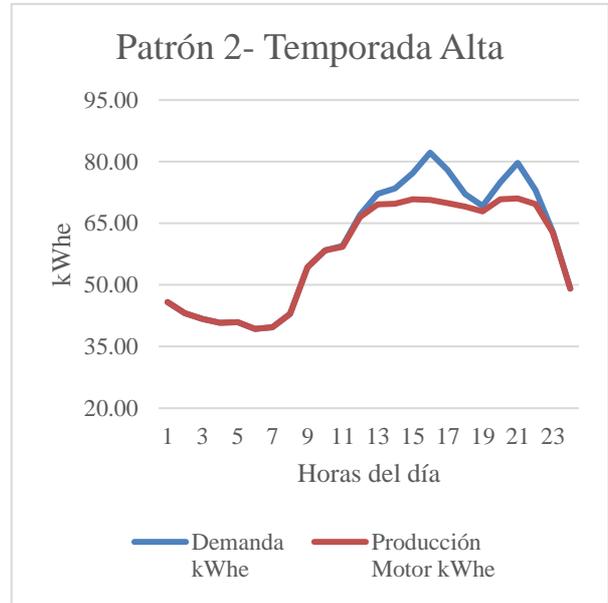


Figura 54. Demanda VS Producción (kWh).
Patrón 2 – Temporada Baja.

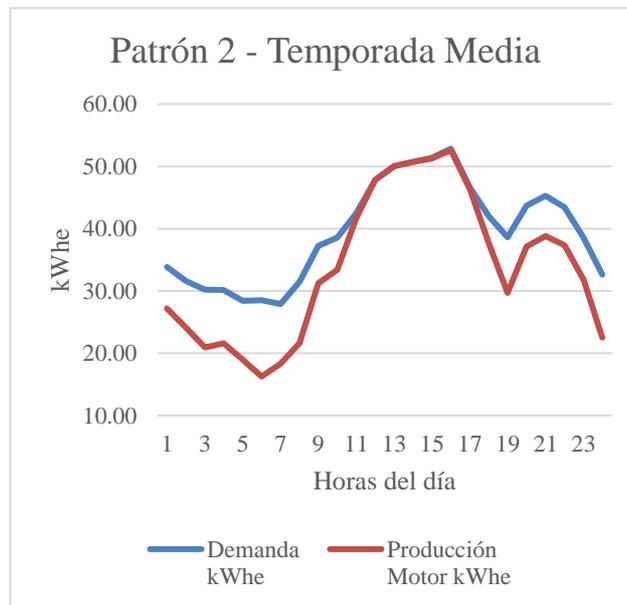


Figura 56. Demanda VS Producción (kWh).
Patrón 2 – Temporada Media.

En ambos casos, el grupo electrógeno existente de gasóleo sería el que entraría en acción para completar el déficit de producción del nuevo equipo.

Para la realización de los cálculos se han llevado a cabo las siguientes hipótesis:

- Si la demanda eléctrica es menor que el 80% de la potencia eléctrica del motor al 50% de carga, el equipo a instalar de cogeneración no arranca, por lo que entran los grupos de gasóleo.
- Si la demanda eléctrica está entre la potencia eléctrica del motor al 50 y 75% de carga, el motor arranca con un consumo de combustible del teórico al 50% de carga, produciendo la electricidad demandada.
- Si la demanda eléctrica está entre la potencia eléctrica del motor al 75 y 100% de carga, el motor arranca con un consumo de combustible del teórico al 75% de carga, produciendo la electricidad demandada.
- Si la demanda eléctrica es mayor que la potencia eléctrica del motor al 100% de carga, el equipo a instalar de cogeneración no arranca, por lo que entran los grupos de gasóleo.

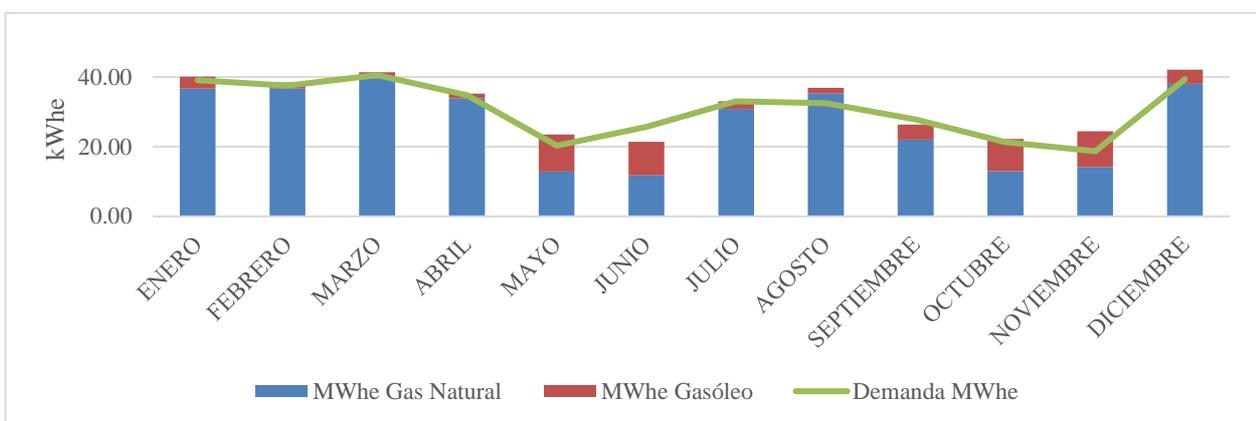


Figura 57. Contribución en MWhe del gas natural y el gasóleo para satisfacer la demanda eléctrica.

	DEMANDA ELÉCTRICA	CONSUMO GAS NATURAL	CONSUMO GASÓLEO
MES	MWhe	Mwhe	Mwhe
ENERO	39.12	36.69	3.44
FEBRERO	37.54	36.69	1.80
MARZO	40.56	39.66	1.73
ABRIL	34.81	33.83	1.39
MAYO	20.27	12.92	10.60
JUNIO	25.68	11.74	9.68
JULIO	32.99	30.85	2.22
AGOSTO	32.47	35.32	1.54
SEPTIEMBRE	27.81	22.02	4.32
OCTUBRE	21.05	12.94	9.26
NOVIEMBRE	18.69	14.13	10.29
DICIEMBRE	41.69	38.10	4.02
TOTAL	372.69	324.90	60.28

Tabla 31. Contribución en MWhe del gas natural y el gasóleo para satisfacer la demanda eléctrica.

En la *Figura 57*, es posible ver rápidamente la contribución de cada uno de los combustibles para cubrir la demanda eléctrica. Se puede observar como en los meses de menor consumo eléctrico, los grupos de gasóleo arrancan casi igual que el equipo de cogeneración. Esto es debido a lo que se comentó anteriormente con respecto al 50% de la carga. Cuando la demanda es menor de la capacidad eléctrica al 50% de carga del equipo, los grupos de gasóleo son los que se encargan de la producción eléctrica.

4.1.1.3 Aprovechamiento térmico

En este apartado se analizará la cantidad de calor aprovechado en la cogeneración. Como se ha explicado previamente, es posible recuperar calor tras la generación de energía mecánica en un motor alternativo de varias formas. Este proyecto agrupará el calor total recuperable, sin diferenciar el origen del mismo, en función, evidentemente, de la electricidad producida. La *Tabla 30* indica la relación electricidad/calor que tiene el equipo en estudio.

El cálculo de los kWh térmicos recuperado por la unidad de cogeneración se han calculado siguiendo una serie de hipótesis que se detallan a continuación:

- Si la producción eléctrica es 0, la recuperación de calor es 0.
- Si la producción eléctrica es menor de 55 kWh, la relación electricidad/calor recuperado será 2.28.
- Si la producción eléctrica se encuentra entre 55 y 72 kWh, la relación electricidad/calor recuperado será 1.80.
- Si la producción eléctrica es mayor de 72 kWh, la relación electricidad/calor recuperado será 1.65.

Con estas pautas se calcula la capacidad de producción térmica que tiene la unidad de cogeneración a instalar.

Este aprovechamiento térmico se llevará a cabo con la ayuda del nuevo depósito de inercia proyectado y comentado, la antigua piscina del hotel. A partir de aquí, se le considerará como un depósito de inercia ya preparado para su función.

Esta inercia contará, básicamente, con dos entradas y dos salidas:

- Por un lado, el calor recuperado de la unidad de cogeneración irá en un primer circuito de agua que le cederá el calor a la inercia. La temperatura nominal del agua de entrada/salida de este circuito es de 70/90°C.
- Las calderas existentes, con el quemador de gas natural ya instalado, contará con otro circuito de agua caliente que irá también a la inercia, 60/80°C.
- La primera de las salidas de la inercia será el circuito de calefacción con radiadores, el cual se fija en una temperatura de ida de 75°C y una de retorno de 65°C.
- Por último, se encuentra el ACS. La acumulación de ACS estaba fijada en una temperatura de consigna de 70°C. Por ello, se establece que la temperatura que demandan dichos depósitos sea, también, 75°C.

Con todo esto, es posible estimar una energía acumulada en el depósito de inercia. Se fija un salto térmico de 25°C, y se cuenta con un volumen de 40 metros cúbicos:

$$Ea = Va \times (ta - te) \times Ce$$

- Ea: Energía acumulada (Wh)
- Va: Volumen total de acumulación de inercia (litros)
- ta: Temperatura de acumulación de inercia (°C)
- te: Temperatura de retorno (°C)
- Ce: Calor específico (Wh / (l·°C)); para el agua toma el valor de 1.16

Se puede afirmar que la energía acumulada en el depósito de inercia será de 1160 kWh.

Los cálculos, por tanto, se han realizado partiendo de la inercia. Esta será la que controle las necesidades térmicas del hotel, es decir, los dos puntos de consumo del complejo le demandarán a ella los kWh térmicos necesarios. La energía acumulada irá variando en función de la demanda y de la recuperación de la cogeneración.

Esto se ha llevado a cabo prácticamente igual que con los depósitos de ACS, y las hipótesis integradas son las siguientes:

- Se fija una temperatura de consigna de la inercia de 77°C.
- Se estiman unas pérdidas de 6.05 kWh. Estas han sido calculadas según la siguiente fórmula:

$$Pérdidas = UA \times (ta - text)$$

Donde *UA* es el coeficiente global de pérdidas, *ta* es la temperatura de acumulación y *text* es la temperatura exterior de la sala.

- Si la temperatura de la inercia es inferior a la de consigna, arrancan las dos calderas a potencia nominal para aportar 332 kWh térmicos al depósito. La ficha técnica de las mismas se adjunta en los anexos. Estas paran una vez se alcance la temperatura de consigna.
- Cuando la demanda de calor es baja y se está generando un superávit de calor en la inercia, se cuenta con una disipación de calor que logre una temperatura máxima en el depósito de 85°C.

Con todo esto, se han obtenido, para los distintos patrones de demanda, la capacidad de recuperación de la unidad de cogeneración y la producción térmica de las calderas cuando es necesario que arranquen.

A continuación, se muestran las distintas tablas y gráficas para las seis posibilidades que existen según patrones y demandas. En ellas, se enfrenta la demanda térmica total (circuito primario de ACS + calefacción), con el calor residual recuperado y el calor proveniente de la combustión del gas natural en las calderas existentes.

- **PATRÓN 1: Lunes – Viernes**

TEMPORADA ALTA			
HORA	Demanda kWh	Recuperación Motor kWh	Calderas kWh
1	67.1	72.01	7.63
2	85.9	72.32	26.71
3	65.8	72.84	7.63
4	84.3	71.46	7.63
5	62.9	65.03	3.82
6	84.0	70.71	11.45
7	79.3	76.01	0.00
8	95.0	93.82	22.90
9	100.8	97.50	19.08
10	105.1	98.70	7.63
11	105.0	102.05	11.45
12	138.8	103.42	15.26
13	109.1	104.95	11.45
14	143.9	102.42	41.98
15	119.5	105.13	3.82
16	142.1	104.25	41.98
17	105.8	101.44	22.90
18	136.7	102.58	41.98
19	136.8	106.69	7.63
20	139.3	105.70	19.08
21	129.0	102.85	41.98
22	116.0	99.56	34.34
23	80.7	88.65	34.34
24	92.5	80.12	22.90

Tabla 32. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada alta.

