



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

COGENERACIÓN CON GAS NATURAL PARA APLICACIONES A PEQUEÑA ESCALA: ALTERNATIVAS Y PREFECTIBILIDAD

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

CRISTIAN MANUEL ROA RAMÍREZ

PROFESOR GUÍA:
LEONEL NÚÑEZ LAZO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
GABRIEL ROJAS VIADA
AQUILES SEPÚLVEDA OSSES

SANTIAGO DE CHILE

2018

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Mecánico
POR: Cristian Roa Ramírez
FECHA: 30-08-2018
PROFESOR GUÍA: Leonel Núñez Lazo

COGENERACIÓN CON GAS NATURAL PARA APLICACIONES A PEQUEÑA ESCALA: ALTERNATIVAS Y PREFACTIVIDAD

El presente trabajo aborda la eficiencia energética desde la cogeneración o generación simultánea de electricidad y calor a partir de una única fuente energética (CHP). Al aplicar CHP, se reduce el consumo de combustible y las emisiones contaminantes.

El objetivo general del proyecto es evaluar técnica-económicamente la implementación de tecnologías CHP en sectores residenciales comparando tres distintos tipos de tecnologías: celdas de combustibles, Stirling y combustión interna. Los objetivos específicos son: realizar un estudio bibliográfico del estado del arte de la cogeneración a pequeña escala, establecer configuraciones de diseño para su implementación en consumidores tipo, determinar el perfil de consumo requerido en cada caso, diseñar instalaciones a nivel de perfil para la implementación de las tecnologías y efectuar la evaluación técnico-económica de las mismas. La metodología para desarrollar el proyecto incluye revisión bibliográfica, sus ventajas con respecto a la generación convencional y de las tecnologías disponibles para su aplicación. Para el análisis de casos y tecnologías se seleccionan tres establecimientos de pequeña escala definiendo su emplazamiento, demanda térmica, eléctrica y arquitectura. El diseño de los sistemas CHP considera conexión a la red mediante generación distribuida. Se establece la disposición y control de los equipos en layout y P&ID, se ejecuta análisis de eficiencia energética, se calcula la reducción de emisiones y se determina la viabilidad técnico-económica por medio de análisis marginal de sistemas CHP vs sistema de suministro convencional.

Los resultados obtenidos muestran que los cogeneradores impulsados por motores a combustión interna, Stirling y celdas combustibles son técnicamente factibles para aplicaciones a pequeña escala; siendo la tecnología de celdas combustible la más onerosa y la que menos impacto en el medio ambiente genera. El proyecto se encarga de analizar sistemas CHP en una vivienda, un hostel y en un distrito logrando soluciones de suministro energético técnicamente factibles. Como los casos analizados se caracterizan por una alta variabilidad en las demandas térmica y eléctrica, no es posible balancear per se el suministro CHP por lo que es necesario suplir la demanda a través de generación distribuida, almacenamiento térmico y caldera auxiliar en stand-by. La factibilidad económica no se logra con celdas combustibles por su alta inversión inicial, en Stirling se obtienen ganancias marginales para la magnitud de la inversión y en cogeneradores a combustión interna se observa una rentabilidad aceptable.

Con todas las tecnologías se observan reducciones considerables de las emisiones contaminantes, además se consigue una alta confiabilidad en el suministro de energía. Estos beneficios sociales sumados a la factibilidad técnica y, según el caso, económica de sistemas de cogeneración hacen concluir que su inversión en proyectos de eficiencia energética, en el sector residencial, son una opción limpia y fiable para el desarrollo sostenible del país.

Tabla de contenido

1.	Introducción	1
1.1.	Objetivos	3
2.	Antecedentes	4
2.1.	Consumo Energético en el sector residencial en Chile	4
2.2.	El Gas Natural como alternativa para calefacción	5
2.3.	Eficiencia Energética y Cogeneración	8
2.4.	Cogeneración y Generación Distribuida	8
2.5.	Caracterización de los Equipos de Cogeneración	10
2.6.	Tecnologías para Sistemas de Cogeneración	12
2.6.1.	Generadores Impulsados por Motor Reciprocante de Combustión Interna..	15
2.6.2.	Generador Impulsado por Motor Stirling	17
2.6.3.	Celda de Combustible	21
2.6.4.	Generadores eléctricos	26
2.6.5.	Sistemas de recuperación de calor	27
2.6.6.	Elementos auxiliares	28
2.7.	Emisiones	29
2.8.	Demanda energética de una instalación residencial	29
2.9.	Estrategias y configuraciones para cubrir la demanda	33
2.10.	Aplicaciones de Cogeneración en Chile	35
2.10.1.	Oportunidades	37
3.	Metodología	38
3.1.	Estudio bibliográfico de la cogeneración a pequeña escala y estado del arte de las tecnologías que la utilizan.	38
3.2.	Configuración de diseño para las instalaciones residenciales.	38

3.2.1.	Demanda Eléctrica	39
3.2.2.	Demanda Térmica de Agua Caliente Sanitaria (ACS)	40
3.2.3.	Demanda Térmica de Calefacción	42
3.3.	Diseño de perfil de las instalaciones para la implementación de tecnologías CHP. 45	
3.4.	Evaluación técnico-económica de los proyectos seleccionados.....	45
4.	Resultados	47
4.1.	Ubicación geográfica.....	47
4.2.	Definición de instalaciones residenciales.....	49
4.3.	Demanda Térmica de Calefacción	53
4.4.	Demanda térmica de ACS	54
4.5.	Demanda eléctrica	55
4.6.	Perfil anual de la demanda energética.....	57
4.7.	Estrategia de operación	61
4.8.	Selección de equipos de Cogeneración	62
4.9.	Evaluación técnica. Modelamiento de la generación y del consumo energético ...	65
4.10.	Selección de equipos hidráulicos y térmicos.....	74
4.10.1.	Estanque acumulador de inercia	74
4.10.2.	Aeroenfriadores.....	75
4.10.3.	Bomba.....	75
4.11.	Filosofía de control.....	75
4.12.	Evaluación económica.....	76
4.12.1.	Cogenerador Stirling modelo PCK80 de Qnergy	78
4.12.2.	Cogenerador Celda Combustible PEM Inhouse 5000+	82
4.12.3.	Cogenerador a combustión interna YANMAR CP5WN	83

4.13. Flujos de energía y Emisiones.....	84
5. Análisis y discusión de resultados.....	86
5.1. Emplazamiento del proyecto	86
5.2. Análisis económico	87
5.3. Medio ambiente y calidad de suministro.....	88
6. Conclusiones	89
Bibliografía.....	91
Anexo A. Zonas térmicas de las regiones del Bío-Bío y Ñuble.	94
Anexo B. Especificaciones técnicas y cotizaciones de equipos.	94
Anexo C. Planos Layout y P&ID de instalaciones.	94

Índice de Figuras

Figura 1. Distribución de la energía consumida en un hogar de la Zona Central (izquierda) y Zona Sur (derecha).	4
Figura 2. Matriz energética nacional para calefacción en hogares.....	5
Figura 3. Energía generada en el SEN durante julio del 2018.	5
Figura 4. Emisiones de dióxido de carbono de varios combustibles por kWh generado.	6
Figura 5. Material particulado fino intra domiciliario MP 2,5 para gas natural, gas licuado y Kerosene.	7
Figura 6 Esquema de la Cogeneración en un generador a combustión.	8
Figura 7. Generación distribuida. Equipos y conexión de pequeños consumidores a la red de distribución.	9
Figura 8. Diagrama Sankey de la generación eléctrica-térmica tradicional vs cogeneración.	11
Figura 9. Equipo de cogeneración que alimenta con electricidad, agua caliente y calefacción a un edificio.	12
Figura 10. Componentes de un sistema a cogeneración.	13
Figura 11. Relación entre potencia eléctrica y térmica generada (PHR) según rango de trabajo para cada tipo de tecnología CHP en función de su rango de operación.	13
Figura 12. Eficiencia global para una muestra de 5 máquinas de cada tipo de tecnología CHP en función de su PHR. Siendo: GT (turbina a gas), MT (Microturbina), ST (Turbina a vapor), FC (Celda de combustible), Recip (motor reciprocante), SHP (producción de calor y electricidad separada).	14
Figura 13. Capacidad y eficiencia eléctrica de tecnologías de cogeneración industrial.....	14
Figura 14. Etapas de un motor a combustión interna de 4 tiempos.....	16
Figura 15. Ciclo Otto teórico con dos transformaciones adiabáticas y dos transferencias de calor a volumen constante.	16
Figura 16. Despiece de un motor a combustión interna de 4 cilindros en línea. Fuente:www.aficionadosalamecanica.com.	17
Figura 17. Tipos de motor Stirling.	19

Figura 18. Motor Stirling a Pistón Libre.	19
Figura 19. Esquema Layout de motor Stirling y sus componentes.	20
Figura 20. Diagrama de cogeneración en motor Stirling.....	20
Figura 21. Proceso electroquímico en una celda de combustible.....	21
Figura 22. Apilamiento de celdas combustibles.....	22
Figura 23. Esquema del funcionamiento de una celda de combustible con alimentación de gas natural y generación de energía eléctrica y térmica.	23
Figura 24. Esquema de una celda de combustible PEM [18].....	25
Figura 25. Despiece de generador eléctrico.....	27
Figura 26. Diagrama de un motor CHP con sistema de recuperación de calor acoplado. ...	28
Figura 27. Perfil medio diario de consumo eléctrico medido y simulado de un hogar promedio en Inglaterra.....	30
Figura 28. Ciclo diario de consumo de ACS para un consumo total de 190 [l/día].	31
Figura 29. Confort térmico en función de la temperatura del aire y la humedad relativa. ...	32
Figura 30. Demanda térmica anual en distrito urbano de 5000 viviendas.	33
Figura 31. Diagrama y de proceso de generación y distribución de ACS a nivel residencial.	34
Figura 32. Instalación tipo de un aparato acumulador de ACS	35
Figura 33. Ubicación seleccionada. Latitud 36.59 °S. Longitud 72.64 °O.	48
Figura 34. Perfil de temperatura media anual.....	48
Figura 35. Perfil de temperatura media diaria.	49
Figura 36. Perfil de la temperatura diaria por mes.	49
Figura 37. Ganancias y pérdidas de calor en edificios.	50
Figura 38. Esquema de Vivienda de 200[m ²] con sistema de ACS y CC incorporado.....	51
Figura 39. Esquema de Hostal de 400 [m ²] con sistema de ACS y CC incorporado.	52

Figura 40. Esquema de Distrito con 15 casas de 50 [m ²] cada una con sistema de ACS y CC incorporado.	53
Figura 41. Demanda eléctrica mensual a lo largo de un año para la Vivienda de 200 [m ²]. 60	
Figura 42. Demanda eléctrica mensual a lo largo de un año para el Hostal.....	60
Figura 43. Demanda eléctrica mensual a lo largo de un año para el Distrito.	61
Figura 44. Generación, demanda y almacenamiento térmico para un día promedio en Vivienda de 200 [m ²] utilizando un cogenerador YANMAR CP5WN como proveedor de energía.	66
Figura 45. Generación y demanda eléctrica para un día promedio del año en Vivienda de 200[m ²] utilizando al cogenerador YANMAR CP5WN como proveedor de energía.	66
Figura 46. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de febrero en una Casona utilizando al cogenerador YANMAR CP5WN como proveedor de energía.....	67
Figura 47. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de agosto en Vivienda de 200 [m ²] utilizando al cogenerador YANMAR CP5WN como proveedor de energía.	67
Figura 48. Curva decreciente de la demanda térmica anual para Vivienda de 200 [m ²] utilizando un cogenerador de combustión interna CP5WN.	68
Figura 49. Generación y demanda eléctrica para un día promedio del año en Vivienda de 200[m ²] utilizando al cogenerador Inhouse 5000+ como proveedor de energía.....	68
Figura 50. Generación, demanda y almacenamiento térmico para un día promedio en un Hostal utilizando un cogenerador Stirling PCK80 como proveedor de energía.....	69
Figura 51. Generación y demanda eléctrica para un día promedio del año en un Hostal, utilizando al cogenerador Stirling PCK80 como proveedor de energía.	69
Figura 52. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de enero en una Hostal utilizando al cogenerador Stirling Qnergy PCK80 como proveedor de energía.....	70
Figura 53. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de julio en una Hostal utilizando al cogenerador Stirling PCK80 como proveedor de energía.	70
Figura 54. Curva decreciente de la demanda térmica anual para la Hostal utilizando un cogenerador Stirling modelo Qnergy PCK80.....	71

Figura 55. Generación y demanda eléctrica para un día promedio del año en un Hostal, utilizando al cogenerador YANMAR CP5WN como proveedor de energía.....	71
Figura 56. Generación, demanda y almacenamiento térmico para un día promedio en un Distrito utilizando un cogenerador Qnergy PCK80 como proveedor de energía.....	72
Figura 57. Generación y demanda eléctrica para un día promedio en un Distrito utilizando un cogenerador Qnergy PCK80 como proveedor de energía.	72
Figura 58. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de febrero en un Distrito utilizando un cogenerador Qnergy PCK80 como proveedor de energía.	73
Figura 59. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de febrero en un Distrito utilizando un cogenerador Qnergy PCK80 como proveedor de energía.	73
Figura 60. Curva decreciente de la demanda térmica anual del Distrito utilizando un cogenerador Stirling modelo Qnergy PCK80.....	74
Figura 61. P&ID para Hostal utilizando cogenerador Stirling.	75

Índice de Tablas

Tabla 1. Propiedades del Gas Natural.	6
Tabla 2. Factores de emisión por combustible y gas para sector residencial [kg de gas de efecto invernadero por TJ de cada gas).	7
Tabla 3. Tarifas eléctricas de baja tensión (BT) en Chile con conexión inferior a 400V. ...	10
Tabla 4. Reacciones de Óxido-Reducción en Celdas Combustibles [10].	24
Tabla 5. Materiales y características de distintas celdas [10].....	24
Tabla 6. Consumo térmico de ACS mensual para un edificio tipo.	31
Tabla 7. Factores de demanda para cálculo de alimentadores de potencia.	39
Tabla 8. Factores de simultaneidad, según número de viviendas.....	40
Tabla 9. Criterios de Consumo.....	40
Tabla 10. Número de habitantes en viviendas según número de dormitorios.....	40
Tabla 11. Coeficiente de simultaneidad Y en función del número de puntos de consumo NP.....	41
Tabla 12. Resistencia térmicas de superficie en función de orientación del elemento y sentido del flujo de calor.	43
Tabla 13. Transmitancia térmica lineal, según aislación del piso considerado.....	43
Tabla 14. Exigencias para elementos de la envolvente de una vivienda.....	43
Tabla 15. U de ventanas en función en función del ancho del espaciador y del marco.	44
Tabla 16. Clasificación de zonas térmicas de Chile según reglamentación térmica.	47
Tabla 17. Principales especificaciones de las instalaciones residenciales seleccionadas.....	50
Tabla 18. Simbología de flujos en instalaciones residenciales.....	51
Tabla 19. Superficie de los elementos de la envolvente de cada instalación.	53
Tabla 20. Coeficiente global de transferencia de calor para elementos de la envolvente de las instalaciones.	54
Tabla 21. Demanda térmica en calefacción anual para las instalaciones.	54

Tabla 22. Cálculo del consumo de ACS medio diario y energía térmica anual.	55
Tabla 23. Consumo eléctrico mensual y potencia total. Vivienda de 200 [m ²].	55
Tabla 24. Consumo eléctrico mensual y potencia total. Hostal de 400 [m ²].	56
Tabla 25. Consumo eléctrico mensual y potencia total. Casa unifamiliar de 50[m ²] del distrito.	56
Tabla 26. Consumo eléctrico en instalaciones residenciales.	56
Tabla 27. Cálculo de potencia a instalar en instalaciones residenciales.	57
Tabla 28. Demanda horaria térmica en [kWh] de la Vivienda de 200 [m ²] para un día promedio de cada mes del año.	58
Tabla 29. Demanda horaria térmica en [kWh] de Hostal para un día promedio de cada mes del año.	58
Tabla 30. Demanda horaria térmica en [kWh] de distrito de 15 casas para un día promedio de cada mes del año.	59
Tabla 31. Especificaciones técnicas cogenerador Inhouse 5000+.	63
Tabla 32. Especificaciones térmica cogenerador Stirling PCK 80.	64
Tabla 33. Especificaciones técnicas cogenerador a combustión interna YANMAR.	65
Tabla 34. Variables consideradas en estudio económico.	77
Tabla 35. Tarifas BT1 y BT2 destinadas a usuarios residenciales que aplicará Enel Distribución Chile S.A. a los suministros sometidos a regulación de precios a partir de marzo 2018. [7].	77
Tabla 36. Extracto cotización PCK80 Qnergy en Anexo B.	78
Tabla 37. Costos variables para situación sin proyecto en Hostal.	79
Tabla 38. Inversiones para situación sin proyecto en Hostal.	79
Tabla 39. Costos variables para situación con proyecto Stirling CHP en Hostal.	79
Tabla 40. Inversiones para situación con proyecto Stirling CHP en Hostal.	79
Tabla 41. Flujo de caja sin proyecto (M\$/año). Caso de estudio: Distrito.	79
Tabla 42. Flujo de caja situación con proyecto Stirling CHP (M\$/año). Caso de estudio: Distrito.	80

Tabla 43. Flujo de caja marginal del proyecto Stirling CHP. Caso de estudio: Hostal.....	81
Tabla 44. Análisis de sensibilidad del flujo de caja marginal del cogenerador Stirling PCK80 instalado en un Hostal de 400 [m ²]......	81
Tabla 45. Análisis de sensibilidad flujo de caja de cogenerado Stirling PCK80 en aplicación de Distrito de 15 casas de 50[m ²].	82
Tabla 46. Análisis de sensibilidad flujo de caja de cogenerador a combustión interna en aplicación de Vivienda de 200 [m ²]	83
Tabla 47. Análisis de sensibilidad flujo de caja de cogenerador a combustión interna en aplicación de Hostal de 400 [m ²]......	83
Tabla 48. Precio del kWh de energía generada para todas las tecnologías.	84
Tabla 49. Energía primaria anual consumida en cada instalación para distintas tecnologías[kWh/año]......	84
Tabla 50. Emisiones de CO2 emitidas por año en cada instalación para distintas tecnologías [kWh/año]......	85

1. Introducción

La demanda energética en el sector residencial se compone, por una parte, del consumo eléctrico y, por otra, del consumo térmico referente a calefacción (CA) y agua caliente sanitaria (ACS).