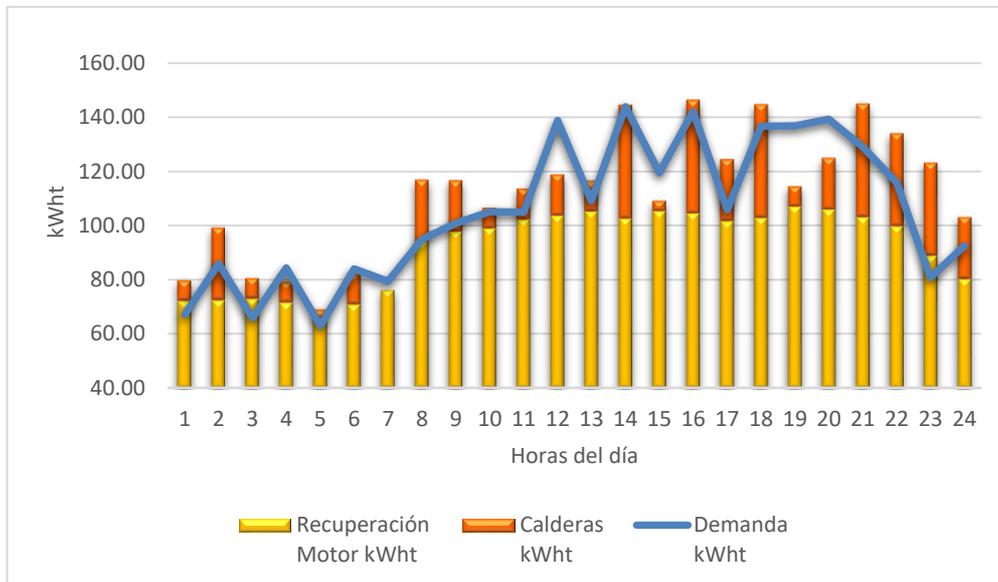


Figura 58. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada alta.

TEMPORADA BAJA			
HORA	Demanda kWh	Recuperación Motor kWh	Calderas kWh
1	32.5	0.00	23.16
2	43.3	0.00	38.60
3	30.8	0.00	30.88
4	41.4	0.00	57.91
5	30.7	0.00	30.88
6	42.2	0.00	30.88
7	40.5	0.79	42.47
8	46.1	6.88	57.91
9	46.4	5.37	42.47
10	48.0	10.16	38.60
11	45.4	26.42	38.60
12	63.0	31.08	38.60
13	49.8	37.26	19.30
14	65.0	33.58	34.74
15	48.6	33.24	30.88
16	60.2	18.45	27.02
17	44.3	19.66	27.02
18	60.9	18.72	27.02
19	61.7	32.27	34.74
20	62.8	35.33	23.16
21	60.5	36.53	30.88
22	57.4	29.19	46.33
23	42.5	21.70	38.60
24	51.6	0.64	23.16

Tabla 33. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada baja.

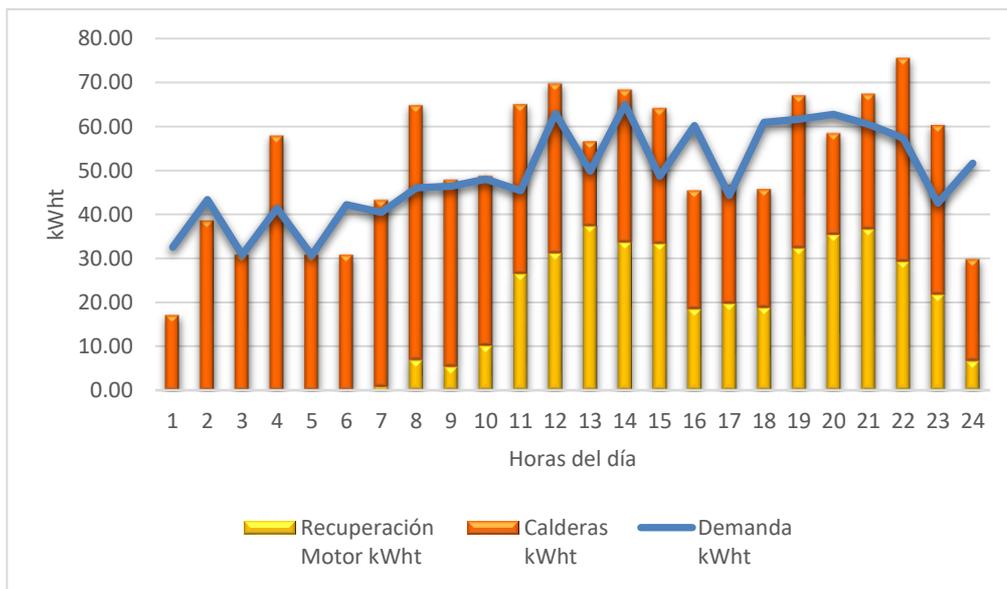


Figura 59. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada baja.

TEMPORADA MEDIA			
HORA	Demanda kWht	Recuperación Motor kWht	Calderas kWht
1	46.4	55.87	3.77
2	60.0	50.26	15.09
3	46.5	54.13	7.55
4	61.5	46.16	15.09
5	44.1	38.66	7.55
6	59.2	47.64	22.64
7	52.5	58.60	15.09
8	59.1	74.65	22.64
9	59.9	73.34	7.55
10	65.0	82.20	3.77
11	62.4	88.43	3.77
12	83.2	89.51	0.00
13	65.1	87.25	0.00
14	86.8	90.68	7.55
15	71.4	95.46	11.32
16	89.4	93.71	7.55
17	61.3	87.06	3.77
18	79.0	88.23	7.55
19	82.6	93.47	3.77
20	88.6	100.00	3.77
21	83.0	96.88	0.00
22	75.0	93.80	3.77
23	54.9	77.38	0.00
24	65.9	62.08	3.77

Tabla 34. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada media.

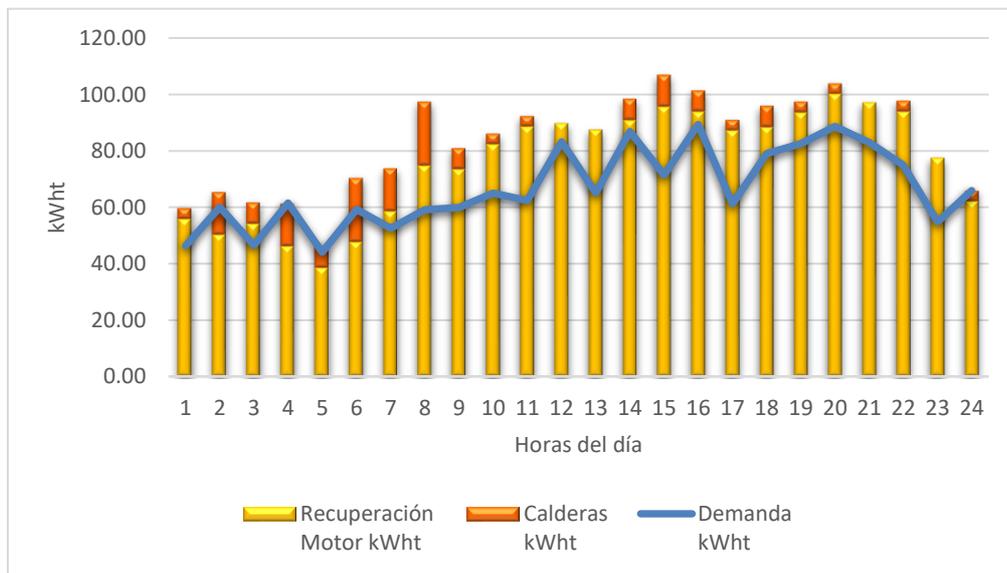


Figura 60. Patrón 1 de recuperación de calor residual – Temporada media.

- **PATRÓN 2: Fin de semana**

TEMPORADA ALTA			
HORA	Demanda kWh	Recuperación Motor kWh	Calderas kWh
1	77.0	89.58	0.00
2	96.7	88.03	0.00
3	73.0	84.24	0.00
4	94.8	86.28	9.76
5	70.0	81.12	0.00
6	92.0	84.37	9.76
7	88.2	89.87	0.00
8	110.9	103.94	9.76
9	119.2	105.67	9.76
10	120.6	106.33	19.53
11	119.9	112.55	9.76
12	162.2	113.90	9.76
13	132.2	114.00	0.00
14	175.0	112.42	78.12
15	147.9	111.99	19.53
16	177.2	111.67	48.82
17	129.1	114.27	87.88
18	157.2	111.51	68.35
19	152.1	114.18	29.29
20	161.9	114.35	9.76
21	148.1	112.81	29.29
22	127.9	109.18	48.82
23	87.9	101.12	19.53
24	106.9	96.95	29.29

Tabla 35. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada alta.

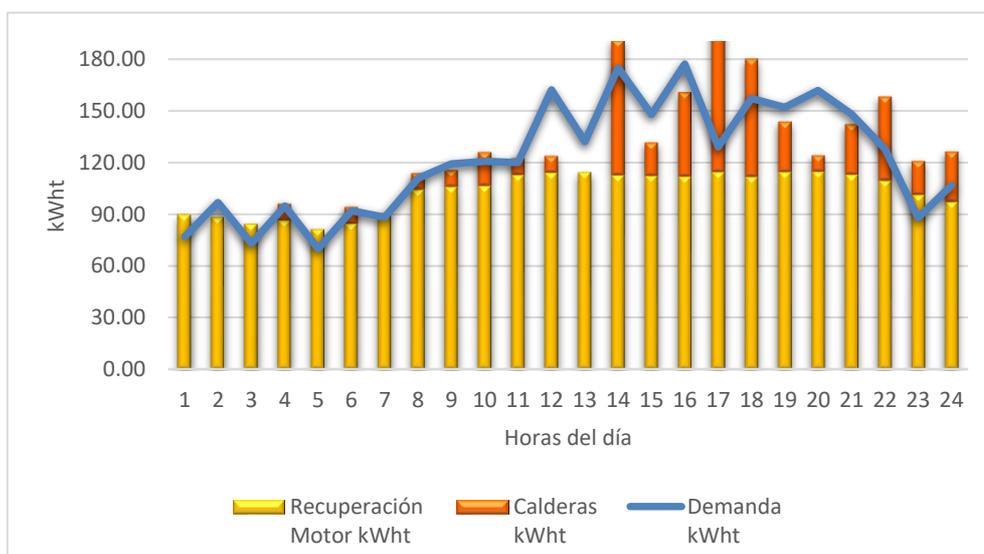


Figura 61. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada alta.

TEMPORADA BAJA			
HORA	Demanda kWh	Recuperación Motor kWh	Calderas kWh
1	50.6	48.64	9.22
2	64.7	41.35	27.67
3	48.5	40.81	0.00
4	61.6	27.60	36.89
5	45.8	28.12	0.00
6	60.2	26.06	55.33
7	59.2	38.37	27.67
8	69.6	59.77	9.22
9	71.6	66.87	36.89
10	78.5	83.72	9.22
11	76.7	97.36	9.22
12	102.9	100.16	0.00
13	81.4	99.43	0.00
14	106.1	99.38	0.00
15	84.8	102.04	0.00
16	97.9	90.75	0.00
17	67.3	72.44	9.22
18	82.0	48.72	9.22
19	80.8	66.37	9.22
20	83.5	68.89	27.67
21	80.4	63.43	18.44
22	71.3	59.35	0.00
23	52.0	43.36	55.33
24	72.9	55.37	18.44

Tabla 36. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada baja.