La energía eléctrica se genera, típicamente, a partir de centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, solares y eólicas; en instalaciones a gran escala que se conectan al sistema eléctrico nacional (SEN) a lo largo de todo el país para el suministro de los consumidores. Las pérdidas propias de la generación eléctrica a partir de cada fuente energética, sumado a las pérdidas por transporte eléctrico desde las centrales a los consumidores hacen que el suministro eléctrico sea complejo y caro.

La energía térmica, en cambio, se genera localmente mediante termos o calefactores eléctricos; o mediante la quema de combustibles fósiles como leña, gas natural (GN) o gas licuado (GLP). Estos equipos son muy eficientes, sin embargo, generan gases contaminantes dañinos para el medio ambiente. En la zona centro y sur de Chile el consumo térmico en calefacción a nivel residencial proviene en un 81% de la leña que es la más contaminante y tan solo en un 9% del gas natural que es la más limpia [1].

La generación eléctrica convencional y su complemento térmico para CA y ACS desarrollan una baja eficiencia sumada a una alta tasa de contaminación.

La cogeneración o Combined Heat and Power (CHP) en inglés se define como la producción simultánea de calor y electricidad a partir de una única fuente energética, aumentando la eficiencia a la vez que reduce las emisiones de gases de combustión. Las ganancias en eficiencia superan el 30% y las reducciones de combustibles pueden llegar al 50% [2].

CHP es una tecnología ampliamente utilizada en países desarrollados. Actualmente en Chile se utiliza en grandes industrias con cerca de 800 MW eléctricos de cogeneración instalados y un potencial de unos 1.500 MW en el mercado energético local, siendo la inversión inicial la principal limitante al momento de adquirir este tipo de tecnología. Los costos para cogenerar van desde los US\$2 a US\$5 millones por MW instalado, mientras que los períodos de retorno están entre cuatro y siete años [2].

El presente trabajo evalúa la incorporación de tres tecnologías de micro-cogeneración a nivel de ingeniería de perfil, basado en las especificaciones de la ley de generación distribuida para distintas configuraciones de edificación; tal que se obtengan modelos replicables y técnico-económicamente factibles de operar en la zona centro-sur y sur de Chile.

La ley 20.571 permite a un ciudadano o empresa generar energía a partir de fuentes ERNC o instalaciones de Cogeneración eficientes para autoconsumo o venta a la red eléctrica. De esta manera la energía que se produce fuera de los horarios de consumo habitual puede ser inyectada al SEN a cambio de una compensación monetaria en la cuenta eléctrica [3].

En este trabajo el combustible con el cual cogenerar es el gas natural, por ser el combustible fósil más limpio que existe; reduce en un 50% las emisiones en comparación al carbón y en un 25% respecto al petróleo.

Las tecnologías a evaluar corresponden a las más adecuadas para micro-cogeneración: generador a combustión interna, generador Stirling y celdas combustibles.

Con esto se busca realizar una solución económicamente factible, amigable con el medio ambiente y eficiente para suplir la demanda energética de viviendas y del comercio en Chile.

1.1. Objetivos

El objetivo general del proyecto es evaluar técnica y económicamente la implementación de tecnologías de cogeneración en sectores residenciales comparando tres distintos tipos de tecnologías: celdas de combustibles, CHP motor Stirling y CHP motor a gas.

En consecuencia, los objetivos específicos son:

- I. Realizar un estudio bibliográfico de la cogeneración a pequeña escala y revisar el estado del arte de las tecnologías que la utilizan.
- II. Establecer configuraciones de diseño para su implementación, es decir la definición de pequeños consumidores tipo para el proyecto y el perfil de consumo energético requerido para cada uno de estos casos.
- III. Diseñar instalaciones a nivel de perfil para la implementación de las tecnologías.
- IV. Efectuar la evaluación técnico-económica de los proyectos seleccionados.

2. Antecedentes

2.1. Consumo Energético en el sector residencial en Chile

En Chile el mayor consumo energético de un hogar corresponde a la CA, seguido por el ACS y luego el consumo eléctrico. Es más, mientras más al sur de Chile, mayor es el consumo en calefacción debido al aumento en la proporción de las bajas temperaturas durante la mayor parte del año (ver Figura 1).

En Calefacción el 47% de la energía proviene de la leña, seguido por un 21% a partir del GLP y un 18% a partir de calefactores eléctricos (ver Figura 2). La principal razón es que la leña es económica, de fácil acceso y está arraigada en la cultura chilena. Sin embargo, la combustión de la leña es altamente contaminante por sus emisiones de gases nocivos para la salud y por sus emisiones de material particulado (MP). Es responsable del 90% de las emisiones de PM 2,5 a nivel nacional.

Se según el ministerio de energía [1], el consumo promedio de leña por hogar se estima en unos 6,8 m³/año que, traducido a unidades energéticas, genera cerca de 12.000 kWh/año. En las regiones más frías, donde aumenta su uso, se puede llegar a consumir hasta 17,5 m³/año o unos 29.000 kWh/año.

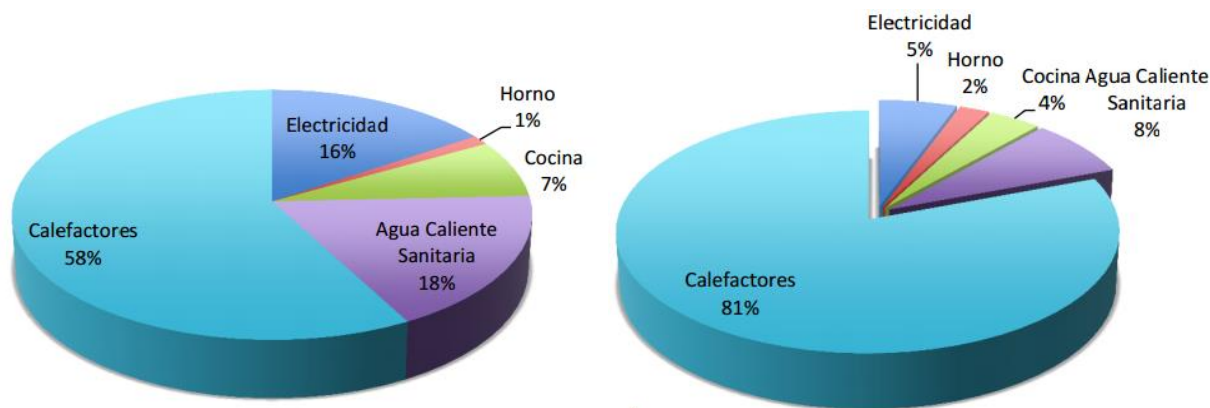


Figura 1. Distribución de la energía consumida en un hogar de la Zona Central (izquierda) y Zona Sur (derecha).

Fuente: Ministerio del medio ambiente. Estrategia 2014-2018. Futuro de la Calefacción en Chile: Opciones y Consecuencias. 2015.

Con los antecedentes expuestos se demuestra que es pertinente reemplazar el consumo de leña, como fuente principal de calefacción, con el fin de reducir la contaminación intra domiciliar. Así también el gran uso de la energía en calefacción, para las zonas centro y sur del país, hace atractiva la búsqueda de tecnologías eficientes que reduzcan el consumo de combustible y generen así ahorros monetarios.

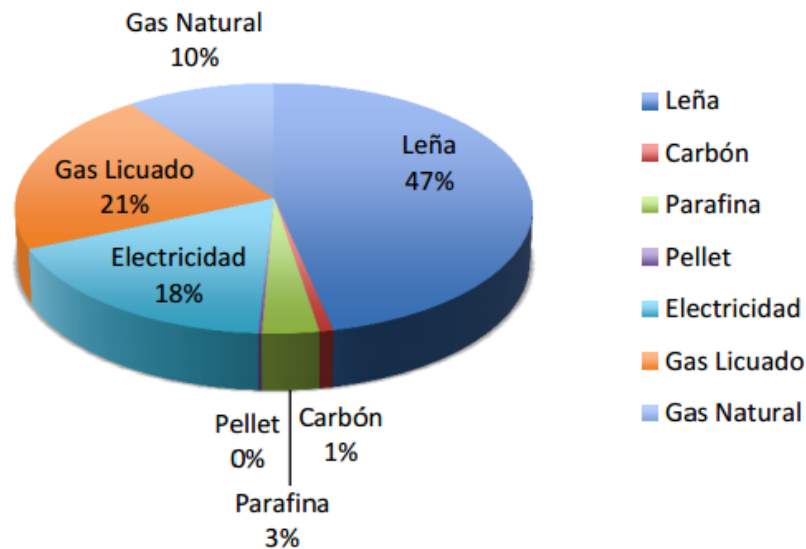


Figura 2. Matriz energética nacional para calefacción en hogares.
 Fuente: Ministerio del medio ambiente. Estrategia 2014-2018. Futuro de la Calefacción en Chile: Opciones y Consecuencias. 2015.

La energía eléctrica consumida proviene del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuya capacidad instalada es de 24.000 [MW] generada por centrales eléctricas provenientes de distintas fuentes de energía a lo largo del país, ver Figura 3.

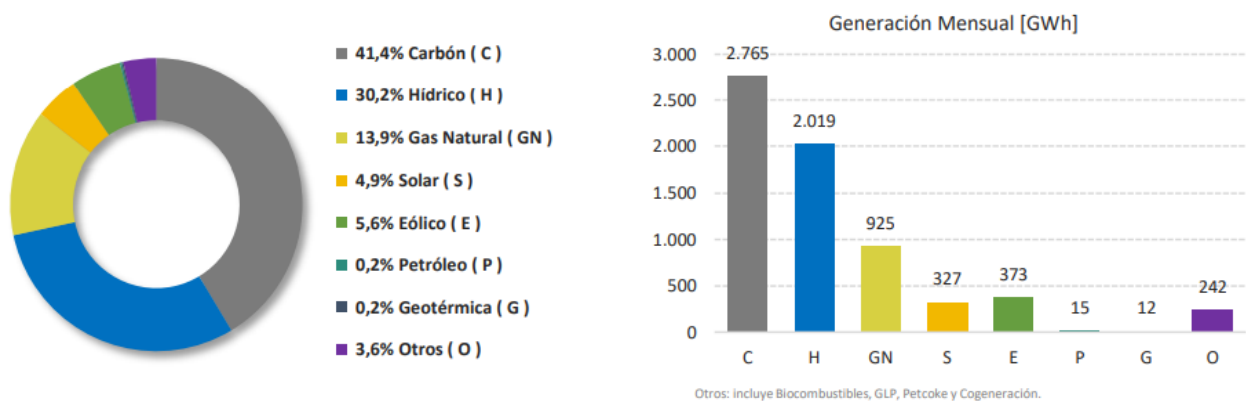


Figura 3. Energía generada en el SEN durante julio del 2018.
 Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional. Reporte Energético. Agosto 2018.

2.2. El Gas Natural como alternativa para calefacción

El GN es el combustible de origen fósil más limpio que existe al combustionar y el de mayor poder calorífico. Su composición es en base a hidrocarburos gaseosos, es inodoro, incoloro, no tóxico, ni corrosivo. En la Tabla 1 se presentan sus principales propiedades.

Tabla 1. Propiedades del Gas Natural.

Composición típica	95% de CH ₄ y 5% de otros gases, entre ellos C ₂ H ₆ , N ₂ , C ₃ H ₈ , CO ₂ , C ₄ H ₁₀ y C ₅ H ₁₂
Densidad relativa ¹	0,598
Densidad absoluta	0,773 kg/Nm ³
Poder Calorífico Superior (PCS)	11,86 kWh/Nm ³
Poder Calorífico Inferior (PCI)	10,15 kWh/Nm ³
Cualidades físicas	Inodoro, incoloro, no tóxico, no corrosivo

El alto poder calorífico del GN permite disminuir su uso manteniendo al mismo nivel la energía requerida. Sumado a esto la combustión del GN genera emisiones de dióxido de carbono o CO₂ entre un 40 y 50% inferiores que las del carbón y entre 25 y 30% inferiores que la del petróleo. En la Figura 4 se muestran las emisiones de CO₂ de los distintos tipos de combustibles fósil por kWh generado.

Además del CO₂, la combustión emite óxidos de nitrógeno NO_x, óxidos de azufre SO_x, monóxido de carbono CO y otros compuestos orgánicos volátiles no metálicos (COVNM) en distintas proporciones dependiendo del combustible y de la calidad de la combustión. Estos gases son altamente contaminantes y aun cuando se emitan en una proporción menor a la del CO₂ (ver Tabla 2), generan un gran daño al ambiente.

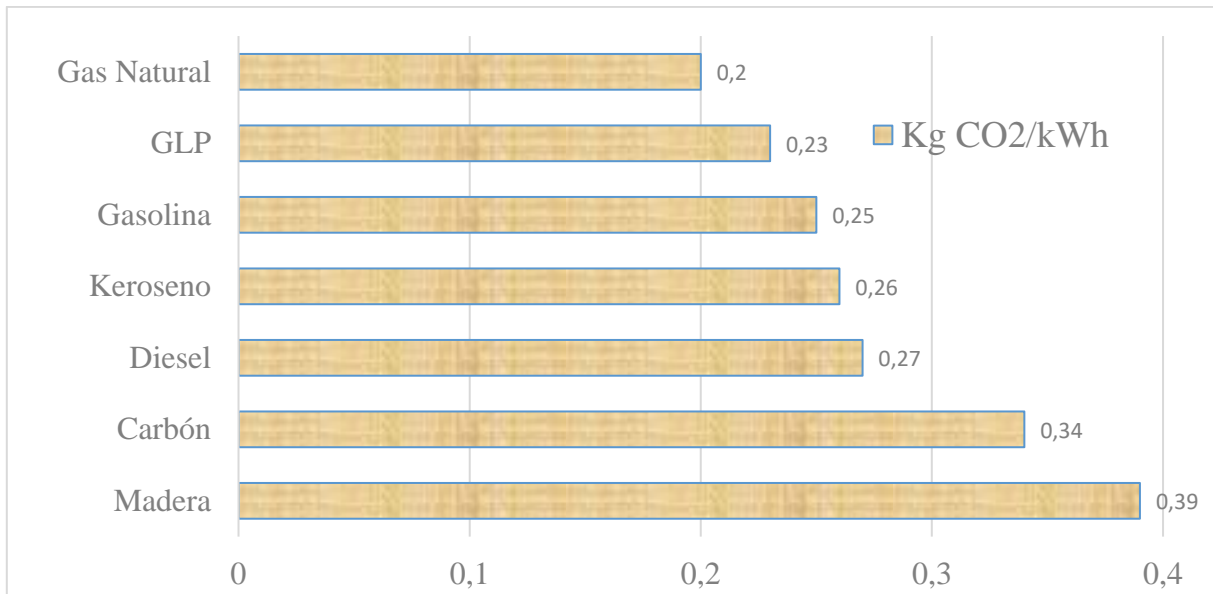


Figura 4. Emisiones de dióxido de carbono de varios combustibles por kWh generado.

Fuente: [5].

¹ Densidad del aire (1 atm, 0°C) 1,293 kg/ Nm³, donde Nm³ son metros cúbicos normales.

Tabla 2. Factores de emisión por combustible y gas para sector residencial [kg de gas de efecto invernadero por TJ de cada gas).

Fuente: IPCC 1996 [4].

Factores de emisión [kg/TJ de cada gas]	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVNM
Gas Natural	5	0,1	50	50	5
Gas Licuado	10	0,6	100	20	5
Carbón	300	1,4	100	2.000	200
Leña	300	4,0	100	5.000	600

Otros residuos importantes de la combustión son los residuos sólidos (polvo, cenizas, hollín, partículas metálicas, cemento, entre otras) que quedan suspendidos en el aire en tamaños del orden de los micrómetros formando el llamado material particulado (MP). El MP se clasifica según su tamaño si es de 2,5 µm (MP 2,5) o de 10 µm (MP 10), siendo el MP 2,5 el más dañino para la salud.

En la Figura 5 se aprecia la diferencia entre las emisiones de partículas finas MP 2,5 en artefactos de calefacción a gas natural frente a otras alternativas.