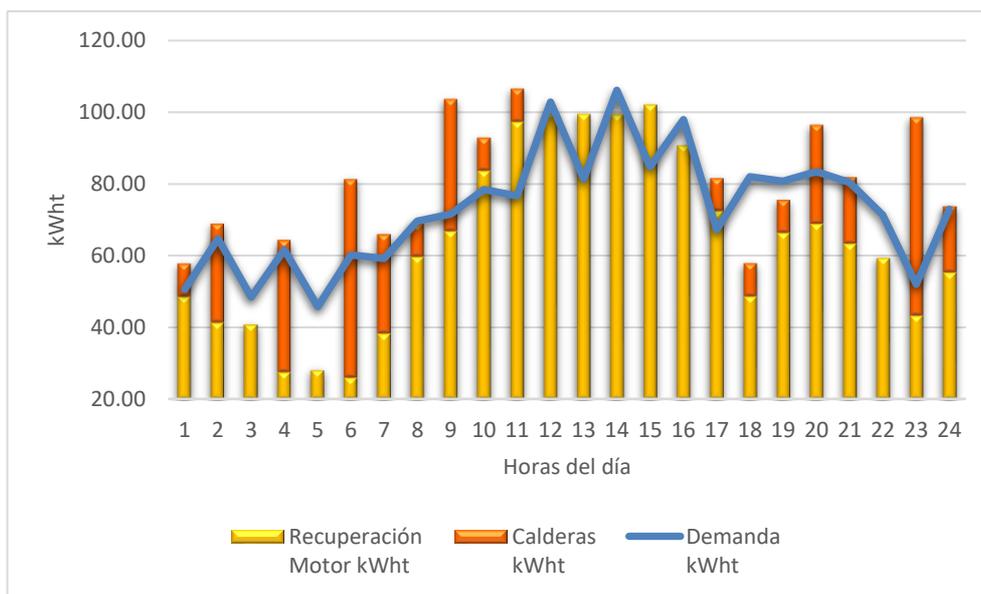


Figura 62. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada baja.

TEMPORADA MEDIA			
HORA	Demanda kWh	Recuperación Motor kWh	Calderas kWh
1	52.9	72.38	0.00
2	68.5	73.73	9.76
3	51.8	65.82	19.53
4	67.8	55.54	0.00
5	49.2	55.76	9.76
6	65.2	59.32	9.76
7	56.9	67.80	9.76
8	65.9	87.65	9.76
9	66.9	86.81	9.76
10	74.2	94.17	0.00
11	71.7	100.28	0.00
12	93.1	95.64	9.76
13	72.5	98.94	0.00
14	96.7	95.23	0.00
15	79.6	99.99	0.00
16	101.2	102.24	9.76
17	71.4	95.92	0.00
18	89.6	94.04	0.00
19	90.2	98.84	0.00
20	94.6	103.37	0.00
21	88.6	97.19	19.53
22	79.4	94.21	0.00
23	57.3	82.09	0.00
24	74.0	72.32	9.76

Tabla 37. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada media.

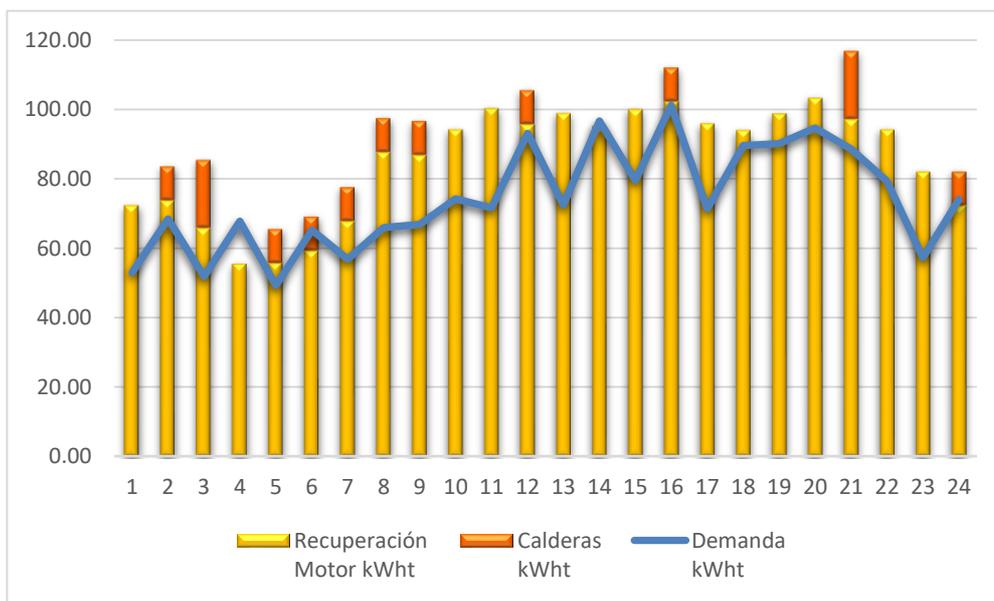


Figura 63. Patrón 2 de recuperación de calor residual – Temporada media.

Tras visualizar y analizar las gráficas anteriores, es posible sacar algunas conclusiones. Los periodos de mayor recuperación calorífica son aquellos en los que la demanda eléctrica se mantiene en valores intermedios, en los que la unidad de cogeneración siempre está funcionando, y, por tanto, cogenerando. Esto ocurre en temporada media, en los que se consigue un funcionamiento continuo del motor.

Las temporadas altas, las cuales tienen la mayor demanda eléctrica, consiguen estar recuperando calor residual las 24 horas del día. El problema se encuentra en que la demanda de calor del hotel es, en ciertos momentos, superior a la capacidad de producción de calor de la cogeneración, por lo que arrancan las calderas y generan un consumo extra de gas natural.

Por su parte, en temporada baja, sobre todo en el patrón 1, de lunes a viernes, la demanda eléctrica es tan baja en ciertas horas que el equipo de cogeneración no entra en funcionamiento, por lo que solo se encuentran consumos por parte de las calderas. Esta es, sin duda, la temporada existente con menos posibilidades de obtener calor residual.

La visión anual de todo lo anterior se puede ver en la siguiente gráfica:

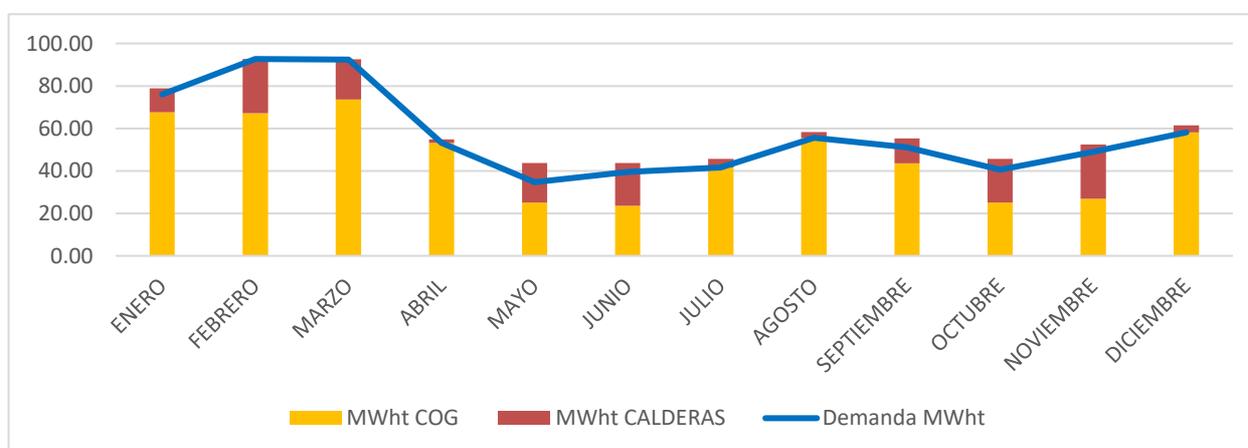


Figura 64. Contribución en MWht de la cogeneración y las calderas para satisfacer la demanda térmica.

MES	DEMANDA TÉRMICA MWht	Aportado COGENERACIÓN MWht	Aportado CALDERAS MWht
ENERO	76.07	67.64	11.29
FEBRERO	92.68	67.21	25.56
MARZO	92.43	73.57	18.92
ABRIL	53.22	53.22	1.66
MAYO	34.68	25.12	18.59
JUNIO	39.53	23.50	20.25
JULIO	41.63	41.63	3.98
AGOSTO	55.63	55.63	2.66
SEPTIEMBRE	51.06	43.59	11.62
OCTUBRE	40.49	25.09	20.58
NOVIEMBRE	48.94	26.81	25.56
DICIEMBRE	58.08	58.08	3.32
TOTAL	684.43	561.09	164.01

Tabla 38. Contribución en MWht de la cogeneración y las calderas para satisfacer la demanda térmica.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO

Success consists of going from failure to failure without loss of enthusiasm.

- Winston Churchill -

5.1 Situación inicial

Una vez concluido un primer análisis de la demanda energética del hotel, y un posterior estudio del proyecto de la implantación de una cogeneración en el complejo, se procede a confirmar si, a priori, esta implantación es viable económicamente.

Para ello se hará una comparativa entre la factura energética de la situación actual con la factura energética de la situación propuesta.

En primer lugar, se define un precio de compra del Gasóleo a 0,8 €/l. Por otro lado, está el propano, del cual se puede confirmar el precio €/kg de cada descarga según lo facilitado por el hotel.

En la *Tabla 39* y *Tabla 40*, se observa el desglose, en la situación actual, del precio mensual estimado para la generación de electricidad con gasóleo, y el correspondiente a la generación de calor con propano. Todo ello acompañado de las respectivas demandas energéticas en cada caso.

MES	DEMANDA ENERGÍA ELÉCTRICA	CONSUMO GASÓLEO		
	MWhe Demanda	Consumo (Litros)	MWh	k€/Mes
ENERO	39,1	15000	152,5	12,0
FEBRERO	37,5	12400	135,2	9,9
MARZO	40,5	15095	153,6	12,1
ABRIL	34,8	12260	125,2	9,8
MAYO	20,3	6400	66,0	5,1
JUNIO	25,7	10300	104,9	8,2
JULIO	33,0	10900	110,9	8,7
AGOSTO	32,5	11450	116,6	9,1
SEPTIEMBRE	27,8	10800	108,9	8,6
OCTUBRE	21,3	7250	73,7	5,8
NOVIEMBRE	18,7	5350	54,5	4,3
DICIEMBRE	39,4	13850	141,0	11,1
TOTAL	370,7	131055	1343,1	104,8

Tabla 39. Situación actual para cubrir la demanda eléctrica.

MES	DEMANDA ENERGÍA TÉRMICA	Aportado Caldera (PROPANO)		
	MWht	Consumo (kg)	MWh	k€/Mes
ENERO	74,1	6164	86,1	6,8
FEBRERO	90,9	7561	105,6	8,4
MARZO	90,4	752	105,1	7,4
ABRIL	51,3	426	59,6	4,2
MAYO	32,6	2717	37,9	2,7
JUNIO	37,6	312	43,7	3,1
JULIO	39,6	329	46,1	3,4
AGOSTO	53,6	446	62,3	4,6
SEPTIEMBRE	49,1	4087	57,1	4,0
OCTUBRE	38,5	3201	44,7	3,1
NOVIEMBRE	47,0	435	54,6	3,9
DICIEMBRE	56,0	5481	65,2	4,7
	660,7	56249	768,2	56,5

Tabla 40. Situación actual para cubrir la demanda térmica.

A modo resumen, se adjunta a continuación un cuadro donde se puede ver la energía primaria total consumida actualmente para cubrir la demanda eléctrica y térmica del hotel, y el precio total de cada una de ellas.

Energía Primaria anual en forma de Gasóleo	1343 MWh
Energía Primaria anual en forma de Propano	768 MWh
Energía Primaria anual TOTAL	2111 MWh
Coste Energía Primaria anual en forma de Gasóleo	104,8 k€
Coste Energía Primaria anual en forma de Propano	56,5 k€
Coste Energía Primaria anual TOTAL	161,3 k€

Tabla 41. Resumen situación energética actual.