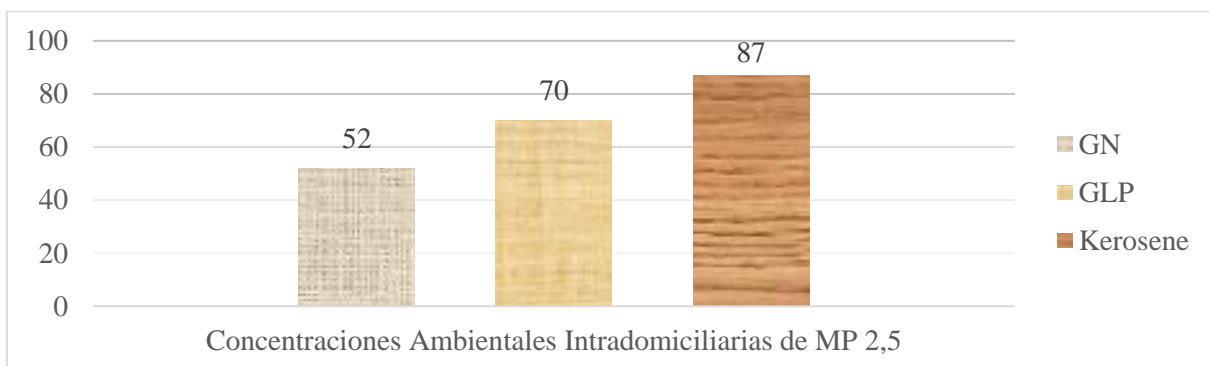


Figura 5. Material particulado fino intra domiciliario MP 2,5 para gas natural, gas licuado y Kerosene.

Fuente: Tabla 5, p 16 Informe Centro Mario Molina, Estimación del Impacto de Fuentes de Combustión en la calidad del aire dentro de los hogares de la Región Metropolitana de Santiago de Chile. 2009.

En la actualidad existen dos proyectos terminales de regasificación de gas natural licuado (GNL) en Chile que permiten un suministro confiable y seguro de GN. GNL Quintero, con una capacidad productiva de 15 millones de [m³/día] y GNL Mejillones con capacidad de producción de 5,5 millones de [m³/día]. Ambos funcionan en conjunto con el GN que se extrae del extremo sur de Chile [6].

A nivel internacional la utilización de GNL proyecta un fuerte crecimiento tomando en cuenta la preocupación mundial por el desarrollo de energías eficientes y limpias.

Dicho lo anterior, utilizar el gas natural como combustible primario implica una oportunidad de desarrollo seguro, confiable, eficiente y amigable con el medio ambiente.

2.3. Eficiencia Energética y Cogeneración

El uso eficiente de la energía permite reducir su consumo energético sin afectar la calidad y el acceso de los bienes y servicios que genera. Como consecuencia, se logra una reducción en los costos de energía, disminuye el consumo de recursos naturales y se reducen las emisiones de gases contaminantes.

Usualmente dicha reducción en el consumo de energía se asocia a un cambio tecnológico, ya sea por la creación de nuevas tecnologías que incrementen el rendimiento de los artefactos o por nuevos diseños de máquinas, las que pueden disminuir las pérdidas por calor. No obstante, la reducción en el consumo energético también puede estar vinculada a una mejor gestión y/o a cambios en los hábitos de esta.

Dentro de los mecanismos para generar eficiencia energética está la Cogeneración, o generación simultánea de energía eléctrica y térmica a partir de un único proceso de consumo energético primario. Este proceso se logra al utilizar la energía residual térmica como coproducto de la generación de potencia alcanzando niveles de eficiencia más altos que los de la generación de electricidad y calor convencional. Un diagrama de este proceso se presenta en la Figura 6 donde, la energía residual típicamente se traspa mediante intercambiadores de calor a un flujo de agua para generar agua caliente o vapor que permite calefaccionar o refrigerar una edificación.

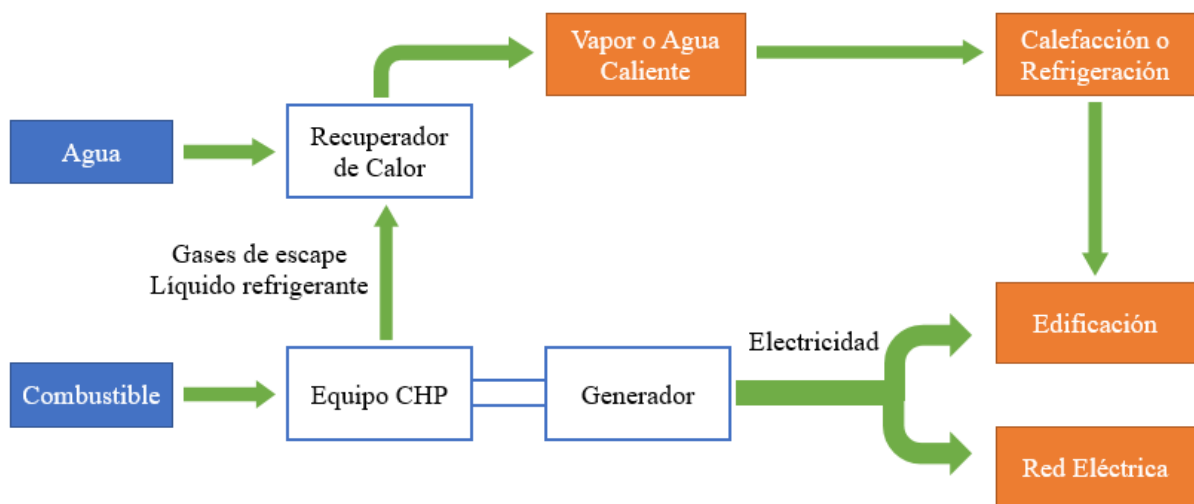


Figura 6 Esquema de la Cogeneración en un generador a combustión.
Fuente: elaboración propia

2.4. Cogeneración y Generación Distribuida

Si bien en cogeneración se genera energía térmica y eléctrica simultánea, su consumo no necesariamente lo es. Bajo esta problemática, hay periodos de demanda en los que pueden sobrar o faltar alguno de los dos tipos de energía.

Una solución es generar energía de tal manera de satisfacer la demanda térmica en todo instante mientras que la energía eléctrica se utiliza de manera complementaria con el sistema de distribución eléctrica convencional. Vale decir en periodos de sobre demanda eléctrica se procede a sustraer electricidad desde la red, mientras que en periodos de baja demanda eléctrica se procede a inyectar los excedentes a la red.

Este concepto se conoce como generación distribuida. La ley que lo rige en Chile (ley 20.571) la explica así: “Usuarios finales que dispongan de medios ERNC o cogeneración eficiente para auto abastecerse, tienen derecho a inyectar excedentes de energía a la red de distribución y que se les remunere dicha inyección. La capacidad instalada por el cliente no puede superar los 100 kW” [3].

Un diagrama explicativo de los equipos que debe tener el cliente como aportador y consumidor al producir energía eléctrica in-situ se muestra en la Figura 7.

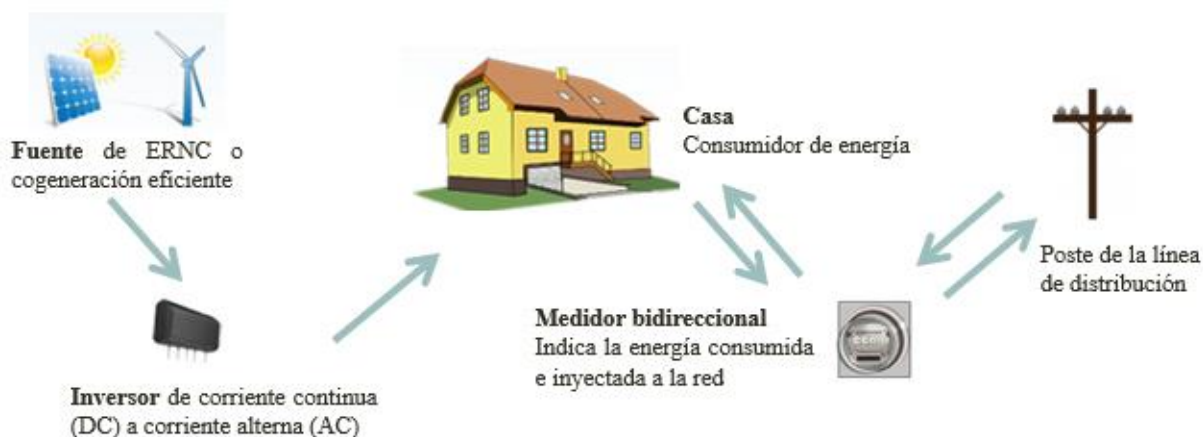


Figura 7. Generación distribuida. Equipos y conexión de pequeños consumidores a la red de distribución.

Fuente: Sunkalp. 2014. Green Signal for Net Metering in Delhi [en línea] Kanica Khanna. <http://blog.sunkalp.com/net-metering-delhi/> [consulta: 13 junio 2018].

La energía inyectada a la red desde los hogares se valoriza al precio nudo, es decir, el precio base al cual las empresas distribuidoras venden a sus clientes regulados sin considerar costos por servicio. Por otro lado, el precio de compra que pagan los usuarios es mayor a la de inyección y se regula por el tipo de tarifa contratada. Sumado a lo anterior, es necesario realizar una inversión inicial en equipos de generación, medidores eléctricos bidireccionales y en los honorarios de un técnico que instale el sistema. Las tarifas eléctricas se dividen de acuerdo con la demanda y potencia instalada, como muestra la Tabla 3.

De esta manera se logra una flexibilidad entre la generación y el consumo eléctrico sin necesidad de almacenamiento energético externo.

Tabla 3. Tarifas eléctricas de baja tensión (BT) en Chile con conexión inferior a 400V.
Fuente: [7].

Tarifa	Descripción
BT1	: Medición de energía cuya potencia conectada es inferior o igual a 10 kW (residencial).
BT2	: Medición de energía y contratación de potencia (comercial y alumbrado público).
BT3	: Medición de energía y a medición de demanda máxima.
BT4	: Medición de energía y alguna de las siguientes modalidades:
BT4.1	: Contratación de demanda máxima de potencia en horas punta y de demanda máxima de potencia.
BT4.2	: Medición de demanda máxima de potencia en horas punta y contratación de la demanda máxima de potencia.
BT4.3	: Medición de demanda máxima de potencia en hora punta y de demanda máxima de potencia suministrada.

2.5. Caracterización de los Equipos de Cogeneración

La generación térmica y eléctrica de los equipos CHP se caracteriza con sus respectivas eficiencias según sea el modelo y tecnología desarrollada [8].

Eficiencia eléctrica: relación entre la energía eléctrica generada y la cantidad de combustible utilizada para ello.

Eficiencia térmica: relación entre la energía térmica generada y la cantidad de combustible utilizada para ello.

Heat Rate (HR): combustible consumido por kWh eléctrico generado.

Eficiencia global: relación entre la suma de la energía eléctrica generada más el calor recuperado y el combustible consumido en ello.

En comparación con la generación separada de calor y electricidad, las tecnologías CHP aumentan el rendimiento del equipo en alrededor de un 30% y reducen el consumo de combustible en más del 50% (ver Figura 8) logrando eficiencias globales cercanas al 90%. Dado el aprovechamiento de la energía residual térmica presente en el líquido de refrigeración y en los gases de escape es que el rendimiento, por lo general, se calcula con el PCS del combustible.

Otra herramienta utilizada para caracterizar un equipo es la razón entre electricidad y calor generado o power to heat rate (PHR) que indica la proporción de energía eléctrica generada por unidad de energía térmica en un sistema de cogeneración.

$$PHR = \frac{P_e [kW_e]}{P_t [kW_t]} \quad (\text{ec. 2.1})$$

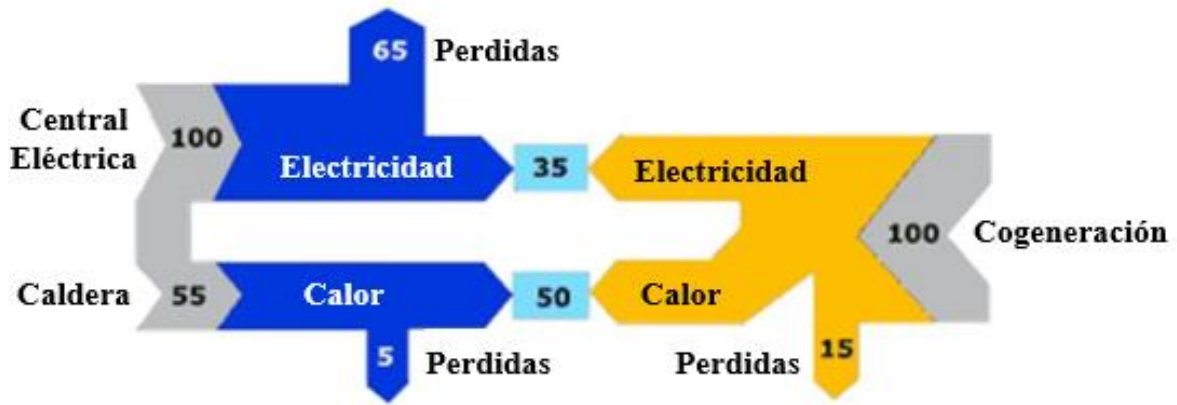


Figura 8. Diagrama Sankey de la generación eléctrica-térmica tradicional vs cogeneración².

Fuente: PowerGen, S.A. Tecnologías y Sistemas de Cogeneración. [en línea]

http://www.powergensa.com/servicios_01.html.

La tecnología CHP favorece la generación local pues se desarrolla con equipos versátiles, compactos, pueden utilizar distintos combustibles, son amigables con el medio ambiente, se adaptan a la demanda térmica y eléctrica, promueven la generación eléctrica distribuida eliminando las pérdidas por transmisión en la red, dan seguridad y robustez al abastecimiento energético y aumentan la competitividad del mercado al reducir los costos de producción.

Sus aplicaciones abarcan los sectores industrial, comercial y residencial; siempre y cuando exista una demanda simultánea eléctrica y térmica. En la Figura 9 se ilustra una aplicación residencial de cogeneración para cubrir las necesidades de iluminación, dispositivos eléctricos y suministro de ACS en una casa.

Como se menciona en el capítulo 2.4, una de las desventajas en los equipos de cogeneración es la no simultaneidad de las demandas. Para solucionar esto el cogenerador se puede dimensionar con distintas configuraciones a través de un sistema híbrido, tal como se muestra a continuación:

- Dimensionamiento y operación según consumo térmico con períodos de exceso o déficit de energía eléctrica. El exceso eléctrico se puede inyectar a la red de distribución (generación distribuida) o almacenar en baterías. El déficit se satisface al consumir energía eléctrica desde la red.
- Dimensionamiento y operación según consumo eléctrico con períodos de exceso o déficit de energía térmica. El exceso se disipa con un radiador hacia el exterior. El déficit se suple con una caldera auxiliar.

² En el ejemplo el sistema de generación eléctrica y térmica por separado producen 35 y 50 kW respectivamente a partir de 155 kW de energía química proveniente del combustible, mientras que en el sistema CHP solo se requieren 100 kW de combustible para igual demanda. Esta reducción en combustible es producto de la eficiencia global en el sistema CHP.

- Dimensionamiento según la disponibilidad del cogenerador. Se satisface parte de la demanda térmica y eléctrica tal que maximice las horas anuales de operación. Es necesario estar conectado a la red (generación distribuida) y poseer una caldera auxiliar para completar la demanda energética faltante.

En las tres configuraciones se puede añadir un sistema de almacenamiento térmico para almacenar energía en períodos de baja demanda térmica y alta generación.

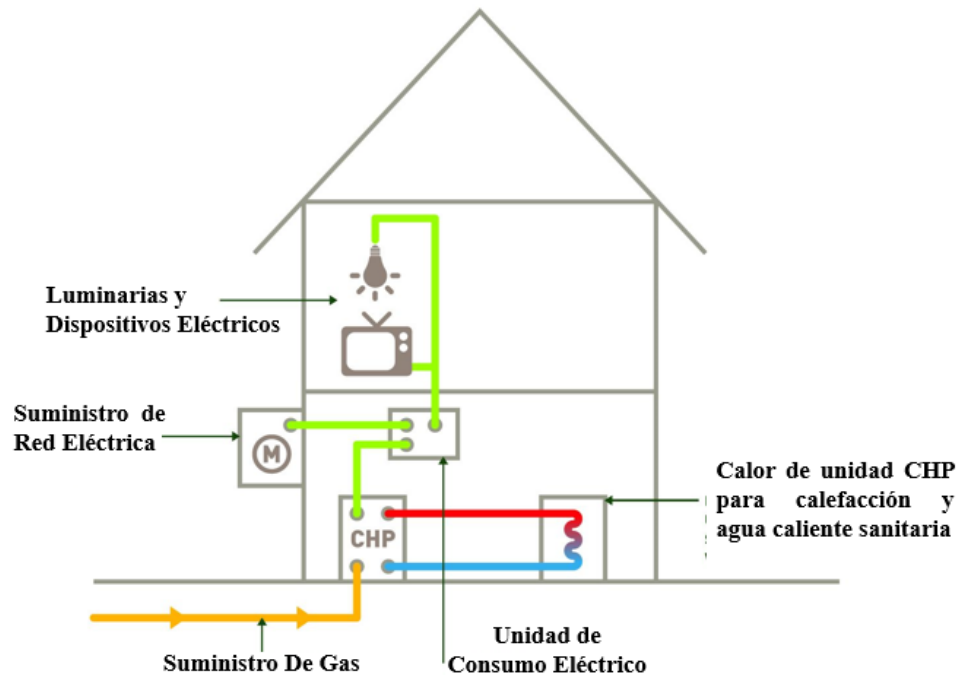


Figura 9. Equipo de cogeneración que alimenta con electricidad, agua caliente y calefacción a un edificio.

Fuente: AJ Energy Consultants Limited. Combined Heat and Power. [en línea] <https://www.ajenergy.com/guide-to-renewables/combined-heat-and-power/>.

2.6. Tecnologías para Sistemas de Cogeneración

En el esquema de la Figura 10 se muestra un resumen de las principales componentes de un sistema de cogeneración.

El proceso comienza con la fuente de energía primaria, en este caso GN. Dependiendo del tipo de cogenerador, el GN combustiona aire u oxígeno para generar electricidad como es el caso de las turbinas a vapor, a gas, de ciclo combinado, microturbinas, motores a combustión interna y motores Stirling; o bien, se le aplica un reformado para sintetizar hidrógeno y luego generar electricidad mediante una reacción de óxido-reducción en las celdas de combustibles.

En este proceso parte de la energía química del combustible no es capaz de convertirse en energía eléctrica, sino en térmica. La cogeneración ocurre cuando el sistema es capaz de

recuperar la energía térmica residual y utilizarla en otra aplicación. La recuperación de calor se realiza al sustraer el calor almacenado en el líquido de refrigeración y en los gases de escape mediante intercambiadores de calor

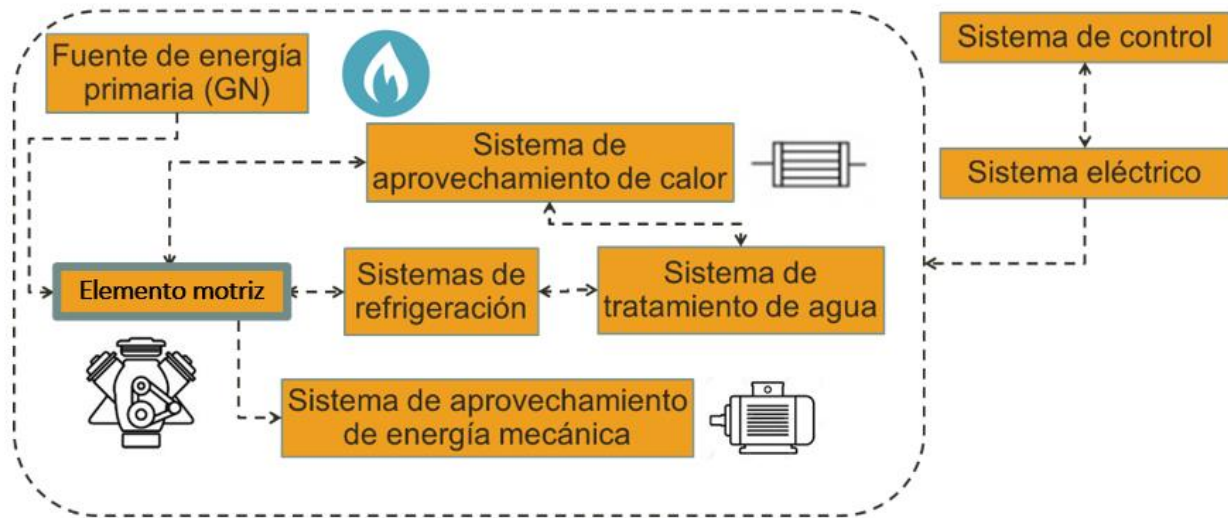


Figura 10. Componentes de un sistema a cogeneración.
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 11, Figura 14 y Figura 16 se comparan las tecnologías de cogeneración en cuanto a eficiencias, PHR y capacidades; así como sus características en comparación con sistemas de generación térmica y eléctrica por separado (SHP).

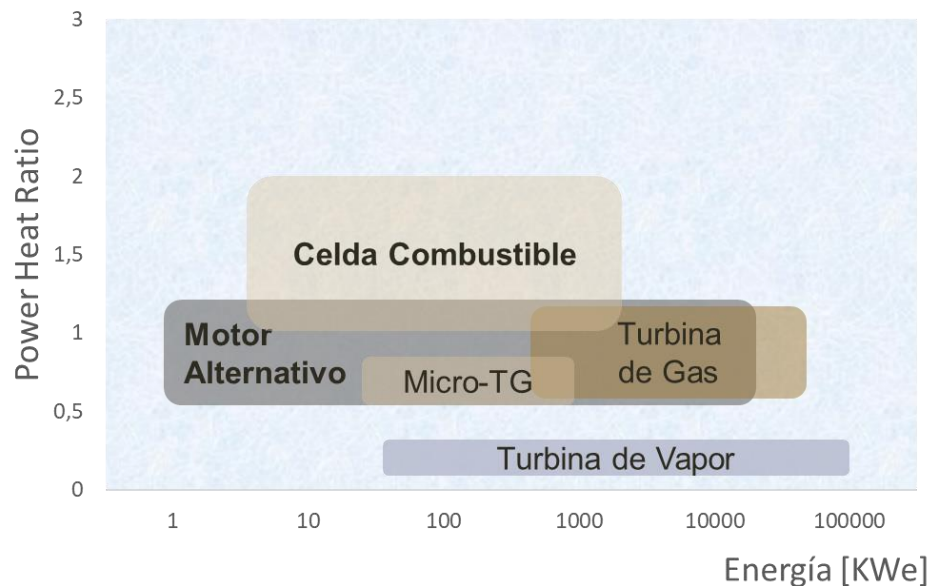


Figura 11. Relación entre potencia eléctrica y térmica generada (PHR) según rango de trabajo para cada tipo de tecnología CHP en función de su rango de operación.
Fuente: [9].

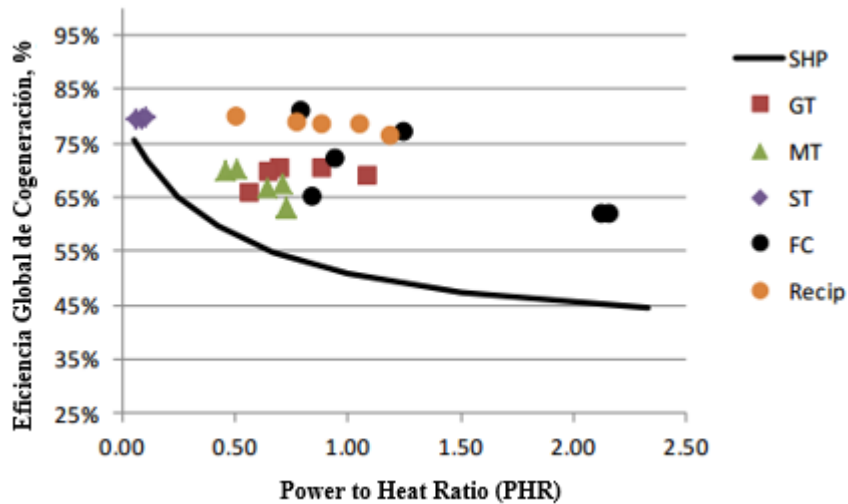


Figura 12. Eficiencia global para una muestra de 5 máquinas de cada tipo de tecnología CHP en función de su PHR. Siendo: GT (turbina a gas), MT (Microturbina), ST (Turbina a vapor), FC (Celda de combustible), Recip (motor reciprocante), SHP (producción de calor y electricidad separada)³.

Fuente: [10].

En la Figura 11 y Figura 13 se observa que las tecnologías que califican para micro-cogeneración de potencia menor a 100 kW son los generadores reciprocantes (a combustión interna y Stirling), las celdas combustibles y las microturbinas a gas en su rango inferior. Esta es la razón por la cual se escoge comparar cogeneradores a combustión interna, a generador Stirling y a celda de combustible para este trabajo. En la Figura 12 se observa que sea cual sea la configuración o tecnología, siempre se obtiene una mejor eficiencia global utilizando cogeneración por sobre la producción de calor y electricidad separada convencional.

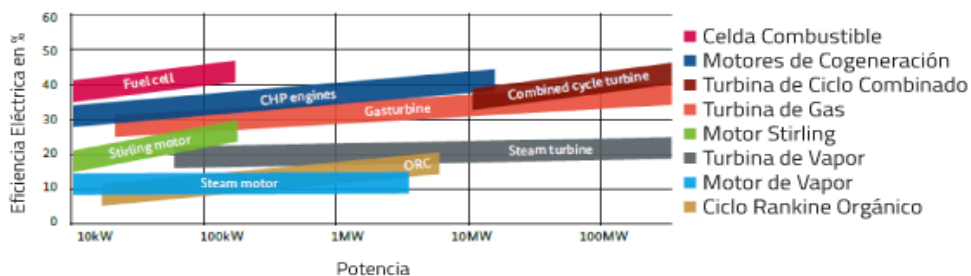


Figura 13. Capacidad y eficiencia eléctrica de tecnologías de cogeneración industrial.

Fuente: [9].

Todos estos equipos operan a altas temperaturas y por tanto requieren de un sistema de refrigeración. Sin el sistema de refrigeración las componentes pueden cambiar sus propiedades mecánicas y reducir su vida útil. Los líquidos de refrigeración típicos son el agua desmineralizada

³ SHP considera un 35,7% de rendimiento eléctrico y un 80% de rendimiento térmico.

o el etilenglicol, que tiene la capacidad de regular la temperatura para mantenerla en un rango seguro. Adicionalmente, se incorporan aditivos anticorrosivos para proteger a los diferentes metales de la oxidación, mantenerlos limpios y en óptimas condiciones de funcionamiento.

El sistema de refrigeración absorbe parte de la energía térmica generada en la combustión del motor, esta es la primera oportunidad de aprovechamiento de calor residual en sistemas de cogeneración. Para hacerlo, es necesario transmitir el calor absorbido por el líquido refrigerante mediante un intercambiador de calor a otro fluido para su utilización.

Por otro lado, en las tecnologías a base de combustión, los gases emitidos como producto de combustión se componen principalmente de dióxido de carbono (CO_2) y almacenan el resto del calor residual que no se puede transformar en energía mecánica o eléctrica. La recuperación de energía térmica se hace desde los gases de escape y líquido de refrigeración mediante intercambiadores de calor acoplados.

Dependiendo del tipo de tecnología, la energía térmica se transforma de una u otra forma en energía eléctrica. En motores reciprocantes como los de combustión interna o Stirling la transformación se lleva a cabo mediante un eje de cigüeñales que rota por la coordinación de una o varias combustiones en distintas cámaras de combustión para la posterior transmisión del torque hacia el generador eléctrico. En las turbinas a gas son los gases de combustión a alta presión los que hacen mover al rotor conectado mediante un eje al generador. En turbinas a vapor, el calor liberado de la combustión se utiliza para generar vapor de agua a presión en una caldera y este vapor es el que genera la rotación del rotor. En celdas combustibles, la energía química del combustible genera electricidad de manera inmediata mediante una reacción de óxido-reducción.

Todos los componentes del sistema son activados por un sistema eléctrico y un mecanismo de control a través de sensores y actuadores. También es necesario tener un sistema de seguridad para el gas mediante un filtro, una válvula de doble solenoide, un presostato y una válvula de bola activada térmicamente para el corte de gas. En cuanto al arranque de los módulos, usualmente se usa un sistema de baterías independiente.

2.6.1. Generadores Impulsados por Motor Reciprocante de Combustión Interna

Su funcionamiento se basa en la conversión de la energía química contenida en el combustible a energía térmica y eléctrica. Los componentes básicos son una bujía unida a una cámara de combustión cuyo interior almacena a un pistón unido a un cigüeñal que transmite potencia y torque al generador. Los motores poseen múltiples cámaras de combustión que generan esfuerzos sincronizados sobre varios pistones unidos a un cigüeñal común. El movimiento del pistón se debe a que en la cámara de combustión se almacena una premezcla de aire-combustible que combustiona al estar sometida a presión y gracias a una bujía que inicia la reacción.

Estos motores trabajan de acuerdo con el ciclo Otto (ver Figura 14 y Figura 15) en cuatro etapas descritas a continuación:

- I. **Admisión de la mezcla:** mediante válvulas de admisión se introduce la mezcla aire-combustible en la cámara de combustión.
- II. **Compresión:** La mezcla es comprimida por el pistón elevando su presión y temperatura hasta que este llega al punto muerto superior (PMS). Allí ocurre la ignición de la mezcla.
- III. **Combustión y expansión de los productos:** Debido a la combustión aumenta abruptamente la temperatura y presión, acelerando al pistón y transmitiéndole energía.
- IV. **Escape de gases:** los gases de combustión se evacuan de la cámara mediante válvulas de extracción.

La eficiencia para estos motores es de alrededor de un 27%, mientras que cerca del 70% de la energía química se libera en forma de calor mediante el sistema de refrigeración y como calor sensible en los gases de combustión, haciendo que esta tecnología sea idónea para cogenerar.

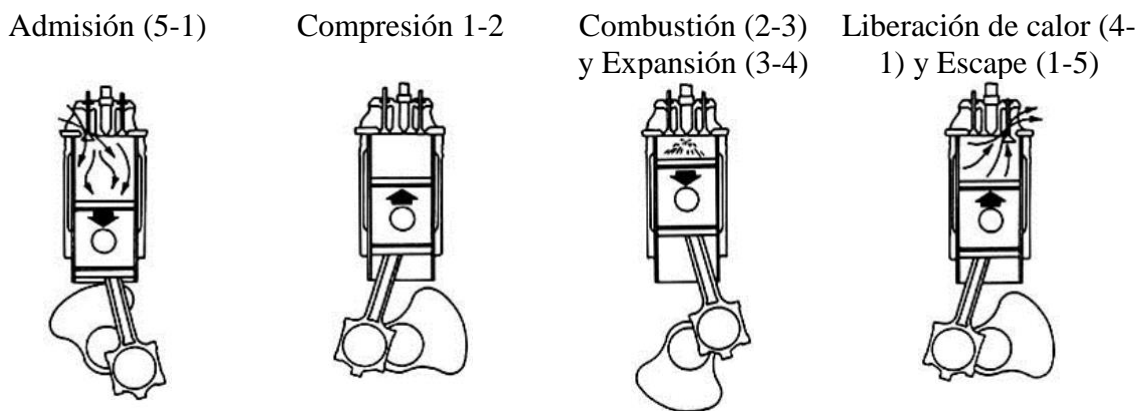


Figura 14. Etapas de un motor a combustión interna de 4 tiempos.

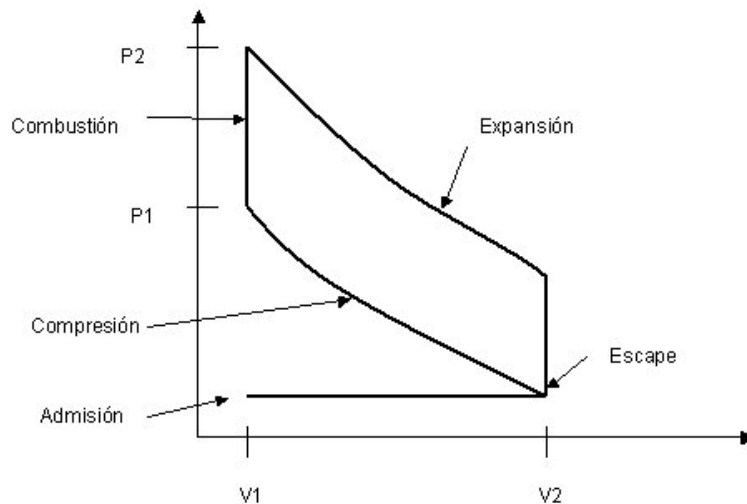


Figura 15. Ciclo Otto teórico con dos transformaciones adiabáticas y dos transferencias de calor a volumen constante.

Su rango de potencias varía entre 1 y 18 MW, su disponibilidad supera el 95% y posee un encendido rápido pues los requerimientos energéticos que necesita son mínimos [10].

Estos equipos están sometidos a continuos esfuerzos y movimientos rotativos por lo que es necesario disponer de un sistema de lubricación con aceite. La bomba de aceite se acciona con el mismo torque del cigüeñal. La presión se regula mediante una válvula a la salida de la bomba y un filtro es requerido para mantener al aceite en buenas condiciones operativas [11].

El gas combustible es suministrado a las cámaras de combustión a través de un manifold controlado por una válvula de presión unida a los cilindros, que permite controlar el flujo de gas requerido y su presión. Por otro lado, el aire también se comprime para ajustar la presión a la del gas combustible y así controlar la mezcla aire-combustible de manera óptima. Un turbocompresor accionado por los mismos gases de escape se encarga de elevar la presión del aire entrante [10].

En la Figura 16 se presenta un despiece de un motor a combustión interna con sus principales elementos.