5.2 Inversión

A continuación, se detalla el presupuesto considerado para llevar a cabo el proyecto de cogeneración.

PROYECTO HOTEL PIRINEO					BASE 0	288,000 €
SUBP	SUBPARTIDA	Medición	P.Unitario	Partida	Sub capitulo	CAPÍTULO
1	TRABAJOS PREVIOS (T.P.)					30,000.00
1.1	Obra civil				23,500.00	
1.1.1	Acondicionamiento Sala	1	2,500.00	2,500.00		
1.1.2	Acondicionamiento GNL incluye zanja de entrada/salida acometidas	1	11,000.00	11,000.00		
1.1.3	Cubeto de seguridad PSR	1	10,000.00	10,000.00		
2	Trabajos previos GNL				1,500.00	
1.2.1	Acometida eléctrica a planta de GNL	1	500.00	500.00		
1.2.2	Acometida agua a planta de GNL	1	500.00	500.00		
1.2.3	Acometida de aire comprimido a GNL (diámetro 12 mm a 5 bar)	1	500.00	500.00		
1.2	PA Imprevistos, contingencias y servicios afectados				5,000.00	
2	SUMINISTROS Y/O MONTAJE EN TALLER EQUIPOS PARA SALA DE CALDERAS Y G					204,610.00
2.1	Planta Satélite de Regasificación de GNL y Receptora				70,000.00	
2.1.1	Planta Satélite de Regasificación (PSR) de GNL, con tanque de 30m3	1	60,000.00	60,000.00		
2.1.2	Planta receptora de gas natural trazado subterráneo	1	10,000.00	10,000.00		
2.2	Sala de Calderas				8,150.00	
2.2.4	Sustitución quemador caldera para GNL	2	3,000.00	6,000.00		
2.2.20	Centralita gas según RITE e instalación	1	2,150.00	2,150.00		
2.3	Sala de Grupo Electrógeno				118,460.00	
	Equipo Cogeneración TEDOM CENTO T 80	1	118,460.00	118,460.00		
2.4	Otros equipamientos				8,000.00	
3	IMPLANTACIÓN EN OBRA					39,676
3.1	Actuaciones de fontanería				9,640.00	
3.1.1	Montaje/acoplamiento en obra de calderas, quemadores,etc	1	3,400.00	3,400.00		
3.1.2	Mano de obra	1	6,240.00	6,240.00		
3.2	Actuaciones de electricista				2,576.00	
3.2.1	Montaje en obra de los cuadros y sensorística de la sala de calderas, incluso tubc	1	1,000.00	1,000.00		
3.2.2	Cableado control	1	1,576.00	1,576.00		
3.3	Actuaciones de fontanería en distribución (INERCIA)				20,160.00	
3.3.1	Circuito hidráulico , aislado y terminado en chapa de aluminio, incluso p.p. de soportaje, dilatadores, derivaciones, purgas, llaves de corte y pequeño material ... (medición aproximada)	200	95.80	19,160.00		
3.3.5	Montaje en obra de válvulas motorizadas para el control de las unidades terminales, incluso llaves de corte y pequeño material, ...	1	1,000.00	1,000.00		
3.4	Actuaciones de electricista fuera de Sala de Calderas				3,000.00	
3.4.1	Conexionado en obra de los elementos de campo de control: nuevas válvulas motorizadas, sondas existentes, todo ello a controladores locales existentes, incluso pequeño material de distribución	1	3,000.00	3,000.00		
3.5	Grúas y transportes				1,300.00	
3.5.1	Grúas y transportes	1	1,300.00	1,300.00		
3.6	PA Imprevistos, contingencias y servicios afectados				3,000.00	
4	INGENIERÍA Y PUESTA EN MARCHA					13,714.30
4.1	Ingeniería y Legalización			6,857.15	6,857.15	
4.2	Dirección de Obra, Dirección Producción y Puesta en Marcha			6,857.15	6,857.15	

Tabla 42. Presupuesto.

Se propone una financiación para dicha inversión con las siguientes hipótesis:

- Tipo de interés: 3%
- Plazo: 10 años

Con ello se calcula una cuota anual de 33,4 k€. Se muestran dichos cálculos en los anexos.

5.3 Situación propuesta

En la situación propuesta se analiza, con la misma demanda eléctrica y térmica que en la situación actual, cuál será el consumo de combustible con el nuevo proyecto de cogeneración.

Para la demanda eléctrica, se ha comprobado que la relación gasóleo/electricidad de los grupos electrógenos existentes en el hotel es aproximadamente 3,6. De esta manera, es posible aproximar el consumo de gasóleo en MWh que se usa como apoyo al gas natural.

	DEMANDA ELÉCTRICA	CONSUMO GAS NATURAL	€ GAS NATURAL	CONSUMO GASÓLEO	€ GASÓLEO
MES	MWhe	MWh	k€/Mes	MWh	k€/Mes
ENERO	39,12	125,29	5,0	8,77	0,7
FEBRERO	37,54	119,83	4,8	3,12	0,2
MARZO	40,56	130,02	5,2	3,27	0,2
ABRIL	34,81	115,43	4,6	3,56	0,2
MAYO	20,27	81,64	3,3	34,59	2,7
JUNIO	25,68	77,05	3,9	31,69	2,5
JULIO	32,99	111,72	4,5	7,12	0,6
AGOSTO	32,47	121,79	4,9	4,24	0,3
SEPTIEMBRE	27,81	90,39	3,6	14,08	1,1
OCTUBRE	21,05	76,92	3,1	30,19	2,4
NOVIEMBRE	18,69	83,46	3,3	33,26	2,6
DICIEMBRE	41,69	129,17	5,2	10,09	0,8
	372,69	1262,72	50,5	183,98	14,5

Tabla 43. Situación propuesta para cubrir la demanda eléctrica.

Como se puede observar en la *Tabla 43*, el consumo de gasóleo se ha reducido notablemente, y, por supuesto, el dinero que se paga por él. Es cierto que, si se habla de energía primaria, se podría ver un leve aumento con respecto a la situación actual. El resultado final, que se muestra a continuación, demuestra como este pequeño repunte de MWh de combustible provocará una disminución notable en el usado para la generación de calor.

MES	DEMANDA TÉRMICA	COGENERACIÓN	CONSUMO GAS NATURAL		
	MWht	MWht COG	MWht CALDERAS	MWh	k€/Mes
ENERO	76,07	67,64	11,29	13,13	0,4
FEBRERO	92,68	67,21	25,56	29,73	0,9
MARZO	92,43	73,57	18,92	22,00	0,6
ABRIL	53,22	53,22	1,66	1,93	0,06
MAYO	34,68	25,12	18,59	21,62	0,6
JUNIO	39,53	23,50	20,25	23,55	0,7
JULIO	41,63	41,63	3,98	4,63	0,1
AGOSTO	55,63	55,63	2,66	3,09	0,09
SEPTIEMBRE	51,06	43,59	11,62	13,51	0,4
OCTUBRE	40,49	25,09	20,58	23,93	0,7
NOVIEMBRE	48,94	26,81	25,56	29,73	0,9
DICIEMBRE	58,08	58,08	3,32	3,86	0,1
	684,43	561,09	164,01	190,71	5,7

Tabla 44. Situación propuesta para cubrir la demanda térmica.

La tabla anterior resumen el objetivo de la cogeneración. Como se puede concluir con los valores mostrados, la demanda térmica se cubre prácticamente con el calor residual proveniente de la cogeneración, lo que implica una reducción del costo de combustible para la generación térmica de aproximadamente un 90%.

Energía Primaria anual en forma de Gas Natural	1453 MWh
Energía Primaria anual en forma de Gasóleo	184 MWh
Energía Primaria anual TOTAL	1637 MWh
Coste Energía Primaria anual en forma de Gasóleo	70,7 k€
Coste Energía Primaria anual TOTAL	70,7 k€

Tabla 45. Resumen situación energética propuesta.

La situación propuesta supone un coste energético anual de 70,7 k€, lo que implica un ahorro en la factura energética de 90,6 k€.

Con una inversión de 288 k€, y unos flujos de caja anuales de 57 k€, se puede realizar una pequeña evaluación económica en la que es fácil comprobar que el PayBack del proyecto es, aproximadamente, 5 años.

AÑO	1	2	3	4
Ahorro Energético	90,631 €	90,631 €	90,631 €	90,631 €
Amortización	33,371 €	33,371 €	33,371 €	33,371 €
MARGEN	57,260 €	114,520 €	171,780 €	229,040 €

5	6	7	8	9	10
90,631 €	90,631 €	90,631 €	90,631 €	90,631 €	90,631 €
33,371 €	33,371 €	33,371 €	33,371 €	33,371 €	33,371 €
286,300 €	343,560 €	400,820 €	458,080 €	515,340 €	572,600 €

Tabla 46. Evaluación económica del proyecto.

6 ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL

The climate is changing, so should we.

- Anonymous -

Uno de los grandes beneficios del proyecto de cogeneración es el ahorro de CO₂ emitido a la atmósfera. Para calcular dicho ahorro se han desglosado las emisiones según sea con o sin cogeneración y se han utilizado diferentes factores y coeficientes que muestran los kilogramos de CO₂ generados.

El sistema de generación eléctrica utiliza como fuente primaria gasóleo C. Para el cálculo de las emisiones correspondientes se partido de los valores del IDAE, que se muestran a continuación.

Factores de emisiones de CO ₂			
	Fuente	Valores aprobados	Valores previos (****)
		kg CO ₂ /kWh E. final	kg CO ₂ /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,357	
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,331	0,649
Electricidad convencional extrapeninsular	(**)	0,833	0,981
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,932	
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,776	
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,721	
Gasóleo calefacción	(***)	0,311	0,287
GLP	(***)	0,254	0,244
Gas natural	(***)	0,252	0,204
Carbón	(***)	0,472	0,347
Biomasa no densificada	(***)	0,018	neutro
Biomasa densificada (pelets)	(***)	0,018	neutro

(*) Valor obtenido de la Propuesta de Documento Reconocido: **Valores aprobados en Comisión Permanente de Certificación Energética de Edificios de 27 de Junio de 2013, actualizado al periodo considerado.**

(**) Según cálculo del apartado 5 de este documento.

(***) Basado en el informe "Well to tank Report, versión 4.0" del Joint Research Intitute.

(****) Valores utilizados, a fecha de redacción del informe, en CALENER, CE3 y CEX según Documento reconocido "Escala de calificación energética para edificios existentes"

El propano, por su lado, se estima unos 2,94 kg de CO₂/kg.

EMISIONES DE CO ₂					
		GASÓLEO	PROPANO	GAS NATURAL	TOTAL
SISTEMA ACTUAL	MWh	1343 MWh	768 MWh	-	2111 MWh
	t CO ₂ /MWh	418	165	-	583
SISTEMA PROPUESTO COGENERACIÓN	MWh	184 MWh	-	1453 MWh	1637 MWh
	t CO ₂ /MWh	57	-	366	423

AHORRO EMISIONES toneladas CO ₂	AHORRO EMISIONES %
160	27%

7 CONCLUSIONES

Believing is easier than thinking.

- Immanuel Kant -

La sociedad actual requiere, para conservar su nivel de vida y de confort, un alto consumo energético. Por ello, el reto consiste en buscar el desarrollo sostenible, manteniendo el nivel de actividad, de transformación y de progreso, pero ajustando las necesidades a los recursos existentes y evitando el derroche energético.

Como se ha visto en el proyecto, el sector residencial supone un importante consumidor de energía final en España.

En 2020, la aportación del turismo al PIB español era del 12,4 %. Esto quiere decir que el consumo energético por parte del sector terciario en España supone un gran porcentaje del total.

Mediante la realización de este proyecto se ha pretendido desarrollar una alternativa para un mejor aprovechamiento de la calefacción y ACS, que permita ser más eficiente tanto desde el punto de vista energético como económico, y reduzca las emisiones de gases de efecto invernadero. Todo esto, cubriendo como objetivo primordial las necesidades eléctricas.