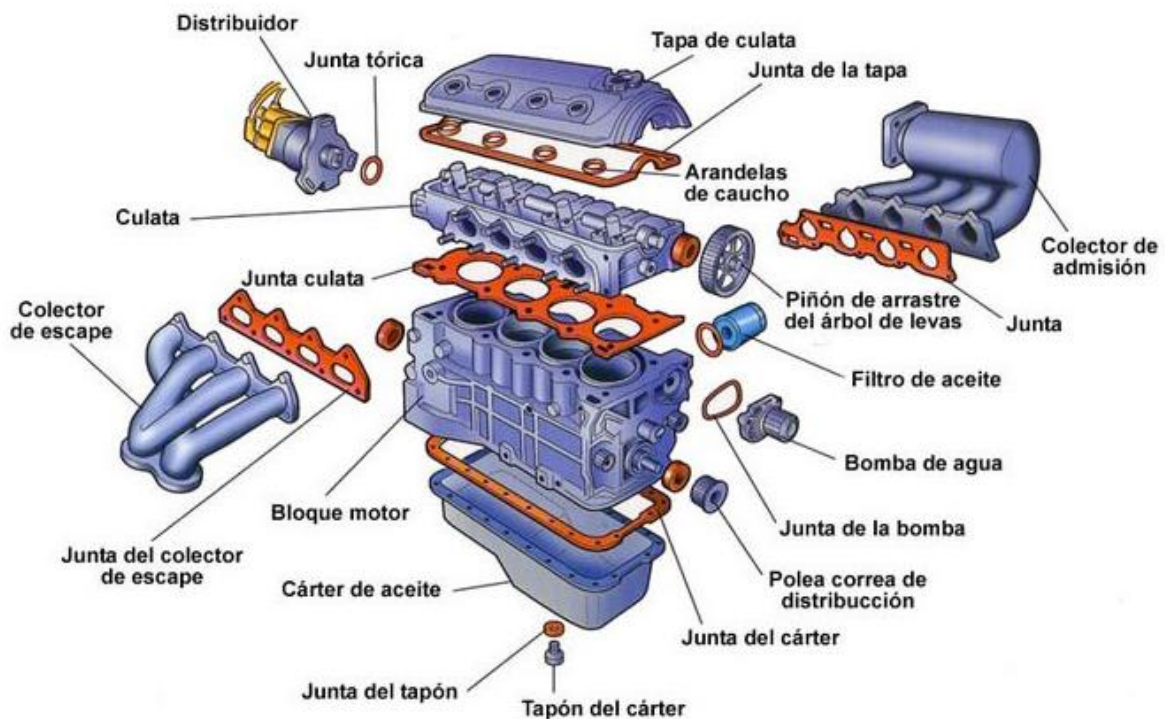


Figura 16. Despiece de un motor a combustión interna de 4 cilindros en línea.

Fuente: www.aficionadosalamecanica.com.

2.6.2. Generador Impulsado por Motor Stirling

El motor Stirling es un motor reciprocante que trabaja de acuerdo con el ciclo de Otto al igual que el motor a combustión interna. Se diferencia en que utiliza una fuente de calor externa que calienta un fluido contenido en un cilindro cerrado. La transmisión de calor se desarrolla de manera casi adiabática, por lo que el rendimiento se asemeja al teórico del ciclo de Carnot.

El interior del motor se divide en una sección con gas frío y otra con gas caliente que pasan por el ciclo de Otto cíclicamente debido a las diferencias de presión que se van generando en ambas secciones (fría y caliente). El rendimiento teórico del ciclo de Otto se obtiene a partir de las temperaturas de ambas secciones.

$$\eta = \frac{T_{caliente} - T_{fría}}{T_{caliente}} \quad (\text{ec. 2.2})$$

Que el ciclo sea cerrado le da la ventaja de poder trabajar con fluidos de trabajo distintos al aire, como el Hidrógeno o el Helio. El Hidrógeno es el fluido con las mejores propiedades termodinámicas, pero tiene la desventaja de ser altamente inflamable y peligroso. Por tanto, es el Helio el que comúnmente se usa al ser un gas inerte, tener buenas propiedades térmicas y aerodinámicas [12].

Los principales componentes son un regenerador y dos cilindros que contienen dos pistones y un gas en su interior. El regenerador divide al motor en dos zonas, la caliente y la fría. Es un medio poroso, capaz de absorber o ceder calor con baja conductividad térmica. El fluido de trabajo está encerrado en el motor y los pistones lo desplazan de la zona caliente a la fría y viceversa dependiendo de la etapa del ciclo a través del regenerador.

El ciclo de Otto del motor Stirling parte con un calentamiento isocórico, luego sigue una expansión isotérmica, un enfriamiento isocórico y por último una compresión isotérmica.

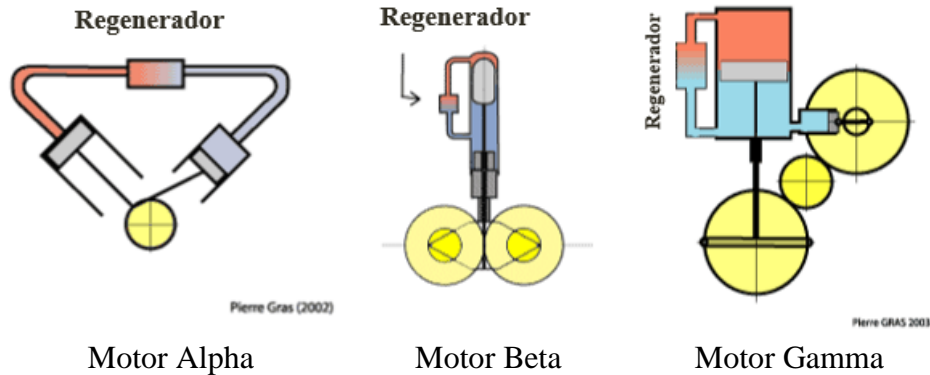
El regenerador es capaz de proveer el calor necesario en el calentamiento y recuperarlo en el enfriamiento. Esto no es del todo posible, por lo que se le asigna un rendimiento.

El torque que se transmite al cigüeñal proviene de un pistón impulsado por el fluido caliente que disipa calor en la sección fría, a la vez que se desplaza hacia esta gracias al otro pistón.

Dado que la combustión es externa, el combustible se quema de manera continua y homogénea. Por tanto, la reacción y con esto las emisiones son más fáciles de controlar que en el motor de combustión interna donde la quema de combustible es cíclica e intermitente.

Existen distintos modelos de motores Stirling, en todos ellos el principio de funcionamiento es el mismo; pero con distinta configuración. En la Figura 17 se presentan tres modelos básicos.

Estos modelos accionan un eje cigüeñal hacia el generador. Este principio genera limitaciones en la vida útil de las componentes aumentando los intervalos de mantención en el equipo. Actualmente uno de los modelos más utilizados es una variación del motor Beta en el que el pistón de trabajo se encuentra “libre” y oscila dentro de un alternador lineal generando corriente eléctrica in situ. Este es el motor Stirling de pistón libre que se aprecia en la Figura 18.



Pierre Gras (2002)

Pierre GRAS 2003

Figura 17. Tipos de motor Stirling.
Fuente: Pierre Gras (2002).

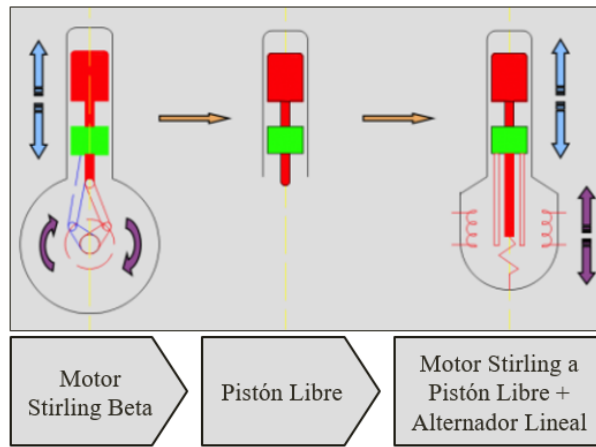


Figura 18. Motor Stirling a Pistón Libre.
Fuente: microgen® engine corporation.

La presión del gas Helio se almacena en un tanque externo y mediante bombas y válvulas se regula su presión en el motor con el fin de controlar la potencia a generar. Si se requiere más potencia, se transfiere más Helio al motor para así aumentar la presión del ciclo, ver Figura 19.

El sistema de combustión externa trabaja entre 600 y 700°C a presiones entre 10 y 15 MPa lo cual hace necesario incorporar materiales con buenas propiedades térmicas en el intercambiador de calor.

El calor recuperado, para uso en cogeneración, se obtiene a partir del refrigerante que circula por la camisa del motor para controlar la temperatura del Helio y desde un intercambiador de calor conectado a los gases de escape de la cámara de combustión. En la Figura 20 se aprecian estas dos fuentes de recuperación de calor y la cámara de combustión acoplada externamente al motor Stirling.

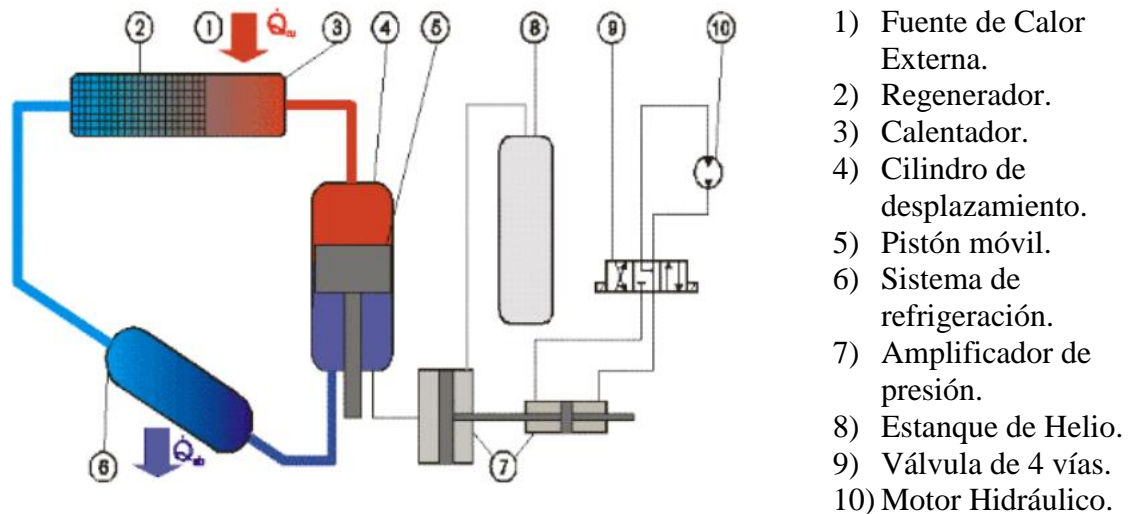


Figura 19. Esquema Layout de motor Stirling y sus componentes.
 Fuente: Figure A-1 BSR SUNPULSE System Schematic. D. Thimsen. EPRI. Stirling Engine Assesment. October 2002 [13].

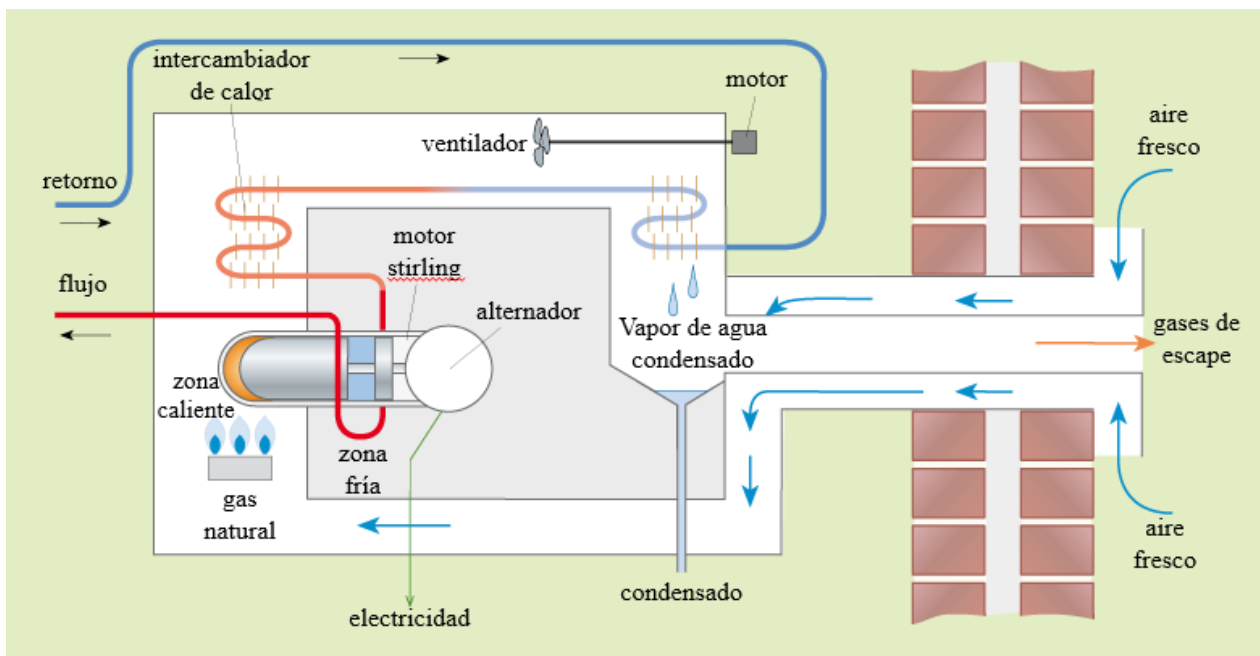


Figura 20. Diagrama de cogeneración en motor Stirling.
 Fuente: OpenLearn. Open University. T313_1. Energy in buildings: Figure 36 Schematic diagramo f a single.cylinder doestic micro-CHP unit. [en línea]
http://www.open.edu/openlearn/ocw/mod/oucontent/view.php?id=21281&extra=thumbnailfigure_idp7537104. [consulta: 16 agosto 2018].

2.6.3. Celda de Combustible

Características generales

Es un dispositivo electroquímico que genera electricidad mediante una reacción química espontánea de electrolisis inversa convirtiendo hidrógeno y oxígeno en agua. En estos dispositivos, la energía química se transforma directamente a energía eléctrica. Así, las celdas combustibles poseen una mayor eficiencia teórica que la del ciclo de Carnot y a su vez generan menor concentración de emisiones contaminantes. Además, la reacción es exotérmica, por lo que es posible recurrir energía en forma de calor [10].

Cada celda está formada por dos electrodos (ánodo y cátodo) donde ocurren las reacciones. Ánodo y cátodo están separados por un electrolito que actúa como canal para transportar las partículas cargadas de un electrodo a otro y un catalizador, que acelera las reacciones, Figura 21. En la práctica, una celda genera entre 1 y 2 Volts de corriente continua (DC), por lo que se ensamblan varias de ellas en una pila más grande para obtener mayores voltajes, Figura 22.

Existen diferentes tipos de celdas diferenciadas por el tipo de combustible a utilizar, la temperatura de operación y los tipos de reacción óxido-reducción que generan. Ejemplos son el PEMFC, PAFC, AFC, MCFC y SOFC⁴. Los combustibles más utilizados son el gas metano, gas natural, etanol, hidrógeno y los hidrocarburos que, típicamente, entran por el ánodo a la celda.

Su rango de capacidad abarca desde 100 W hasta 2 MW, su rendimiento eléctrico está entre 40 y 60%, en caso de recuperación de energía térmica la eficiencia global en cogeneración puede alcanzar hasta un 90%, no posee partes móviles por lo que el mantenimiento es simple y su campo de aplicaciones es muy versátil (cogeneración industrial, generación distribuida, vehículos livianos y pesados, edificios comerciales, generadores portátiles, micro-cogeneración, entre otros) [10].

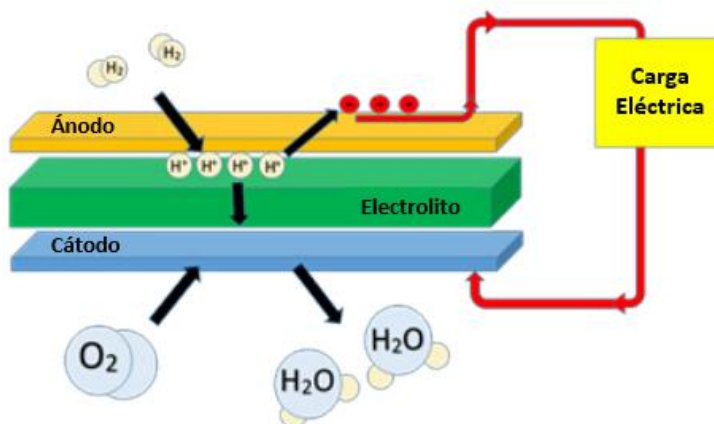


Figura 21. Proceso electroquímico en una celda de combustible.

⁴ Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC), Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC), Alkaline Fuel Cell (AFC), Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC), Solid Oxide Fuel Cell (SOFC).

Fuente: ICF international [10].



Figura 22. Apilamiento de celdas combustibles.

Fuente: Solid Power, BlueGEN Brochure.

Las celdas combustibles generan bajas emisiones contaminantes pues en ella no hay combustión. Comparativamente con los motores a combustión, generan un 49% menos de CO₂, un 91% menos de NO_x, un 68% menos de CO y un 93% menos de material volátil [10]. Como consecuencia, las emisiones de NO_x, SO_x, CO y de compuestos orgánicos volátiles (VOC) se consideran despreciables.

Hay veces en la que es necesario realizar un reformado previo del combustible para sintetizar el ion específico con el que trabaja la celda. Este es el caso del GN, que luego de ser depurado en el desulfurador se reforma para convertirse en un gas enriquecido en hidrógeno.

El gas combustible se depura de impurezas y azufre principalmente, luego entra al reformador (SR o Steam Reformer) con un vapor acuoso y utilizando un quemador y un catalizador se genera una reacción endotérmica que sintetiza monóxido de carbono con hidrógeno al 50-60% a altas temperaturas de hasta 750°C. Luego se pasa a una segunda sección llamada Water Gas Shift Reactor donde se transfiere calor hacia el agua para producir vapor y que este recircule hacia el SR al mismo tiempo que se sigue convirtiendo monóxido en dióxido de carbono. De esta forma se completa la oxidación del CO a CO₂ y a la vez se obtiene una molécula de H₂. El CO residual contenido en el gas debe ser inferior a 20 ppm para que no afecte a la vida útil de las celdas. Se pasa por tanto a una tercera sección de oxidación selectiva donde el gas pasa a través de un catalizador selectivo multietapa a temperaturas entre 90-200 °C. El CO es perjudicial para las celdas debido a que es absorbido por el catalizador del electrodo bloqueando el acceso del Hidrógeno y reduciendo por tanto la eficiencia de la celda. El reformador requiere un enfriamiento continuo por sus altas temperaturas de operación. Este se realiza con agua y el calor absorbido se traspa a la celda para contribuir al rendimiento térmico [15].

En la Figura 23 se muestra un esquema del funcionamiento de una celda de combustible con alimentación de GN, y las ecuaciones de transformación en el reformador. Además, dado que estos equipos generan corriente continua (DC), es necesario utilizar un equipo Inversor para transformarla a corriente alterna (AC).

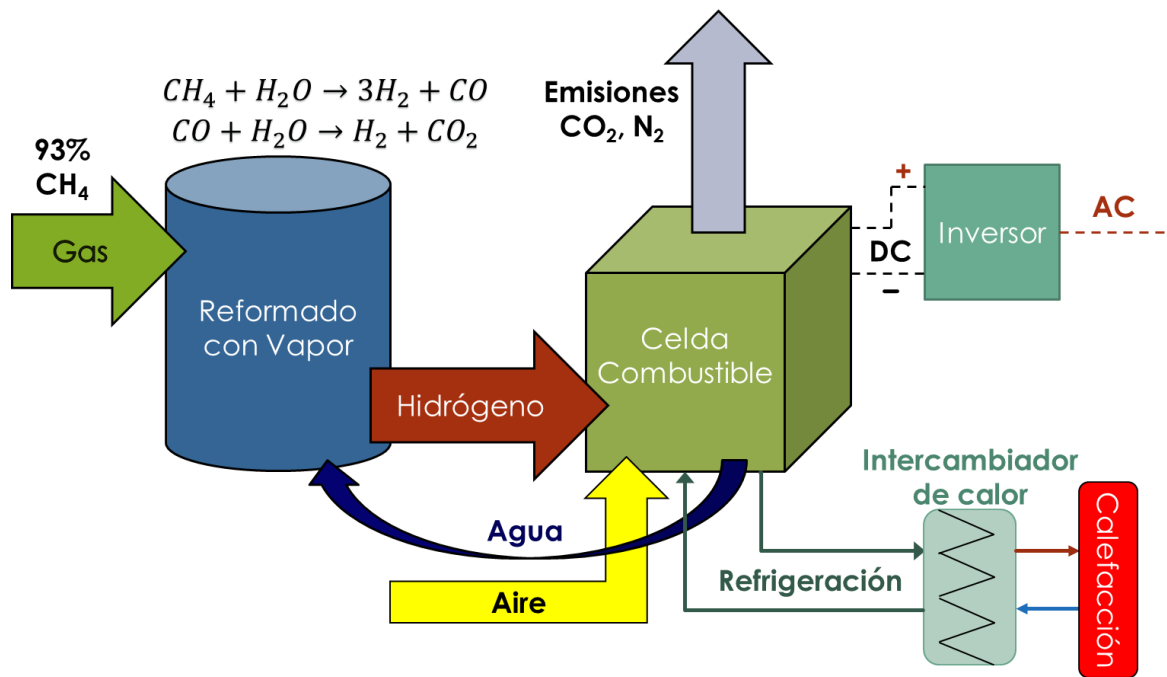


Figura 23. Esquema del funcionamiento de una celda de combustible con alimentación de gas natural y generación de energía eléctrica y térmica.
Fuente: Energy Solutions Center Power Generation Micro-CHP.

Además de los elementos antes expuestos es necesario agregar elementos auxiliares [16]:

- I. Un quemador de Hidrógeno a la salida para oxidar cualquier Hidrógeno que no haya reaccionado en la celda, para prevenir la emisión de gases combustibles a la atmósfera.
- II. Un quemador auxiliar para proveer de calor en caso de que la demanda sea mayor que la generada por la celda.
- III. Compresores y bombas, pues algunas celdas trabajan a presiones mayores a la atmosférica.
- IV. Un sistema de refrigeración y uno de recuperación de calor utilizando bombas, intercambiadores de calor y un condensador.
- V. Un humidificador de los gases para que al pasar por un filtro de partículas y uno desionizante, que remuevan los iones, y así reducir la conductividad del fluido evitando posibles cortes de circuito que corroan las celdas.
- VI. Un tanque de Nitrógeno que se mezcla con los gases para limpiar los electrodos, previa reacción electroquímica.

Tipos de celdas y sus características

En la Tabla 4 y en la Tabla 5 se caracterizan los principales tipos de celdas de combustibles indicando sus materiales, combustibles, temperaturas de operación (T) y potencialidad de uso en cogeneración. El más empleado en micro-cogeneración es el PEMFC de baja temperatura o el SOFC [17].

Tabla 4. Reacciones de Óxido-Reducción en Celdas Combustibles [10].

Celda	T (°C)	Reacción Cátodo	Reacción Ánodo
PEM	40-80	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$
AFC	65-220	$O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-$	$2H_2 + 4OH^- \rightarrow 4H_2O + 4e^-$
PAFC	150-210	$O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$	$2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e^-$
MCFC	600-700	$\frac{1}{2}O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$	$H_2O + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$
SOFC	600-1000	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$	$O^{2-} + H_2 \rightarrow H_2O + 2e^-$

Tabla 5. Materiales y características de distintas celdas [10]

	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
Ion	H ⁺	OH ⁻	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻
Electrolito	Membrana hidratada polimérica	Hidróxido de Potasio en matriz de Asbestos	Ácido fosfórico en carburo de silicio	Carbonato líquido en LiAlO ₂	Ion conductor cerámico (YSZ, GDC, Lanthanum)
Electrodos	Carbono y Platino	Metales de Transición	Carbono	Níquel y Óxido de Níquel	Perovskite, cermet
Combustible	H ₂ o Metanol	H ₂	H ₂ y Alcohol	H ₂ , Hidrocarburos	H ₂ , Hidrocarburos
Oxidante	O ₂ y Aire	O ₂ y Aire	O ₂ y Aire	CO ₂ , O ₂ y Aire	O ₂ y Aire
Ventajas	Electrolito sólido reduce la corrosión	Reacción catódica rápida	Tolerancia a las impurezas del H ₂	Flexibilidad de combustible, catalizador económico	Flexibilidad de combustible, todos sus elementos son sólidos.

Proton Exchange Membrane (PEM)

El gas enriquecido en Hidrógeno que ingresa al PEM debe tener una pureza de al menos el 99,95%. Al ingresar a un catalizador de platino, en el ánodo se extraen los electrones del hidrógeno dejando protones que viajan a través de la membrana. Los electrones generan energía eléctrica en un circuito externo y luego vuelven al cátodo de la celda. En el cátodo reaccionan exotérmicamente los iones de Hidrógeno, los electrones y el oxígeno contenido en el aire que se suministra para sintetizar agua como producto y calor. Un esquema para el PEM se muestra en la Figura 24.

Para aplicaciones de uso estacionario se encuentra en rangos entre 1 kW a 30 kW con una vida útil entre 1.500 a 3.000 horas. Estas celdas presentan un elevado precio debido, entre otros, al catalizador de platino que contienen.

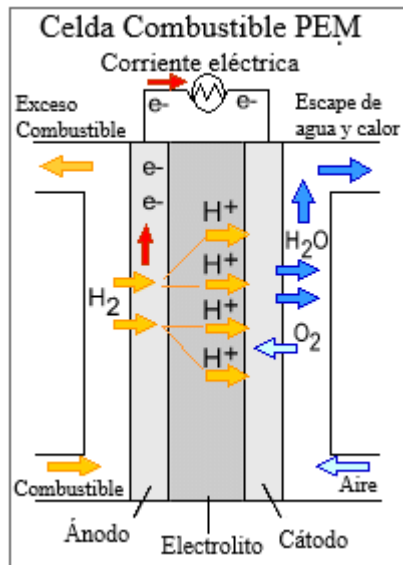


Figura 24. Esquema de una celda de combustible PEM [18].

Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

Se caracterizan por tener un electrolito cerámico. El más común es el de óxido de zirconio estabilizado con Itrio. A través del electrolito fluyen iones de oxígeno desde el cátodo al ánodo donde reaccionan con el combustible que típicamente es una mezcla de Hidrógeno y Monóxido de Carbono. La Figura 21 vista anteriormente es un diagrama de este tipo de celda.

Debido a su alta temperatura de operación, de hasta 1.000 °C, es que no necesita de un reformador previo para sintetizar Hidrogeno y puede alcanzar eficiencias en cogeneración de hasta un 80%.

Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)

Se caracteriza por utilizar ácido fosfórico como electrolito, usualmente contenido en una matriz de carbonato de silicio. Iones de Hidrógeno viajan por el electrolito desde el ánodo al cátodo. En el cátodo reaccionan los protones, los electrones y el oxígeno del aire para formar agua vaporizada gracias al catalizador de Platino presente en ambos electrodos.

La eficiencia en cogeneración puede llegar hasta el 80% trabajando a temperaturas de 150 a 200 °C. En el mercado internacional se pueden encontrar celdas de hasta 200 kW.

La principal complicación operacional es la corrosión debida a ácidos y las altas temperaturas. Estas celdas demoran más en alcanzar el estado estacionario que las PEM. Además, la formación de CO alrededor de los electrodos puede llevar al envenenamiento de la PAFC.

Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)

Pueden utilizar sales de carbonato de sodio y litio o potasio y litio como electrolito. Su temperatura de operación es de alrededor de 650 °C pues a esta temperatura las sales se funden y generan iones de carbonato (CO_3) que fluyen desde el cátodo al ánodo donde se combinan con hidrógeno para generar agua, dióxido de carbono y electrones. El principal catalizador utilizado es Níquel; que es más económico en comparación con el Platino.

La eficiencia en cogeneración llega hasta el 80%, pero las altas temperaturas pueden generar envenenamiento por CO y limitan la selección de materiales. Existen unidades de hasta 2 MW en el mercado.

Alkaline Fuel Cell (AFC)

Es la tecnología más desarrollada, se ha utilizado para la generación eléctrica y agua de consumo para misiones espaciales. Difiere de la PEM en que utiliza un electrolito de Hidróxido de Potasio en agua. En el ánodo, el Hidrógeno reacciona con iones hidroxilos OH^- para producir agua, mientras que los electrones generan corriente eléctrica en un circuito externo y luego vuelven al cátodo. Allí reaccionan con oxígeno y agua para producir más iones OH^- que difunden por el electrolito.

AFC pueden alcanzar eficiencias de hasta un 70%, operan a temperaturas entre 150 y 200 °C y son relativamente baratas. Las unidades pueden alcanzar hasta 5 kW sin embargo, su densidad de corriente es 10 veces más baja que la de las PEM generando muy poca corriente por unidad de superficie.

Disponibilidad y Aplicaciones

El tipo de celdas más comercializada a nivel mundial son las PEM debido a su versatilidad frente a las otras celdas.

En aplicaciones a gran escala las celdas más utilizadas son las MCFC, seguidas por las PAFC que se caracterizan por ser las celdas con vida útil más larga (hasta 80.000 horas). Las SOFC se hacen cada vez más populares por su elevada temperatura de operación que aumenta la recuperación de energía térmica.

En aplicaciones estacionarias a baja escala las PEM dominan el mercado, mientras que las AFC pierden popularidad debido a las dificultades que conlleva su sistema de control y el elevado coste del catalizador. SOFC en los últimos años han entrado fuerte al mercado por su potencial térmico y alta eficiencia [16].

2.6.4. Generadores eléctricos

Corresponde a los equipos de generación eléctrica a partir de la energía mecánica producida por los motores a combustión. Los generadores eléctricos basan su funcionamiento en dos principios del electromagnetismo:

- i. Ley de Ampere: indica que si atraviesa corriente eléctrica a través de un conductor se induce un campo magnético.
- ii. Ley de Faraday de inducción magnética: indica que, si atraviesa un campo magnético variable sobre un conductor, este reacciona produciendo corriente eléctrica.

En la Figura 25 se muestra el despiece de un generador eléctrico típico. Las componentes básicas son el estator y rotor. La energía mecánica rotatoria se transmite mediante un eje al rotor que actúa como electroimán debido a las bobinas inductoras acopladas. Con el movimiento rotatorio se crea un campo magnético que reacciona con el estator unido a tres embobinados para producir corriente eléctrica trifásica.

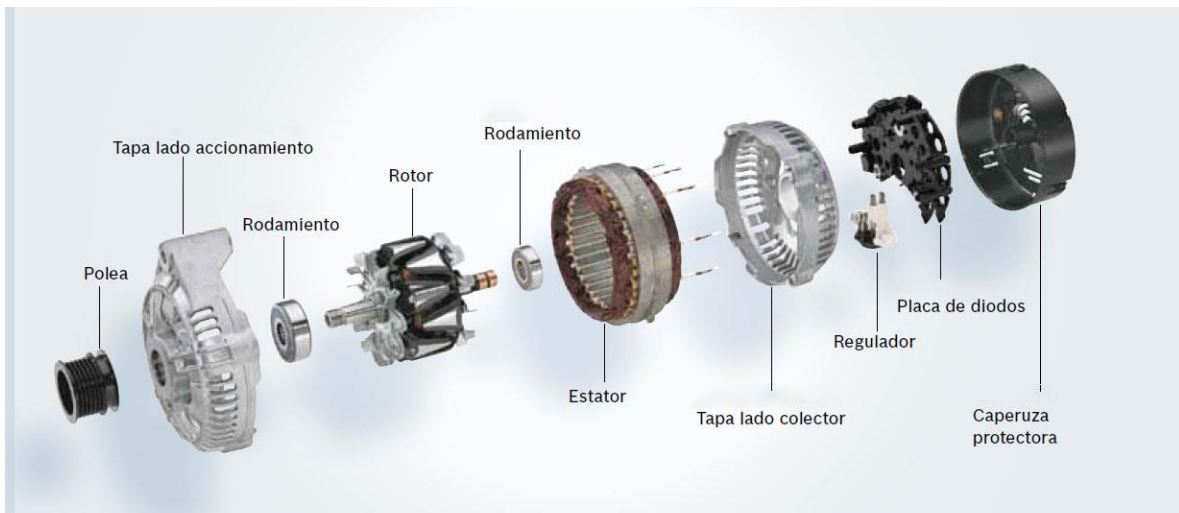


Figura 25. Despiece de generador eléctrico.
Fuente [19].

2.6.5. Sistemas de recuperación de calor

Estos sistemas recuperan calor de los gases producto de combustión y del sistema de refrigeración, según sea la tecnología, puede alcanzar hasta un 80% de recuperación de la energía suministrada por el combustible.

El sistema de refrigeración permite controlar la temperatura de los equipos. En motores, un fluido refrigerante es impulsado por una bomba a través de camisas del cilindro y de las válvulas de escape absorbiendo el calor que desprenden y luego liberándolo a otro flujo mediante intercambiador de calor.

El líquido refrigerante requiere de recirculación pues si su temperatura se reduce mucho puede producir choques térmicos causando fallas en las componentes, o la condensación del agua en agujeros de la pared removiendo su película de lubricante y generando corrosión. Por otro

lado, si el líquido eleva mucho su temperatura, las componentes tendrán un mayor desgaste. Para esto, se regula la temperatura mediante una válvula de 3 vías manteniéndola en el rango de 78 a 82 °C.

Los gases de combustión se liberan con un calor latente que se recupera mediante un intercambiador de calor adjunto al sistema de evacuación de gases (ver Figura 26) posterior a un catalizador de tres vías que permite la oxidación de óxidos de Nitrógeno, de hidrocarburos y monóxido de carbono para generar la menor cantidad de contaminantes posibles. El calor recuperado se utiliza para la generación de ACS y/o CC.

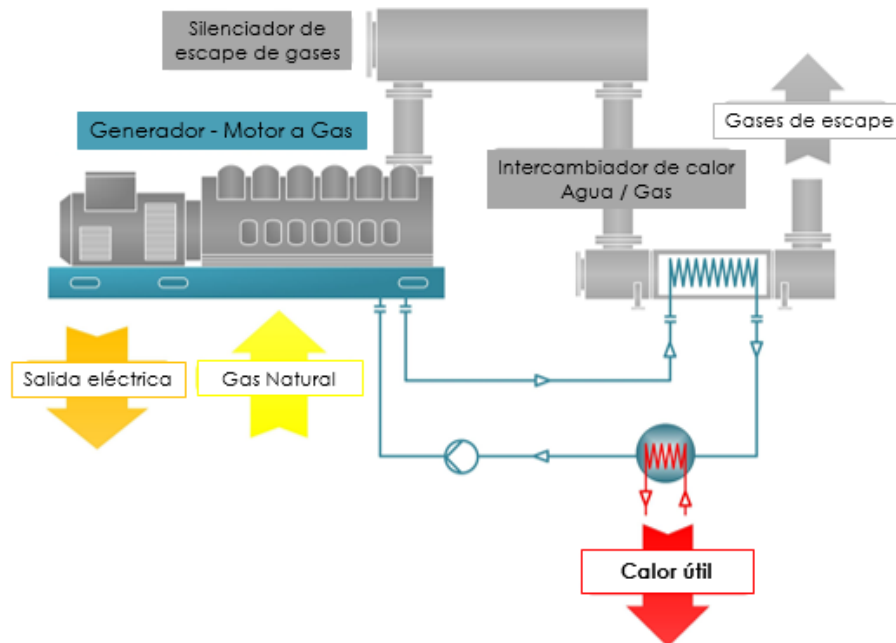


Figura 26. Diagrama de un motor CHP con sistema de recuperación de calor acoplado.
Fuente: IEC ENERGY COMPANY.