Esta alternativa consiste en el empleo de un equipo de cogeneración las máximas horas posible de funcionamiento. El calor residual generado se almacenará en una piscina en desuso que funcionará como inercia de la instalación. Para la producción eléctrica, se dejará como back up uno de los grupos electrógenos de gasóleo y para la producción térmica, las dos calderas existentes servirán de apoyo, utilizando estas últimas gas natural como combustible.

Una vez realizado este estudio, se ha comprobado la viabilidad técnica y económica del proyecto. Ciertamente, que la posibilidad actual de reducir a 1 el número de combustibles usados es compleja, pero, a su vez, es posible comprobar que el consumo de gasóleo es mínimo comparado con el de gas natural.

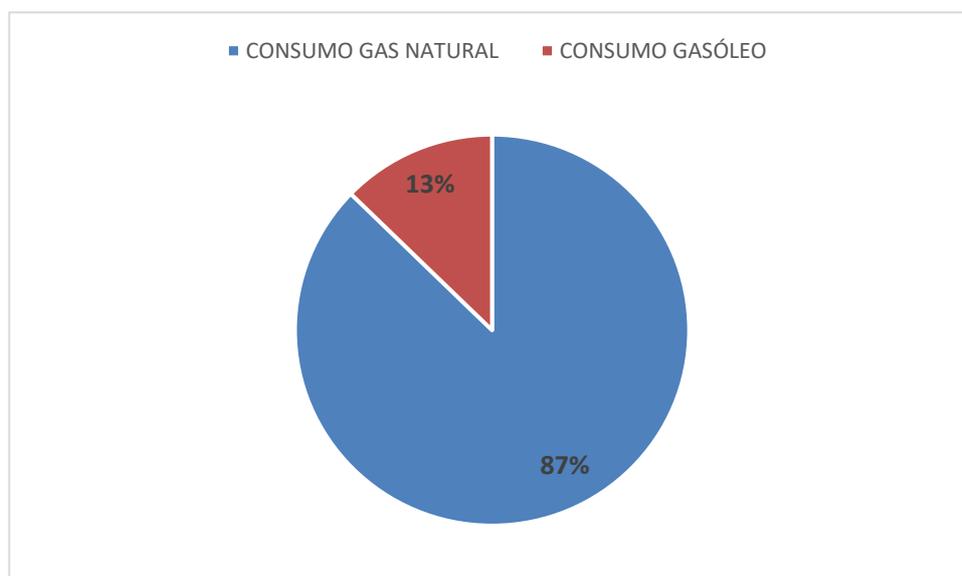


Figura 65. Consumo propuesto de energía primaria en el hotel.

El proyecto concreta 90,6 k€ de ahorro en la factura energética. Para eso se realiza una inversión de 288 k€, lo que implica aproximadamente 5 años en recuperar la inversión. Es decir, a partir del sexto año se ahorrarían en torno a los 57 k€ anuales.

Además, se puede ver en el capítulo anterior un 27% de ahorro en emisiones de CO₂.

Todo lo expuesto anteriormente, conlleva a concluir de forma positiva en cuanto a la realización del proyecto. La ejecución del mismo es viable tanto técnica como económicamente.

Este puede ser, quizás, el primer paso para un futuro más eficiente y sostenible del complejo. Se contempla la idea de un estudio venidero de la instalación de baterías que permitan eliminar el gasóleo al 100%.

8.1 Anexo 1. Características básicas Cento T80.

Características básicas

Las unidades de cogeneración TEDOM de la serie Cento son máquinas de potencia media que usan motores de gas y ofrecen potencias que van desde los 40 a los 200 kW.

Las unidades de cogeneración contienen un motor-generator, un equipo térmico completo y la cabina insonorizada. También se entrega un silenciador del escape. La unidad de cogeneración está equipada con un cuadro eléctrico para controlar las partes de la unidad. La unidad de cogeneración está pensada para funcionar con gas natural y para ser instaladas en salas de máquinas cubiertas. La unidad de cogeneración T80 ha sido diseñada como un SP con generador síncrono destinado a funcionar en paralelo con la red: 400V/50Hz. El circuito de agua caliente está diseñado para soportar un gradiente de temperatura de 90/70 °C.

Ventajas de las unidades de cogeneración TEDOM

- Regulación automática de mezcla de combustible – reducción de emisiones
- La unidad de cogeneración está equipada con un controlador del motor BOSCH para optimizar su funcionamiento
- Fácil conexionado con el sistema existente
- La cabina insonorizada reduce la sonoridad del equipo
- Se puede adaptar a todo tipo de sistemas de calefacción
- El sistema de control modular permite la monitorización y el control de equipos adicionales
- Fácil conexión con el sistema de control superior
- Se ha probado la unidad en una planta de producción
- Las unidades de cogeneración siguen evolucionando según el conocimiento adquirido de pedidos anteriores.

El equipo dispone de la certificación "E-30-01048 " realizada por el organismo 1015* conforme a las condiciones de la norma 2009/142/EC (reglamento del gobierno checo n° 22/2003). La compañía TEDOM también dispone de certificaciones de calidad QMS y EMS. En cuanto a las pruebas del cuadro de control, las llevó a cabo el Electro-technical Test Institute (entidad emisora de certificados n° 3018 por el instituto checo de acreditación según CSN EN 45011) y están recogidas en el certificado n° 1081012. Este producto también está certificado para Rusia, Ucrania y Bielorrusia.

* Engineering Test Institute, empresa pública, Brno, República Checa



Dibujo ilustrativo

Diseño	Cabina insonorizada
Funcionamiento	SP – síncrono, paralelo con la red
Combustible	Gas natural

Datos técnicos

Potencia nominal eléctrica	80 kW
Máxima potencia térmica	119 kW
Consumo de combustible	228 kW
Eficiencia eléctrica	35,1 %
Eficiencia térmica	52,2 %
Máxima eficiencia total (aprovechamiento del combustible)	87,3 %
Consumo de gas en potencia de 100%	24,1 m ³ /h
Consumo de gas en potencia de 75%	19,1 m ³ /h
Consumo de gas en potencia de 50%	14,6 m ³ /h

Datos técnicos válidos para condiciones estándar según el documento "Validez de los datos técnicos".
Se requiere que la potencia eléctrica sea como mínimo del 50% de la potencia nominal.
Consumo de gas según condiciones ISO (15°C, 101,325 kPa)

Cumplimiento límites emisiones

	CO	NOx
Emisiones (con 5% O ₂ en escape)	650mg/Nm ³	500mg/Nm ³

Generador

Generador síncrono con los siguientes parámetros básicos.

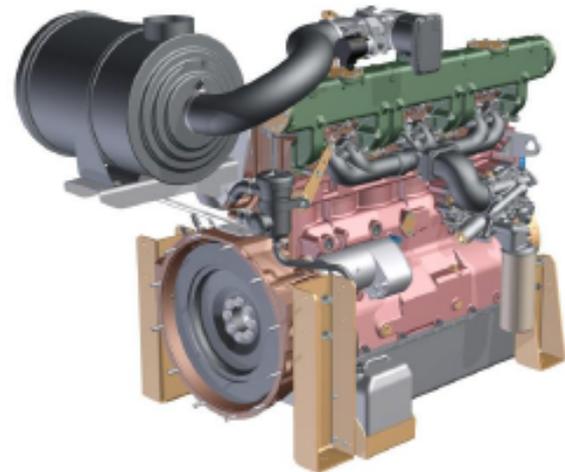
Potencia del generador	165 kVA / 132 kW
cos φ	1,0
Eficiencia en el punto de trabajo	94,7 %
Tensión	400 V
Frecuencia	50 Hz

Motor

La unidad de cogeneración emplea un motor de gas TG 85 G5V NX 86, producido por TEDOM.

Número de cilindros	6
Disposición de los cilindros	en línea
Barrenado x elevación	130 x 150 mm
Cilindrada	11946 cm ³
Ratio de compresión	12 : 1
Revoluciones	1500 min ⁻¹
Consumo de aceite normal/max	0,3/0,5 g/kWh
Potencia máxima del motor	86 kW

TG 85 G5V NX 86_850; revisión B: 28.5.2012



Dibujo ilustrativo

Sistema térmico

El sistema térmico de la unidad de cogeneración está formado (desde el punto de vista de extracción de potencia térmica) por un circuito secundario, el cual asegura la transferencia de potencia térmica al sistema de calefacción. Normalmente el circuito trabaja con temperaturas del agua de retorno desde los 40 hasta los 70 °C. Cumplir el límite de 70 °C es una condición necesaria para que la unidad funcione sin problemas. El equipo no dispone de bomba de recirculación.

Parámetros del circuito secundario:

Medio de transferencia térmica	Agua
Potencia térmica de salida	119 kW
Temperatura nominal del agua de entrada/salida	70/90 °C
Temperatura del agua de retorno min/max	40/70 °C
Caudal nominal	1,4 kg/s
Máxima presión de trabajo	600 kPa
Volumen hidráulico del circuito	10 dm ³
Pérdida de carga a caudal nominal	15 kPa
Gradiente de temperatura nominal	20 °C

En caso de usar gases de escape como potencia térmica, parámetros de gases:

Potencia nominal en fases (hasta 120°C)	65 kW
Temperatura de gases	571 °C

Circuito primario

Representa el circuito interno de presión que absorbe el sobrecalentamiento de la camisa térmica del motor y de los gases de escape. La potencia térmica se transmite al circuito secundario.

Medio de transferencia térmica	agua + etilenglicol
Concentración de etilenglicol	35 %
Potencia térmica del circuito	119 kW
Máxima presión de trabajo	300 kPa
Volumen hidráulico del circuito	110 dm ³

Si no fuera posible evacuar el calor, esta potencia o parte de ella se puede enfriar mediante un enfriador de emergencia que también puede ser entregado junto al resto del equipo.

Se debe de modificar el agua de calefacción para los circuitos hidráulicos. Su composición debe cumplir el documento "Instrucción Técnica - circuitos de agua".

Combustible, entrada de gas

Los siguientes datos técnicos son válidos para gas natural.

Poder calorífico inferior PCI	34 MJ/m ³
Número de metano mínimo	80
Presión del gas	2 ÷ 10 kPa
Cambio máximo de presión del gas	10 %
Temperatura máxima	30 °C

Además de gas natural es posible usar otros gases (por ejemplo, propano, biogás, gas de relleno sanitario). En ese caso, contactar con el fabricante. La entrada de gas está construida según el TPG 811 01 y contiene un conjunto dos válvulas electromagnéticas de cierre rápido, regulador de presión del gas y manguera metálica para conectar el mezclador. Para un funcionamiento óptimo de la acometida del gas se requiere suficiente dimensión y suficiente capacidad con volumen de acumulación (para prevenir pérdidas de presión del gas), debe terminar en un cierre manual y debe estar equipado con un manómetro.

Aire de combustión y ventilación

El calor no usado (radiado desde las zonas calientes) se evacúa de la unidad mediante ventilación forzada. El aire de ventilación entra a través de las rejillas y sale por a través de los conductos del aire acondicionado en la parte alta de la cabina insonorizada. La tubería del aire acondicionado se puede instalar en la brida de salida del aire de ventilación sobre la cabina insonorizada. El flujo de aire de ventilación se asegura con el ventilador.

Calor no usado	15 kW
Aire de combustión	354 Nm ³ /h
Aire de ventilación	3600 Nm ³ /h
Temperatura de ventilación min / max	10/35 °C
Temperatura máxima del aire de salida	50 °C
Pérdida de carga máxima en la salida	70 Pa

Gases de escape y condensados

Los gases de escape se evacúan mediante la brida de salida ubicada en el techo de la cabina insonorizada.

El silenciador de escape forma parte de la entrega, diseñado para ser colocado a la salida de los gases de escape. Debe de quedar apretado por la unidad de cogeneración y el conducto de humos. La sección del conducto de los gases de escape se debe de hacer más pequeña en dirección a la unidad. Durante el inicio de la unidad, o si hay agua fría sobre la entrada de la unidad, puede aparecer condensación sobre la tubería de gases de escape. Se recomienda usar separadores de condensados de altura mínima de 20 cm hasta el canal. El material de la tubería de los gases de escape y el aislamiento térmico de esta tubería deben soportar temperaturas de hasta 200 °C.