2.6.6. Elementos auxiliares

Comprende a la envolvente de protección, el aislamiento térmico y acústico. También al sistema de control y al depósito de regulación de agua caliente o acumulador.

El acumulador o depósito de inercia regula las variaciones en la demanda térmica a las capacidades de la instalación. Para transportar el agua hasta el acumulador, se utiliza una bomba termostática, que regula el caudal y la temperatura. Otra configuración utiliza el mismo estanque como intercambiador de calor, estos son los Inter acumuladores.

2.7. Emisiones

Las emisiones contaminantes se generan como producto de combustión en motores reciprocantes. Se conforman principalmente por gases de CO_2 , H_xC_x , CO , NO_x y SO_x .

En celdas combustibles no ocurre combustión y en vez de emisiones contaminantes, sintetiza vapor de agua. Sin embargo, al utilizar gas natural como combustible es necesario realizarle un reformado con vapor para sintetizar el H_2 que se usa como combustible en la celda. Este proceso si emite contaminantes, aunque son mínimos en comparación a los de combustión y, por tanto, despreciables.

Una medida para medir las emisiones es a través del CO_2 equivalente. Éste calcula una cantidad de emisiones de CO_2 que causarían el mismo impacto ambiental que un conjunto de gases. Así queda estandarizada la medición de emisiones de acuerdo con el tipo de combustible combustionado como se aprecia en la Figura 4.

2.8. Demanda energética de una instalación residencial

El uso de sistemas de cogeneración busca suplir la demanda térmica y eléctrica del establecimiento.

Demanda eléctrica

La demanda eléctrica a lo largo de un período de tiempo puede llegar a ser muy variable y aleatoria, pues depende de muchos factores que afectan el consumo de los usuarios. La forma de estimarla es a través del registro de los consumos de muchos usuarios tal de poder identificar las horas de mayor y menor consumo.

En la Figura 27 se presenta el consumo horario durante un día para un hogar promedio en Inglaterra [20]. Si bien, estos valores no son necesariamente aplicables a Chile, se puede tomar como referencia el comportamiento a lo largo del día, normalizando y luego ajustando según la demanda media objetivo.

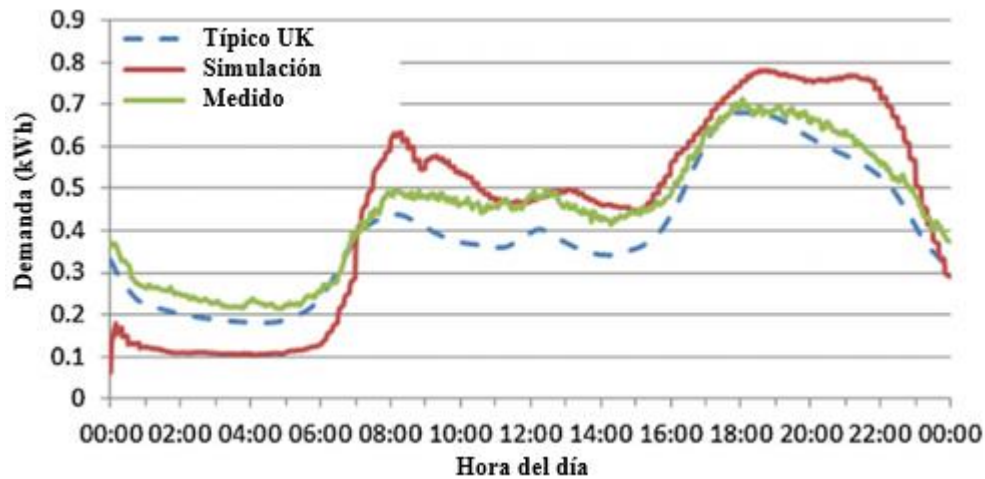


Figura 27. Perfil medio diario de consumo eléctrico medido y simulado de un hogar promedio en Inglaterra.
Fuente: [20].

A lo largo del año, también existe una variación en el consumo eléctrico dependiendo del mes de estudio. Este se puede estimar de acuerdo con el cambio en el comportamiento de las personas según la estación del año. Por ejemplo, en invierno disminuyen las horas de sol diarias lo que causa un aumento del consumo eléctrico en iluminación, o que en equipos de refrigeración se disminuye el rendimiento al trabajar con las altas temperaturas del verano, que en invierno aumente el uso de hervidores eléctricos por la preferencia de refrescos calientes frente a las bajas temperaturas, etc.

Demanda Térmica ACS

El agua caliente sanitaria (ACS) se define como agua potable calentada por sobre los 55°C, siendo comúnmente establecido en 60°C para usos sanitarios o de limpieza [30]. Para su producción se calienta agua potable proveniente de la red de agua local. La temperatura a la que viene el agua potable depende de la ubicación geográfica de la instalación, variando entre 5 °C para la ciudad de Punta Arenas, hasta 15 °C para Arica [21].

Aunque el ACS esté disponible a 60 °C, las personas la consumen en conjunto con agua fría hasta alcanzar una temperatura de entre 30 a 35 °C pues no toleran temperaturas mayores. De todas formas, es necesario calentar el agua hasta estos niveles para prevenir la *legionelosis*.

La *legionelosis* es una enfermedad causada por la bacteria *Legionella Pneumophila* al desarrollarse en el agua entre 20°C a 45°C, en presencia de suciedad y estancamiento [30]. Las principales medidas para evitar su proliferación son: calentar el ACS por sobre 50 °C, mantener bien aislado al circuito de agua fría para que su temperatura no se eleve por sobre 20 °C, utilizar filtros de dimensiones entre 80µm y 150µm y añadir válvulas de retención que eviten retornos de agua por pérdidas de presión o disminución de caudal y que eviten mezclas de agua de diferentes circuitos.

Para dimensionar el sistema es recomendable tener un perfil de consumos a lo largo de un año. El ciclo de demanda diaria de ACS es variable y en parte aleatorio pues existen posibles

variaciones derivada de la individualidad de los residentes. Se estima, por tanto, un ciclo diario de consumo referencial para cada mes del año (ver Figura 28) con el mismo comportamiento en cada hora, pero ajustando el consumo acumulado mensual con los datos de la Tabla 6. Así, se considera que todos los días de un determinado mes sean iguales en cuanto a consumo de ACS.

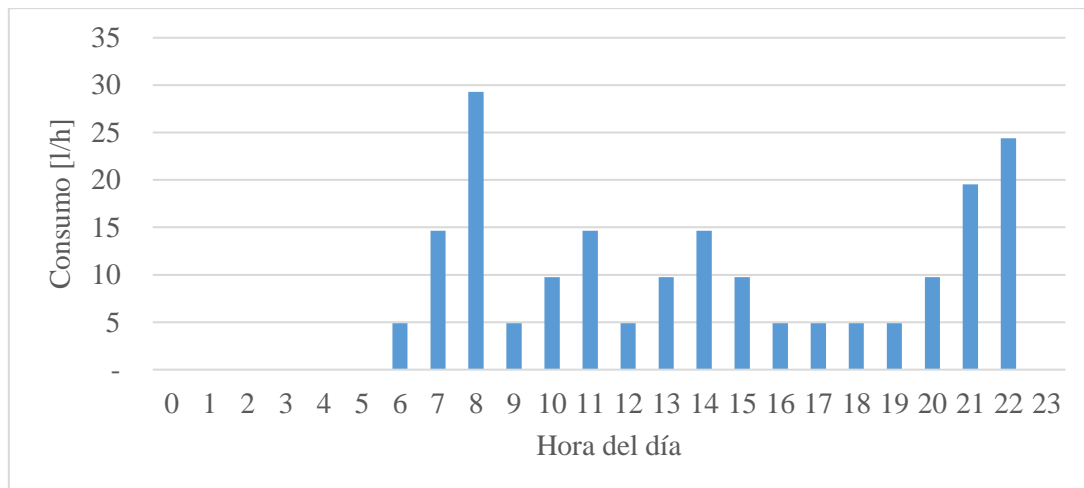


Figura 28. Ciclo diario de consumo de ACS para un consumo total de 190 [l/día].
Fuente: [22].

El consumo anual se estima variando el consumo mensual respecto a la estación anual y en base a consumos típicos observados durante el día. En la Tabla 6 se presenta un perfil de consumo de un edificio tipo suministrado por Metrogas. De estos datos se rescata la variabilidad mes a mes del consumo respecto al promedio para aplicarlo en las instalaciones a dimensionar.

Tabla 6. Consumo térmico de ACS mensual para un edificio tipo.

Fuente: Informe técnico del costo de la CC y ACS en edificios y método de tarificación.
METROGAS S.A. [23].

Mes	m ³ ACS/mes	Mes	m ³ ACS/mes
Enero	429	Julio	608
Febrero	279	Agosto	670
Marzo	585	Septiembre	614
Abril	579	Octubre	560
Mayo	623	Noviembre	536
Junio	666	Diciembre	573

Demanda Térmica Calefacción

La calefacción busca regular la temperatura dentro de un establecimiento para alcanzar el confort térmico, o sensación de satisfacción para los usuarios con el ambiente térmico. Los principales factores de los cuales depende el confort térmico es la temperatura ambiente y la humedad relativa. En la Figura 29 se muestra la zona confortable en función de estos factores.

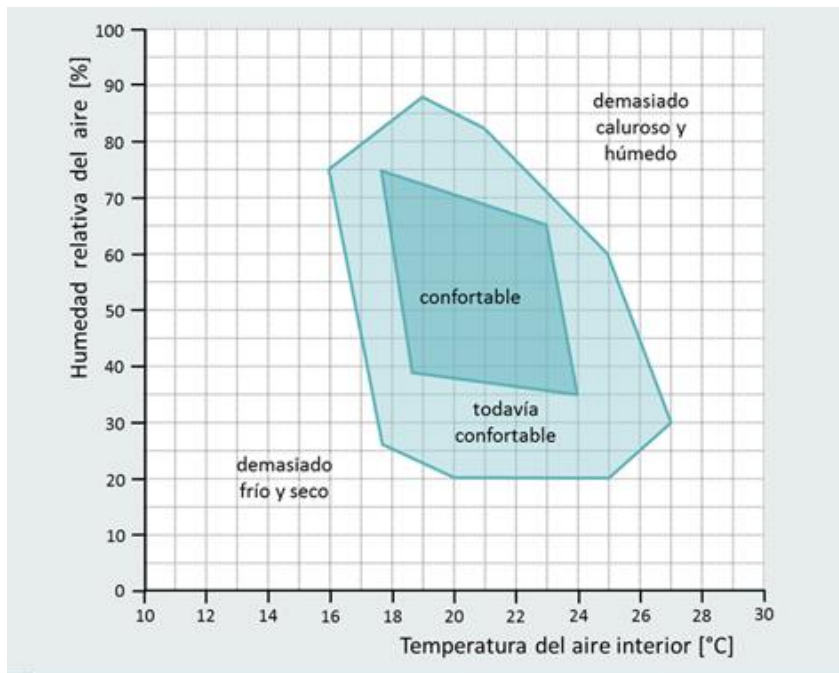


Figura 29. Confort térmico en función de la temperatura del aire y la humedad relativa.
Fuente: Arquitectura&Energía. El confort térmico.

Por tanto, en el rango entre 18 a 24 °C es aceptable mantener la temperatura interna y no se requiere de calefacción ni refrigeración.

Sin embargo, los datos disponibles para el cálculo son la temperatura ambiente externa del lugar seleccionado que no necesariamente es igual a la interna. Al interior del establecimiento la temperatura tiende a aumentar debido a ganancias internas de parte de los habitantes, equipos eléctricos, del suelo, radiación solar, entre otras. Este aumento es del orden de 1 a 5 °C [24].

Las tecnologías para calefacción central más comunes que utilizan agua caliente son los radiadores, piso radiante y cielo radiante. Estas tecnologías operan a temperaturas más elevadas que la del ACS, además que su flujo circula en un ciclo cerrado y no es apto para el consumo humano. Por tanto, la fuente de energía térmica debe ser capaz de calentar a ambos circuitos sin que sus flujos se entremezclen.

Como referencia, en la Figura 30 se expone un perfil acumulado anual de la demanda térmica de calefacción y ACS. La demanda de calefacción, en general, es mucho mayor que la de ACS.

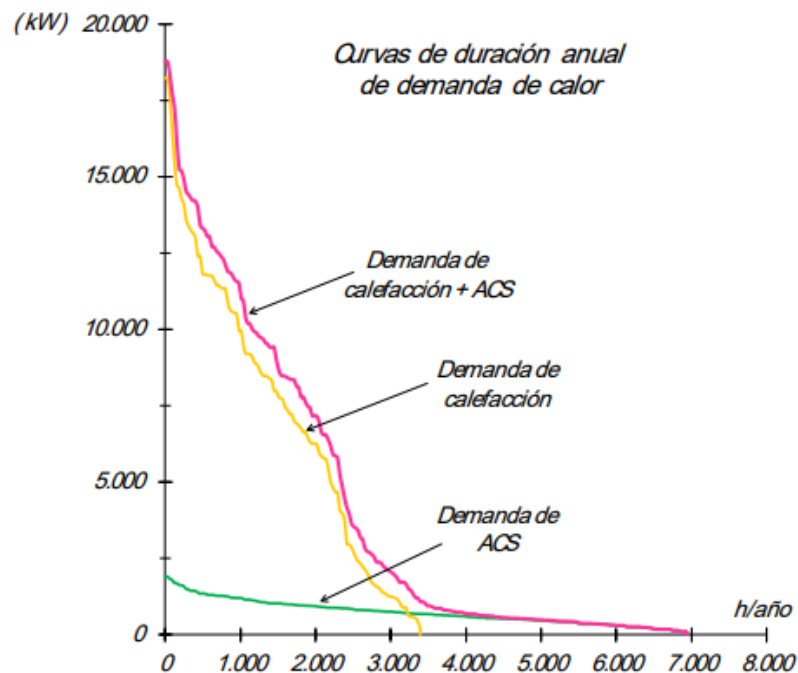


Figura 30. Demanda térmica anual en distrito urbano de 5000 viviendas.
Fuente: [25]

2.9. Estrategias y configuraciones para cubrir la demanda

En general, tanto la demanda eléctrica como la térmica son altamente variables e intermitentes, no así la generación energética. Surge entonces la problemática de cómo lograr cubrir de una manera eficiente y rentable la demanda energética de un determinado establecimiento.

Una opción es que los equipos trabajen a media carga y puedan modular su generación de acuerdo con la demanda. Para esto es necesario un mecanismo de control que mida en tiempo real las condiciones externas para poder ajustar su modo de operación. Las limitaciones de este método son que a menor carga se reduce el rendimiento del equipo, que dependiendo del equipo no siempre es posible modular, o si es que se modula esto se realiza hasta una cierta fracción de la carga máxima.

En caso de disponer más de un tipo de fuente energética se puede dejar a un equipo que opere de manera constante para generar una energía base inferior al nivel de fluctuación de la demanda, mientras que la otra fuente se encarga de completar el suministro. Este es el caso de la instalación de un cogenerador on-grid, o con conexión a la red eléctrica. La red eléctrica siempre está disponible para cubrir las variaciones de la demanda que el cogenerador no sea capaz de satisfacer.

En relación con una instalación con conexión *on-grid*, se puede también generar mayor cantidad de energía eléctrica que la demandada e inyectar los excedentes energéticos a la red

eléctrica. La legislación actual en Chile fomenta esta estrategia de producción comprando la energía inyectada.

Otra opción para la regulación entre el suministro y el consumo energético es el almacenamiento de energía. Así, la energía generada es almacenada para luego ser usada indistintamente a la variación de la demanda.

Para el caso de la energía térmica, existen estanques acumuladores que almacenan la energía al contener una cierta cantidad de agua caliente u otro flujo a altas temperaturas. La energía eléctrica, en cambio, se puede almacenar en baterías.

Estos equipos de almacenamiento térmico y eléctrico tienen el inconveniente de que a medida que pasa el tiempo se van generando pérdidas con el ambiente, reduciendo la energía almacenada.

Para un equipo cogenerador que deba regular tanto la energía eléctrica como la térmica se pueden utilizar todas las estrategias antes mencionadas para mejorar la performance del equipo.

Por tanto, el sistema de cogeneración se diseña con una caldera, un acumulador de inercia, intercambiadores de calor, bombas de recirculación, sistemas de seguridad y sistemas de control de temperatura (ver Figura 31). El sistema de recirculación se utiliza para mantener la temperatura en la red de cañerías a una temperatura elevada y así suministrar ACS en todos los centros de consumo de manera rápida y eficaz.