Cantidad de gases de escape	378 Nm ³ /h
Temperatura de gases de escape nominal / max	120/150 °C
Pérdida de carga máxima en la brida	20 mbar
Pérdida de carga del silenciador	10 mbar
Pérdida de presión permitida en la conexión de la tubería de gases de escape	10 mbar
Velocidad de los gases de escape a la salida (DN 125)	12,3 m/s

Lubricantes

Volumen de aceite en motor	58 dm ³
Volumen de relleno de aceite	125 dm ³

Parámetros sonoros

Los parámetros sonoros indican el nivel de presión acústica según ČSN 09 0862.

Diseño:	Estándar	Silencioso ¹⁾
Unidad de cogeneración a 1m	76 dB(A)	70 dB(A)
Salida de ventilación a 1m	83 dB(A)	74 dB(A)
Salida de escape a 1m desde el silenciador	76 dB(A) ²⁾	76 dB(A) ²⁾

1) El diseño Silencioso no está incluido en la entrega estándar, pero se puede pedir.

2) Es posible disminuir los parámetros sonoros usando un silenciador adicional u optimizando el silenciador al nivel de presión acústica requerido.

Parámetros eléctricos

Tensión nominal	230/400 V
Frecuencia nominal	50 Hz
Factor de potencia	0,8L±0,8C
Intensidad nominal a cos φ=0,8	144 A
Interruptor de generador	NSX160B 3P
Protección cortocircuito del cuadro	20 kA
Ampliación al cortocircuito del equipo	< 1,5 kA
Protección cuadro cerrado/abierto	IP 31/00
Protección controles cerrado/abierto	IP 31/00
Fusible de línea recomendado	160 A
Cable recomendado * (l < 50m, a t < 35°C)	CYKY 3×70 +50

* Datos Informativos. Se deberá calcular la temperatura máxima y la caída de tensión según la longitud real, el emplazamiento y el tipo de cable (la caída máxima de tensión es 10 V)

Diseño del cuadro

El cuadro forma parte de la cabina insonorizada. Las partes de fuerza y las partes de control se encuentran separadas, cada una con sus propias puertas.

El cuadro de fuerza contiene:

- Interruptor del generador que protege de la sobre corriente y sirve para sincronizar el generador y la red.
- Bornes XV para conexionado de cables de fuerza
- Bornes XG para conexionado de cables generador
- Transformadores de corrientes de medición

El cuadro de control contiene:

- Parte central del sistema de control
- Elementos de protección y conexionado
- Elementos de control para mantenimiento
- Fuente de alimentación 24VDC
- Terminales para conectar sensores analógicos, interruptores, dispositivos controlados, comunicación remota, etc.
- Terminal de usuario

Sistema de control

Se utiliza el sistema Proco Light, que permite automatizar todas las operaciones. Es un sistema modular con multiprocesador, que consiste en la unidad de control, la pantalla de control y extensiones con salidas y entradas analógicas y digitales.

Pantalla de control

Gracias a la pantalla a color de alta resolución y a los botones de navegación es muy sencillo acceder a los datos del grupo electrógeno, a diferentes medidas y a los tiempos de estas medidas. Se pueden representar los datos en la pantalla ProCon Light hasta en siete idiomas, uno de ellos puede ser gráfico (por ejemplo, chino o coreano).



Principales características de la pantalla de control:

- Pantalla TFT a color de 8" con una resolución de 800 x 600 píxeles.
- Más simple, más rápida y más intuitiva gracias al uso de botones contextuales.
- Se muestra constantemente la barra de estado.
- TRENDS monitoriza los parámetros seleccionados (diagramas).
- Pantalla de historial.
- Sistema operativo Windows CE.

Medidas

El sistema de control mide y evalúa los siguientes valores:

Valores eléctricos:

- 3 x tensión de generador
- 3 x corriente de generador
- 3 x tensión de red

Los valores eléctricos se usan para:

- Evaluar los parámetros de la red.
- Sincronización automática del generador a la red.
- Cálculo y evaluación de los valores eléctricos necesarios.

Valores tecnológicos:

La unidad de cogeneración está equipada con un conjunto de sensores analógicos y digitales para monitorizar cualquier proceso y así poder optimizarlo.

Formas de control

Local:

- Mediante botones situados en el sistema de control o sobre la pantalla de control

A distancia (bajo pedido):

- Mediante contacto sin tensión (potenciómetro externo, sistema de control superior, etc.)
- Según el nivel de consumo o la potencia requerida
- Desde un PC o desde la red
- Por SMS

Regulación según la demanda (bajo pedido):

- La información sobre el consumo se obtiene a través del transductor de potencia, el cual evalúa la dirección y la cantidad de energía que se absorbe/cede a la red.

Regulación según la potencia requerida (bajo pedido):

- Mediante señal analógica (por ejemplo 0/4-20mA).
- Mediante datos (por ejemplo MODBUS-RTU).

Monitorización del grupo electrógeno

Local (posibles conexiones):

- RS232
- RS485
- USB

A distancia (posibles conexiones (bajo pedido)):

- Modem analógico
- GSM modem
- Internet

Por SMS (bajo pedido)

Color del equipo

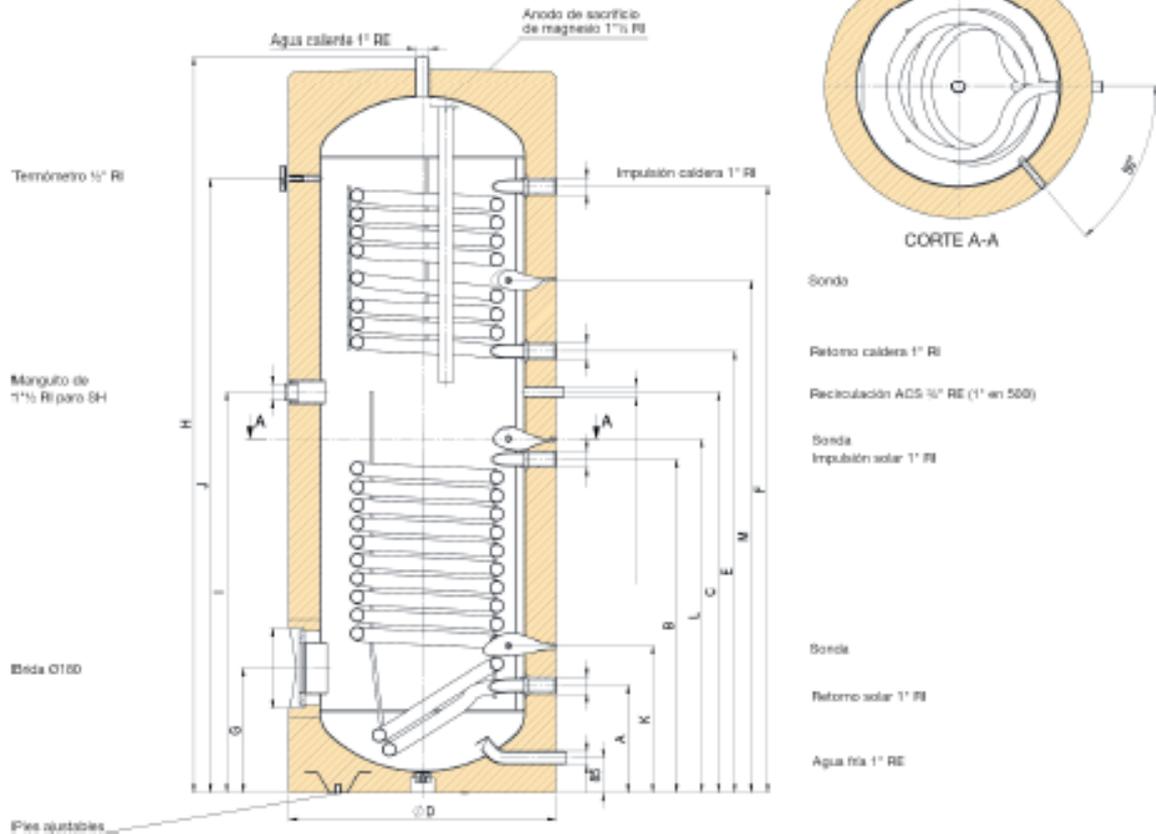
Cabina insonorizada, bastidor, motor y generador

RAL 5015 (azul)

8.2 Anexo 2. Características básicas interacumulador existente.



ACUMULADOR CON DOS INTERCAMBIADORES



Tipo	ETP ¹ (mm)	ETE ² (mm)	Ánodo (mm)	Intercambiador		Medidas (mm)													
				Superf. (m ²)	Vol. (l)	A	B	C	ØD	E	F	G	H (Alto)	I	J	K	L	M	P
HT 200 ERMR	180/450	520	104	0,91±0,70	4,4+5,9	263	838	870	610	750	1020	305	1340	695	1050	360	688	878	1440
HT 300 ERMR	180/450	520	131	1,40±0,93	5,9+8,9	263	818	983	610	1083	1488	305	1797	983	1507	360	968	1257	1860
HT 400 ERMR	180/490	590	158	1,76±0,93	5,9+11,5	320	880	1000	680	1145	1460	345	1832	1000	1521	420	960	1317	1930
HT 500 ERMR	180/580	670	172	1,95±0,96	6,2+12,8	370	930	1040	760	1150	1465	370	1838	1095	1498	475	980	1323	1965

¹ETP: Diámetro de la brida/Profundidad de montaje ²ETE: Profundidad de montaje del manguito de 1 1/2 para resistencia SH ³P: Medida de inclinación

ECO DESIGN - ETIQUETADO ENERGÉTICO

Tipo	Vol. (l)	Valor NL	Pérdida de calor EN 12897		Perfil de consumo	Etiqueta
			en kWh/24h	en Vatios		
HT 200 ERMR	200	4,0±1,1	1,37	57,1	XL	B
HT 300 ERMR	300	9,2±2,3	2,19	91,3	XXL	C
HT 400 ERMR	400	14,6±3,1	2,45	102,1	XXL	C
HT 500 ERMR	500	17,7±4,7	2,72	113,3	3XL	C

Tabla de rendimientos

Tipos HT ERM y ERMR

120 / 160 / 200 / 300 / 400 / 500 LITROS

Tipo		Potencia en kW o l/h																
Temp. de partida		70°C	70°C	70°C	70°C	80°C	80°C	80°C	80°C	70°C	70°C	70°C	70°C	80°C	80°C	80°C	80°C	
Temp. agua caliente		45°C	45°C	45°C	45°C	45°C	45°C	45°C	45°C	60°C								
Temp. agua fría		10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	10°C	
Caudal circuito (m³/h)		0,5	1	2	3	0,5	1	2	3	0,5	1	2	3	0,5	1	2	3	
HT 160 ERM	0,57m² (abejo)	KW	-	11,9	13,9	14,9	-	15,60	18,5	19,8	-	8,5	9,7	10,3	-	12,5	14,7	15,7
		l/h	-	293	342	367	-	384	455	487	-	146	167	177	-	215	253	270
HT 200 ERM	0,91m² (abejo)	KW	-	18	21,7	23,5	-	23,30	28,4	31	-	13,2	15,5	16,6	-	19,1	22,9	24,8
		l/h	-	443	534	578	-	573	699	763	-	227	267	286	-	329	394	427
HT 300 ERM	1,4m² (abejo)	KW	-	23	30,1	31,8	-	29,80	39,1	42,7	-	17,1	20,9	22,4	-	24,8	31	33,9
		l/h	-	566	740	782	-	733	962	1050	-	294	360	386	-	427	534	584
HT 400 ERM	1,76m² (abejo)	KW	-	27,2	34,8	38,9	-	35,10	45,1	50,7	-	20,4	25,5	27,5	-	29,3	37,1	41,2
		l/h	-	669	856	957	-	863	1109	1247	-	351	439	474	-	505	639	709
HT 500 ERM	1,95m² (abejo)	KW	-	29,8	39,2	44,2	-	38,30	51,2	58,1	-	21,9	27,2	29,5	-	31,7	42,1	48,1
		l/h	-	733	964	1087	-	942	1260	1429	-	377	468	508	-	546	725	828
HT 200 ERMR	0,91m² (abejo)	KW	-	18	21,6	23,5	-	23,30	28,4	31	-	13,2	15,5	16,6	-	19,1	23	24,8
		l/h	-	443	531	578	-	573	699	761	-	227	267	286	-	328	396	427
	0,7m² (arabe)	KW	-	13,1	15,3	16,3	-	18	21,5	23,2	-	9,5	10,9	11,5	-	14	16,3	17,5
		l/h	-	322	376	401	-	443	529	571	-	164	186	198	-	241	281	301
HT 300 ERMR	1,4m² (abejo)	KW	-	23	30,1	31,8	-	29,80	39,1	42,7	-	17,1	20,9	22,4	-	24,8	31	33,9
		l/h	-	566	740	782	-	733	962	1050	-	294	360	386	-	427	534	584
	0,93m² (arabe)	KW	-	16,6	20,2	21,8	-	21,9	26,7	29,1	-	12,2	14,4	15,7	-	18,1	21,7	23,6
		l/h	-	408	497	536	-	539	657	716	-	210	246	270	-	312	374	406
HT 400 ERMR	1,76m² (abejo)	KW	-	27,2	34,8	38,9	-	35,10	45,1	50,7	-	20,4	25,5	27,5	-	29,3	37,1	41,2
		l/h	-	669	856	957	-	863	1109	1247	-	351	439	474	-	505	639	709
	0,93m² (arabe)	KW	-	16,7	20	21,5	-	21,6	26,1	28,2	-	12,4	14,5	15,4	-	18	21,4	23
		l/h	-	411	492	529	-	531	642	694	-	214	250	265	-	310	369	396
HT 500 ERMR	1,95m² (abejo)	KW	-	29,8	39,2	44,2	-	38,30	51,2	58,1	-	21,9	27,2	29,5	-	31,7	42,1	48,1
		l/h	-	733	964	1087	-	942	1260	1429	-	377	468	508	-	546	725	828
	0,98m² (arabe)	KW	-	16,2	19,6	20,9	-	20,3	25	27,5	-	11,4	13,5	14	-	16,8	19,9	21
		l/h	-	399	482	514	-	499	615	677	-	198	232	241	-	289	343	362

8.3 Anexo 3. Características básicas caldera existente.

14.1 Datos técnicos

Tipo de aparato Gas 210 ECO PRO		Unidad	210 - 80	210 - 120	210 - 160	210 - 200
Generalidades						
Número de elementos			3	4	5	6
Regulación de cargas		-	modulante, 0-10 voltios o encendido/apagado			
Potencial nominal (80/60°C) Pn	min.	kW	16	22	29	39
	máx.	kW	87	120	166	200
Potencia nominal (50/30°C) Pn	min.	kW	18	24	33	44
	máx.	kW	93	129	179	217
Carga nominal Valor superior (Hs) Qn	min.	kW	19	26	34	46
	máx.	kW	99	137	189	228
Carga nominal valor inferior (Hi) Qn	min.	kW	17	23	31	41
	máx.	kW	89	123	170	205
Datos sobre gas y humos de combustión						
Categoría		-	II _{23p}			
Presión del gas G20		mbar	17 - 30			
Presión del gas G25		mbar	20 - 30			
Consumo de gas G20	min.	m _g ³ /h	1,8	2,4	3,3	4,3
	máx.	m _g ³ /h	9,4	13,0	18,0	21,7
Consumo de gas G25	min.	m _g ³ /h	2,1	2,8	3,8	5,1
	máx.	m _g ³ /h	11,0	14,4	20,9	25,2
Emisión de NO _x		mg/kWh	< 62			
Emisión de NO _x (O ₂ = 0%, seco)		ppm	< 35			
Contrapresión máxima		Pa	130	130	130	130
Cantidad de gases de combustión	min.	kg/h	27,2	36,7	49,5	65,5
	máx.	kg/h	149,7	206,9	286,0	344,9
Tipos según la evacuación de gases de combustión		-	B23, B23p, C13, C33, C43, C53, C63, C83			
Calefacción						
Máxima temperatura del agua		°C	110			
Gama de temperaturas en funcionamiento		°C	20 - 90			
Presión hidráulica mínima de funcionamiento		bares	0,8			
Presión hidráulica máxima de funcionamiento PMS		bares	6			
Contenido en agua		litros	12	16	20	24
Resistencia hidráulica con $\Delta T = 20^\circ\text{C}$		mbares (kPa)	165 (16,5)	135 (13,5)	170 (17,0)	180 (18,0)
Datos eléctricos						
Tensión de conexión		V/Hz	230/50			
Potencia aceptada (bomba exclusiva)	min.	Watt	4	4	4	4
	máx.	Watt	125	193	206	317
Clase de aislamiento		IP	20			
Datos generales						
Peso sin agua		kg	115	135	165	188
Ruido generado a 1 m de distancia de la caldera (versión cerrada)		dB(A)	≤ 59			
Temperatura ambiente		°C	0 - 40			
Color carcasa		RAL	2002 (rojo) / 7037 (gris)			

8.4 Anexo 4. Evaluación económica.

Capital		Resumen		Cuota mensual año 1		CUOTA ANUAL	
Plazo meses	288,000.30 €	3.0%	01/06/2021	2,780.95 €	33,371.43 €	2,780.95 €	33,371.43 €
	120	Intereses Totales	Totales	Intereses	Capital	Pagos	Intereses
		45,713.98 €	333,714.28 €	45,713.98 €	288,000.30 €		
jun-21	288,000.30 €	720.00 €	285,939.35 €	1	201,413.12 €	2,780.95 €	503.53 €
jul-21	285,939.35 €	714.85 €	283,873.24 €	2	199,135.70 €	2,780.95 €	497.84 €
ago-21	283,873.34 €	709.68 €	281,801.96 €	3	196,852.59 €	2,780.95 €	492.13 €
sep-21	281,801.98 €	704.50 €	279,725.53 €	4	194,563.77 €	2,780.95 €	486.41 €
oct-21	279,725.53 €	699.31 €	277,643.89 €	5	192,269.22 €	2,780.95 €	480.67 €
nov-21	277,643.89 €	694.11 €	275,557.05 €	6	189,968.94 €	2,780.95 €	474.92 €
dic-21	275,557.05 €	688.89 €	273,464.99 €	7	187,662.91 €	2,780.95 €	469.16 €
ene-22	273,464.99 €	683.66 €	271,367.70 €	8	185,351.12 €	2,780.95 €	463.38 €
feb-22	271,367.70 €	678.43 €	269,265.16 €	9	183,033.54 €	2,780.95 €	457.58 €
mar-22	269,265.16 €	673.16 €	267,157.37 €	10	180,710.18 €	2,780.95 €	451.78 €
abr-22	267,157.37 €	667.89 €	265,044.32 €	11	178,381.00 €	2,780.95 €	445.95 €
may-22	265,044.32 €	662.61 €	262,925.97 €	12	176,046.00 €	2,780.95 €	440.11 €
jun-22	262,925.97 €	657.31 €	260,802.34 €	13	173,705.16 €	2,780.95 €	434.26 €
jul-22	260,802.34 €	652.01 €	258,673.39 €	14	171,358.47 €	2,780.95 €	428.40 €
ago-22	258,673.39 €	646.68 €	256,539.12 €	15	169,005.92 €	2,780.95 €	422.51 €
sep-22	256,539.12 €	641.35 €	254,399.52 €	16	166,647.48 €	2,780.95 €	416.62 €
oct-22	254,399.52 €	636.00 €	252,254.56 €	17	164,283.15 €	2,780.95 €	410.71 €
nov-22	252,254.56 €	630.64 €	250,104.25 €	18	161,912.90 €	2,780.95 €	404.78 €
dic-22	250,104.25 €	625.26 €	247,948.56 €	19	159,536.73 €	2,780.95 €	398.84 €
ene-23	247,948.56 €	619.87 €	245,787.47 €	20	157,154.62 €	2,780.95 €	392.89 €
feb-23	245,787.47 €	614.47 €	243,620.99 €	21	154,766.55 €	2,780.95 €	386.92 €
mar-23	243,620.99 €	609.05 €	241,449.09 €	22	152,372.52 €	2,780.95 €	380.93 €
abr-23	241,449.09 €	603.62 €	239,271.76 €	23	149,972.50 €	2,780.95 €	374.93 €
may-23	239,271.76 €	598.18 €	237,083.98 €	24	147,566.48 €	2,780.95 €	368.92 €
jun-23	237,083.99 €	592.72 €	234,900.76 €	25	145,154.44 €	2,780.95 €	362.89 €
jul-23	234,900.76 €	587.25 €	232,707.06 €	26	142,736.37 €	2,780.95 €	356.84 €
ago-23	232,707.06 €	581.77 €	230,507.87 €	27	140,312.26 €	2,780.95 €	350.78 €
sep-23	230,507.87 €	576.27 €	228,303.19 €	28	137,882.09 €	2,780.95 €	344.71 €
oct-23	228,303.19 €	570.76 €	226,093.00 €	29	135,445.84 €	2,780.95 €	338.61 €
nov-23	226,093.00 €	565.23 €	223,877.28 €	30	133,003.51 €	2,780.95 €	332.51 €
dic-23	223,877.28 €	559.69 €	221,656.02 €	31	130,555.06 €	2,780.95 €	326.39 €
ene-24	221,656.02 €	554.14 €	219,429.21 €	32	128,100.50 €	2,780.95 €	320.25 €
feb-24	219,429.21 €	548.57 €	217,196.83 €	33	125,639.80 €	2,780.95 €	314.10 €
mar-24	217,196.83 €	542.99 €	214,958.87 €	34	123,172.94 €	2,780.95 €	307.93 €
abr-24	214,958.87 €	537.40 €	212,715.31 €	35	120,699.92 €	2,780.95 €	301.75 €
may-24	212,715.31 €	531.79 €	210,466.15 €	36	118,220.72 €	2,780.95 €	295.55 €
jun-24	210,466.15 €	526.17 €	208,211.36 €	37	115,735.32 €	2,780.95 €	289.34 €
jul-24	208,211.36 €	520.53 €	205,950.94 €	38	113,243.71 €	2,780.95 €	283.11 €
ago-24	205,950.94 €	514.88 €	203,684.86 €	39	110,745.86 €	2,780.95 €	276.86 €
sep-24	203,684.86 €	509.21 €	201,413.12 €	40	108,241.78 €	2,780.95 €	270.60 €
oct-24							
nov-24							
dic-24							
ene-25							
feb-25							
mar-25							
abr-25							
may-25							
jun-25							
jul-25							
ago-25							
sep-25							
oct-25							
nov-25							
dic-25							
ene-26							
feb-26							
mar-26							
abr-26							
may-26							
jun-26							
jul-26							
ago-26							
sep-26							
oct-26							
nov-26							
dic-26							
ene-27							
feb-27							
mar-27							
abr-27							
may-27							
jun-27							
jul-27							
ago-27							
sep-27							
oct-27							
nov-27							
dic-27							
ene-28							

Período	Balance Inicial	Pago	Intereses	Capital	Capital residual	cuota
feb-28	105,731.43 €	2,780.95 €	264.33 €	2,516.62 €	103,214.80 €	81
mar-28	103,214.80 €	2,780.95 €	258.04 €	2,522.92 €	100,691.89 €	82
abr-28	100,691.89 €	2,780.95 €	251.73 €	2,529.22 €	98,162.67 €	83
may-28	98,162.67 €	2,780.95 €	245.41 €	2,535.55 €	95,627.12 €	84
jun-28	95,627.12 €	2,780.95 €	239.07 €	2,541.88 €	93,085.24 €	85
jul-28	93,085.24 €	2,780.95 €	232.71 €	2,548.24 €	90,537.00 €	86
ago-28	90,537.00 €	2,780.95 €	226.34 €	2,554.61 €	87,982.39 €	87
sep-28	87,982.39 €	2,780.95 €	219.96 €	2,561.00 €	85,421.39 €	88
oct-28	85,421.39 €	2,780.95 €	213.55 €	2,567.40 €	82,853.99 €	89
nov-28	82,853.99 €	2,780.95 €	207.13 €	2,573.82 €	80,280.17 €	90
dic-28	80,280.17 €	2,780.95 €	200.70 €	2,580.25 €	77,699.92 €	91
ene-29	77,699.92 €	2,780.95 €	194.25 €	2,586.70 €	75,113.22 €	92
feb-29	75,113.22 €	2,780.95 €	187.78 €	2,593.17 €	72,520.05 €	93
mar-29	72,520.05 €	2,780.95 €	181.30 €	2,599.65 €	69,920.40 €	94
abr-29	69,920.40 €	2,780.95 €	174.80 €	2,606.15 €	67,314.25 €	95
may-29	67,314.25 €	2,780.95 €	168.29 €	2,612.67 €	64,701.58 €	96
jun-29	64,701.58 €	2,780.95 €	161.75 €	2,619.20 €	62,082.38 €	97
jul-29	62,082.38 €	2,780.95 €	155.21 €	2,625.75 €	59,456.64 €	98
ago-29	59,456.64 €	2,780.95 €	148.64 €	2,632.31 €	56,824.32 €	99
sep-29	56,824.32 €	2,780.95 €	142.06 €	2,638.89 €	54,185.43 €	100
oct-29	54,185.43 €	2,780.95 €	135.46 €	2,645.49 €	51,539.94 €	101
nov-29	51,539.94 €	2,780.95 €	128.85 €	2,652.10 €	48,887.84 €	102
dic-29	48,887.84 €	2,780.95 €	122.22 €	2,658.73 €	46,229.11 €	103
ene-30	46,229.11 €	2,780.95 €	115.57 €	2,665.38 €	43,563.73 €	104
feb-30	43,563.73 €	2,780.95 €	108.91 €	2,672.04 €	40,891.69 €	105
mar-30	40,891.69 €	2,780.95 €	102.23 €	2,678.72 €	38,212.96 €	106
abr-30	38,212.96 €	2,780.95 €	95.53 €	2,685.42 €	35,527.54 €	107
may-30	35,527.54 €	2,780.95 €	88.82 €	2,692.13 €	32,835.41 €	108
jun-30	32,835.41 €	2,780.95 €	82.09 €	2,698.86 €	30,136.55 €	109
jul-30	30,136.55 €	2,780.95 €	75.34 €	2,705.61 €	27,430.94 €	110
ago-30	27,430.94 €	2,780.95 €	68.58 €	2,712.38 €	24,718.56 €	111
sep-30	24,718.56 €	2,780.95 €	61.80 €	2,719.16 €	21,999.40 €	112
oct-30	21,999.40 €	2,780.95 €	55.00 €	2,725.95 €	19,273.45 €	113
nov-30	19,273.45 €	2,780.95 €	48.18 €	2,732.77 €	16,540.68 €	114
dic-30	16,540.68 €	2,780.95 €	41.35 €	2,739.60 €	13,801.08 €	115
ene-31	13,801.08 €	2,780.95 €	34.50 €	2,746.45 €	11,054.63 €	116
feb-31	11,054.63 €	2,780.95 €	27.64 €	2,753.32 €	8,301.32 €	117
mar-31	8,301.32 €	2,780.95 €	20.75 €	2,760.20 €	5,541.12 €	118
abr-31	5,541.12 €	2,780.95 €	13.85 €	2,767.10 €	2,774.02 €	119
may-31	2,774.02 €	2,780.95 €	6.94 €	2,774.02 €	0.00 €	120

8.5 Anexo 5. Tablas de demanda eléctrica VS producción eléctrica cogeneración.

Patrón 1 - TEMPORADA ALTA		Patrón 1 - TEMPORADA BAJA		Patrón 1 - TEMPORADA MEDIA	
Demanda kWhe	Producción Motor kWhe	Demanda kWhe	Producción Motor kWhe	Demanda kWhe	Producción Motor kWhe
40.2	38.40	20.7	3.27	36.5	32.95
38.0	35.18	20.2	2.55	34.6	30.24
37.4	34.61	19.6	2.35	33.4	27.46
37.3	35.27	19.2	2.35	34.6	30.07
36.8	34.76	18.5	1.52	34.3	28.05
35.7	33.70	19.1	2.41	32.8	22.77
36.9	34.56	19.2	1.21	32.9	26.18
39.1	37.07	21.2	3.20	33.3	29.99
47.1	45.49	24.6	6.95	37.9	36.06
50.0	48.87	24.8	7.16	38.4	36.33
52.2	51.45	25.6	9.39	41.9	39.60
59.4	58.24	28.5	15.47	46.8	45.21
62.2	60.63	29.6	17.71	47.8	45.78
62.1	60.88	31.3	20.12	48.7	45.53
64.6	62.08	30.6	18.97	50.1	48.22
67.6	63.02	30.6	18.62	53.5	51.37
63.1	59.74	27.9	11.71	51.2	49.56
60.4	57.51	27.8	11.96	45.8	44.27
61.3	58.40	28.5	12.41	45.0	43.26
68.3	63.86	33.3	19.97	53.7	52.51
69.3	63.60	33.9	21.40	57.9	56.34
63.9	60.54	32.7	21.44	54.2	53.04
57.2	54.94	31.0	18.05	48.8	47.90
45.7	43.65	26.8	12.69	41.0	38.58

Patrón 2 - TEMPORADA ALTA		Patrón 2 - TEMPORADA BAJA		Patrón 2 - TEMPORADA MEDIA	
Demanda kWhe	Producción Motor kWhe	Demanda kWhe	Producción Motor kWhe	Demanda kWhe	Producción Motor kWhe
45.8	45.80	33.8	27.19	41.3	37.63
43.2	43.15	31.6	24.12	39.2	36.17
41.7	41.71	30.2	20.92	38.2	36.64
40.8	40.76	30.2	21.60	38.5	35.94
40.9	40.93	28.4	19.00	37.9	34.67
39.3	39.29	28.5	16.26	36.7	30.67
39.7	39.69	27.9	18.30	36.2	32.44
43.0	42.98	31.5	21.63	36.1	33.67
54.3	54.27	37.2	31.25	42.0	42.04
58.4	58.40	38.6	33.37	42.7	42.69
59.5	59.29	42.5	41.69	47.5	46.65
67.1	66.50	47.9	47.86	53.0	53.01
72.2	69.61	50.1	50.06	53.4	53.35
73.5	69.75	50.7	50.73	53.9	53.84
77.2	70.87	51.4	51.25	55.7	54.57
82.2	70.67	52.8	52.59	59.4	56.60
78.0	69.88	46.6	46.34	58.5	57.02
72.1	69.03	42.0	37.66	53.3	50.95
69.2	67.93	38.6	29.68	51.3	49.45
75.0	70.81	43.7	37.13	58.7	57.29
79.7	71.05	45.3	38.79	61.4	59.35
73.1	69.72	43.4	37.33	57.4	56.05
62.9	62.77	38.5	31.84	51.5	49.66
49.1	49.10	32.6	22.51	42.8	40.31

8.6 Anexo 6. Ejemplo del cálculo horario del proyecto.

TEMPORADA	FECHA	HORA	Día de la semana	Demanda kWh	Demanda kWht	Demanda Calef kWht	Demanda ACS kWht	Demanda ACS kWht	kWh ACTUAL Gasoleo	kWh ACTUAL Propano	kWh GN	kWhe Generados
ALTA	03/01/2014	0	viernes	38.3	72.48	65.23	7.25	22.21	159.64	90.17	127.42	38.30
ALTA	03/01/2014	1	viernes	38.3	72.48	65.23	7.25	0.00	149.36	84.36	127.42	38.30
ALTA	03/01/2014	2	viernes	35.0	66.27	59.64	6.63	19.31	150.28	84.88	137.14	35.01
ALTA	03/01/2014	3	viernes	37.2	70.41	63.37	7.04	0.00	141.07	79.67	123.78	37.20
ALTA	03/01/2014	4	viernes	35.0	66.27	59.64	6.63	19.11	148.90	84.10	137.14	35.01
ALTA	03/01/2014	5	viernes	42.7	80.76	72.69	8.08	0.00	142.30	80.37	141.98	42.67
ALTA	03/01/2014	6	viernes	39.4	74.55	48.46	26.09	39.61	148.28	83.75	131.06	39.39
ALTA	03/01/2014	7	viernes	43.8	82.83	53.84	28.99	31.71	156.72	88.52	145.62	43.77
ALTA	03/01/2014	8	viernes	56.9	107.69	70.00	37.69	40.41	186.20	105.16	180.17	56.90
ALTA	03/01/2014	9	viernes	62.4	118.04	76.73	41.31	44.03	199.70	112.79	197.50	62.37
ALTA	03/01/2014	10	viernes	59.1	111.83	72.69	39.14	41.86	203.39	114.87	187.10	59.08
ALTA	03/01/2014	11	viernes	66.6	126.14	113.53	12.61	0.00	218.89	123.63	211.06	66.65
ALTA	03/01/2014	12	viernes	73.3	138.75	124.87	13.87	31.93	235.78	133.17	228.00	72.00
ALTA	03/01/2014	13	viernes	76.6	144.96	130.46	14.50	0.00	230.56	130.22	228.00	72.00
ALTA	03/01/2014	14	viernes	85.3	161.53	145.38	16.15	36.09	251.13	141.84	228.00	72.00
ALTA	03/01/2014	15	viernes	96.3	182.24	164.01	18.22	0.00	266.17	150.33	228.00	72.00
ALTA	03/01/2014	16	viernes	90.8	171.88	154.69	17.19	40.85	255.43	144.26	228.00	72.00
ALTA	03/01/2014	17	viernes	81.0	153.24	137.92	15.32	0.00	250.67	141.58	228.00	72.00
ALTA	03/01/2014	18	viernes	75.5	142.89	128.60	14.29	35.05	241.30	136.29	228.00	72.00
ALTA	03/01/2014	19	viernes	79.9	151.17	105.82	45.35	48.07	272.77	154.06	228.00	72.00
ALTA	03/01/2014	20	viernes	82.1	155.32	108.72	46.59	49.31	271.39	153.28	228.00	72.00
ALTA	03/01/2014	21	viernes	75.1	142.14	99.50	42.64	45.36	249.75	141.06	228.00	72.00
ALTA	03/01/2014	22	viernes	71.1	134.61	94.22	40.38	43.10	211.06	119.21	225.22	71.12
ALTA	03/01/2014	23	viernes	50.3	95.26	85.73	9.53	0.00	177.45	100.22	167.47	50.33

REFERENCIAS

- [1] S. D. Álvares, *Auditoría Energética en una Planta de Tratamiento de Agua Potable*, Oviedo, 2011-2012.
- [2] M. V. Martín, *Cogeneración*, 2003.
- [3] IDAE, «Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía,» [En línea]. Available: <https://www.idae.es/>. [Último acceso: 06 Abril 2021].
- [4] S. G. G. y. D. F. Chico, *Cogeneración. Diseño, Operación y Mantenimiento de plantas*, Madrid: Ediciones Díaz de Santos, 2008.
- [5] C. Mateos Tercero, *Proyecto Fin de Carrera - Análisis de viabilidad e implantación de sistemas de cogeneración en el sector residencial*, Universidad Politécnica de Madrid, 2015.
- [6] Á. M. d. Campo, *Proyecto Fin de Grado - Estudio para la implantación de un equipo de microcogeneración en el sector residencial*, Universidad Politécnica de Madrid, 2016.
- [7] J. C. Elorriaga, «Nuevo marco legal para la cogeneración,» *Gasactual*, pp. 34-36, 2015.