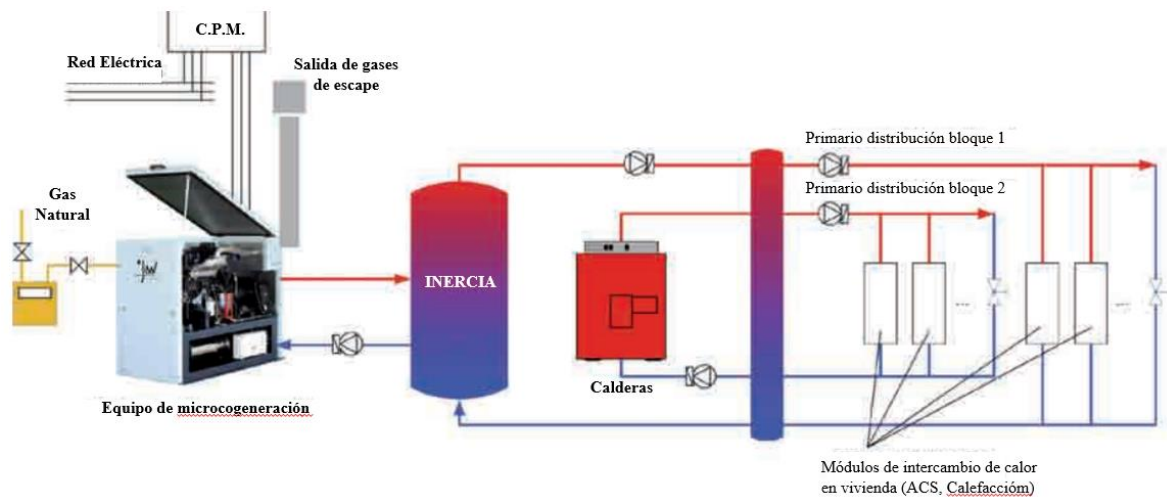


Figura 31. Diagrama y de proceso de generación y distribución de ACS a nivel residencial.

Fuente: [15].

Adicionalmente son necesarios distintos dispositivos auxiliares como válvulas de corte para realizar inspecciones o mantenimientos en el sistema, reductores de presión para limitar la presión del fluido a la máxima de diseño (usualmente bajo 6 bar), dispositivos antirretornos para controlar mejor la temperatura del agua, medidores o sensores y sistemas de seguridad. Éstos se representan en el esquema de la Figura 32. La instalación de estos dispositivos está normada por el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios en Chile (RITCH) [39].

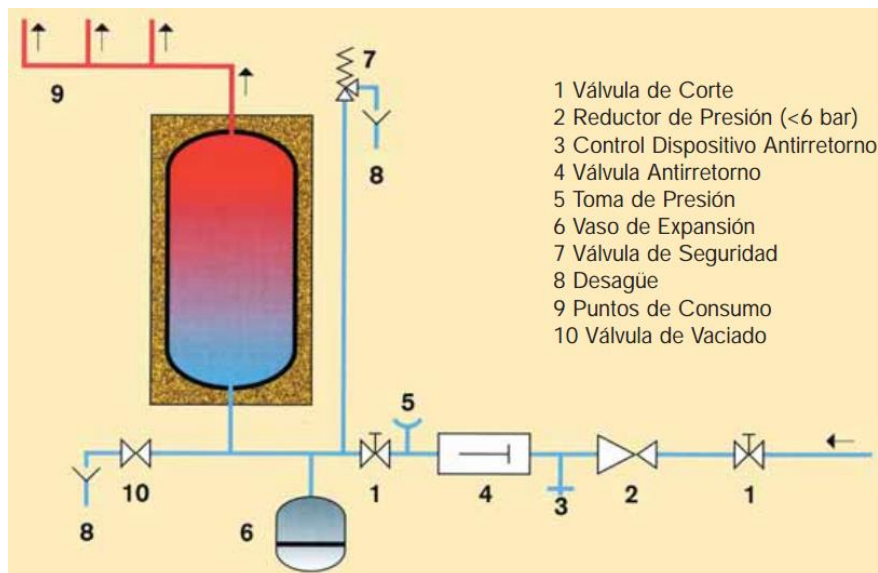


Figura 32. Instalación tipo de un aparato acumulador de ACS
 Fuente: [26].

2.10. Aplicaciones de Cogeneración en Chile.

Actualmente en Chile la cogeneración es impulsada mediante programas y proyectos desarrollados en conjunto por el ministerio de energía, la AChEE (Agencia Chilena de Eficiencia Energética), la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) y la CAMCHAL (Cámara Chileno-alemana) en conjunto con privados y organizaciones internacionales como la GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit).

La tecnología de cogeneración en Chile aún se encuentra en un proceso de aprendizaje, siendo el alto costo de la inversión inicial la principal limitante para esta tecnología. Hasta el momento la División de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía ha calculado un precio para cogenerar en Chile entre US\$2 a US\$5 millones por MW instalado dependiendo del tipo de tecnología y un período de retorno de entre cuatro a siete años [2].

El Ministerio de Energía ha impulsado a través de la AChEE el programa de Fomento a la Cogeneración desde el 2012 y tiene como objetivo fomentar proyectos e iniciativas de Cogeneración por parte de diversos actores mediante créditos a bajo costo para el financiamiento por parte de la CORFO.

Las iniciativas desarrolladas han sido programas piloto, capacitaciones, estudios de potencial, financiamiento y cofinanciamiento de estudios, difusión, fondos concursables para desarrollo de estudios de factibilidad, generación de alianzas estratégicas con actores relevantes para el fomento de esta tecnología [9].

Dentro de las tecnologías CHP, las más utilizadas en proyectos pequeños de cogeneración, bajo 1 [MW], son los cogeneradores con microturbinas y con motores de combustión interna.

Esto se debe principalmente a la presencia de proveedores de módulos de cogeneración en base a motores de combustión y microturbinas en el país [2].

En Chile se han desarrollado proyectos de cogeneración en hospitales públicos, industrias, el sector Hotelero y criaderos de cerdos utilizando biogás. A continuación, se detallan algunos de estos proyectos con sus respectivas reducciones de emisiones y ahorros energéticos.

V. Proyecto de Micro Cogeneración en Edificio Residencial de Viña del Mar:

Operativo desde mayo del 2015 genera su propia energía eléctrica y térmica mediante cogeneración. El proyecto fue liderado por la PUCV y financiado por la AChEE, logrando una eficiencia promedio de 90,4% en la conversión de energía, un factor de planta del 70% de utilización. El proyecto de 10 a 14 kW logró reducir 15 toneladas de CO₂ al ambiente, producto de la eficiencia lograda en la generación [9].

➤ Proyecto “Eficiencia energética y cogeneración en hospitales públicos”

La GIZ en conjunto con el Ministerio de Energía, a través de la AChEE y el Ministerio de Salud fueron los encargados de desarrollar esta iniciativa en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El aporte alemán es financiado por el Ministerio de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear (BMUB) de Alemania, con fondos provenientes de la “Iniciativa Internacional para la Protección del Clima” (ICI) que apoya medidas de protección climática en países en vías de desarrollo y en los emergentes.

El proyecto contempló estudios de factibilidad e instalación de sistemas de cogeneración en tres hospitales: el Hospital de Urgencia Asistencia Pública en Santiago, el Hospital Regional de Coyhaique en Coyhaique, y el Hospital Clínico Magallanes en Punta Arenas.

Los estudios de factibilidad fueron desarrollados por la Agencia de energía de Berlín (BEA), con los resultados se licitó el proyecto a la empresa Sokratherm que ofrece módulos compactos de Cogeneración los cuales integran un motor de combustión interna.

Para el caso del Hospital Regional de Coyhaique, desde que entró en operación el equipo de cogeneración aporta en promedio un 55% de la energía eléctrica requerida por el hospital y un 37% de la energía térmica en forma de agua precalentada que surte el retorno de las calderas de ACS y CA. El rendimiento global del módulo es en promedio del 90%. Utiliza como combustible GLP. La reducción monetaria va desde \$7 a \$12 millones de pesos mensuales.

El equipo instalado es un módulo compacto de cogeneración de 164 kW_e y 319 kW_t. Modelo GC237 de la marca Sokratherm adaptado para su uso con gas licuado. Cuenta con un medidor de gas para monitorear consumo, un contador de la energía térmica entregada y un mini-manager que gestiona la medición de electricidad y calor cogenerados [27].

2.10.1. Oportunidades

La incorporación de nuevas tecnologías de cogeneración como celdas de combustibles o motores Stirling en Chile que complementen las ya presentes, es la principal oportunidad de fomento para el desarrollo de cogeneración en el país.

Realizar estudios de prefactibilidad y el desarrollo de programas de cofinanciamiento para fomentar la inversión de proyectos son medidas atinentes a tomar.

Aplicar las políticas públicas de países desarrollados con amplia inserción y desarrollo de estas tecnologías. Algunos de estos países son Japón, Corea, Alemania, Finlandia, Rusia, Suiza, la Unión Europea en general y Estados Unidos.

En estos países se está en proceso de integración de las tecnologías de cogeneración con la calefacción y refrigeración distribuida, al mismo tiempo que se promueve la generación a partir de energías renovables para crear las llamadas ciudades inteligentes.

Las principales organizaciones internacionales que promueven políticas energéticas son la “International Energy Agency (IEA)”, la “Euroheat & Power” y la “International District Heating Association (IDEA)” junto con empresas del sector privados de distintos países.

3. Metodología

La factibilidad de la implementación de las tecnologías disponibles para cogenerar en aplicaciones a pequeña escala se realiza mediante un análisis de prefactibilidad técnico-económica a tres distintos establecimientos de aplicación definidos como una Casona, un Hostal y un Distrito. A continuación, se detallan los pasos de la evaluación.

3.1. Estudio bibliográfico de la cogeneración a pequeña escala y estado del arte de las tecnologías que la utilizan.

Se realiza una revisión bibliográfica de los mecanismos de generación mediante cogeneración eficiente en Chile y las ventajas que esta trae frente a la generación convencional.

Se justifica la selección del gas natural como combustible primario en contraposición con otros combustibles fósiles mediante análisis de emisiones, disponibilidad de suministro y propiedades fisicoquímicas.

Se revisa la normativa vigente de generación distribuida y la posibilidad de generar retornos a partir de los excedentes de energía eléctrica generados in-situ por el cogenerador.

Se revisan proyectos similares exitosos en Chile y en otras partes del mundo de cogeneración a pequeña escala.

Se estudian las tecnologías de cogeneración en cuanto a principios de funcionamiento, rendimientos, rangos de operación, capacidad de generación y aplicaciones, para una posterior selección de equipos. Este punto se desarrolla en la versión previa de Antecedentes.

3.2. Configuración de diseño para las instalaciones residenciales.

Se selecciona un lugar geográfico referencial en Chile y se toman las condiciones climáticas a lo largo del año en cuanto a temperaturas medias, máximas y mínimas.

Se seleccionan tres distintos establecimientos de pequeña escala. Se define su área construida, materiales de construcción, arquitectura, número de personas que van a habitar allí, puntos de consumo de agua caliente, aparatos eléctricos y se calcula la demanda energética para cada edificación.

La demanda térmica comprende al suministro de agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción centralizada (CC) a la instalación. La demanda eléctrica depende del consumo en los aparatos eléctricos típicos presentes en estos establecimientos.

Para efectos del dimensionamiento, solo se considera en este trabajo a las instalaciones cuya potencia eléctrica instalada sea menor a 100 [kW] pues, según la ley 20.571 de generación distribuida, bajo este valor se pueden vender los excedentes eléctricos y generar retornos [2].

3.2.1. Demanda Eléctrica

Para cada aparato eléctrico seleccionado se estima la potencia (P), la cantidad de horas de uso diaria (t) y días de uso al mes (d). Utilizando estos datos en la ecuación 3.1 se calcula el consumo eléctrico mensual de un equipo (W). La suma del consumo eléctrico de todos los equipos de la instalación permite obtener el consumo eléctrico mensual.

$$\frac{P[W] \cdot t \left[\frac{\text{hr}}{\text{día}} \right] \cdot d \left[\frac{\text{días}}{\text{mes}} \right]}{1000} = W[\text{kWh}] \quad (\text{ec. 3.1})$$

Para calcular la potencia a instalar ($P_{\text{instalada}}$) se suman las potencias de todos los equipos considerados en cada escenario obteniéndose la carga total conectada (P_{total}). Esta se ajusta según el factor de demanda (F_d) para obtener la demanda máxima de la instalación expresada en unidades de kW. La Tabla 7 entrega valores definidos por la NCh Elec. 4/2003 para selección de factores de demanda [21].

Tabla 7. Factores de demanda para cálculo de alimentadores de potencia.
Fuente: [28].

Tipo de consumidor	Potencia sobre la que se aplica el factor de demanda		Factor de demanda
	Tramo	KW	
Casa habitación	Primeros	3,0	1,00
	Sobre	3,0	0,35
Hospitales	Primeros	50,0	0,40
	Sobre	50,0	0,20
Hostales y moteles	Primeros	20	0,50
	Desde	20,1 a 100	0,40
	Sobre	100,0	0,30
Bodegas	Primeros	15	1,00
	Sobre	15	0,50
Otro tipo	Toda la Potencia		1,00

Para el caso de un conjunto de viviendas, la demanda se obtiene multiplicando la demanda máxima de cada vivienda (P_{total}) por el factor de simultaneidad (F_s) expresado en la Tabla 8.

Estos factores se utilizan dado a que en la práctica nunca se conectan todos los equipos eléctricos de manera simultánea, por lo que no es necesario contratar una potencia tan alta.

$$P_{\text{instalada}} = P_{\text{total}} \cdot \frac{F_s}{n} \quad (\text{ec. 3.2})$$

Tabla 8. Factores de simultaneidad, según número de viviendas.

Fuente: Tabla N°3.2 5 Bibliografía 29.

N° Viviendas (n)	Factor de Simultaneidad (F _s)
1	1
5	4,6
9	7,8
12	9,9
15	11,9
18	13,7
21	15,3
n>21	$15,3+(n-21) \cdot 0,5$

3.2.2. Demanda Térmica de Agua Caliente Sanitaria (ACS)

Según el manual de diseño para el calentamiento de agua, de la cámara chilena de la construcción, el consumo promedio diario varía según el número de ocupantes del recinto y según el tipo de edificación en estudio. En la Tabla 9 se exponen estos consumos típicos.

Tabla 9. Criterios de Consumo.

Fuente: [30].

Criterio de Consumo	l/día a 60 °C	Unidad
Vivienda Unifamiliar	40	por persona
Hostales (3 Estrellas)	80	por cama
Hospitales y Clínicas	80	por cama
Residencias	80	por cama
Escuelas	5	por alumno
Restaurantes	8 a 15	por comida

El consumo a 60 °C se multiplica por la cantidad de ocupantes de la residencia y por la cantidad de residencias. El número de habitantes de un hogar se puede estimar mediante el número de habitaciones que posee como muestra la Tabla 10. Luego se aplica un factor de confort **K** que depende del grado de confort que se pretenda obtener.

Tabla 10. Número de habitantes en viviendas según número de dormitorios.

Fuente: [30].

N° de dormitorios	N° de Personas
1	1,5
2	3
3	4
4	6
5	7
6	8
7	9
Más de 7	Hostal

Confort reducido	K=0,5
Confort medio	K=0,7
Confort elevado	K=0,9

En caso de tener un distrito, la demanda de ACS se estima en base al número de viviendas. Para un Hostal, se estima con el número de camas. Este consumo se multiplica por el número de puntos de consumo según corresponda (personas, viviendas, camas) y un factor de simultaneidad dado por la Tabla 11. El número de personas se estima en función del número de dormitorios en una vivienda tal como muestra la Tabla 10.

La demanda total queda dada entonces por el criterio de consumo correspondiente (Tabla 9), multiplicado por el número de personas o camas y por el factor de simultaneidad (Tabla 11) o confort según corresponda.

Tabla 11. Coeficiente de simultaneidad Y en función del número de puntos de consumo NP.

Fuente: [30].

Número de Puntos de Consumo (NP)	Coeficiente de Simultaneidad (Y)
hasta 3	0,9
de 4 a 8	0,75
de 9 a 14	0,6
de 15 a 24	0,4
de 24 a 40	0,35
Hostal	0,9

Se determina la energía necesaria para alcanzar el consumo medio mensual con la ecuación 3.3 desde la temperatura de agua fría de red, hasta 55 °C de diseño utilizando un calor específico del agua de $4,185 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$ y una densidad de $0,983 \frac{\text{kg}}{\text{l}}$

$$E_{\text{ACS}} = \frac{1}{3.600} \cdot \rho \cdot C_{\text{ACS}} \cdot (t_{\text{ACS}} - t_{\text{AF}}) \cdot c_p \quad (\text{ec. 3.3})$$

$$\dot{Q}_{\text{ACS}} = \frac{E_{\text{TKACS}}}{h} \quad (\text{ec. 3.4})$$

Siendo:

E_{TKACS} = Energía utilizada para generar el ACS necesaria para satisfacer un consumo [kWh/día].

C_{ACS} = Consumo de ACS de todos los aparatos instalados [l/día].

t_{ACS} = Temperatura de ACS de 55 [°C].

t_{AF} = Temperatura de agua fría [°C].

c_p = Calor específico [kJ/kgK].

ρ = Densidad del agua [kg/l]

Utilizando la ecuación 3.3 se calcula la energía diaria requerida por el sistema de ACS para un día promedio del año. Esta energía se suma a la requerida por calefacción para obtener la demanda térmica total. Al aplicar la sumatoria de todas las demandas estimadas a lo largo de un año se obtiene la demanda térmica anual.

3.2.3. Demanda Térmica de Calefacción

Para obtener la demanda térmica por calefacción es necesario calcular la transferencia de calor a través de la envolvente de la instalación.

Su diseño afecta directamente en el aprovechamiento de las condiciones climáticas externas. A mayor superficie, mayor intercambio de calor con el exterior. A mayor volumen, mayor capacidad de almacenamiento térmico

Para el cálculo de la calefacción es necesario definir algunos términos de transferencia de calor como la resistencia, la transmitancia y la conductividad térmica.

La resistencia térmica R [m^2K/W] es la capacidad del material para oponerse al flujo de calor. En elementos homogéneos es la razón entre el espesor dividido por la conductividad térmica (λ).

La transmitancia térmica “ U ” [W/m^2K] es el flujo de calor que pasa por unidad de superficie y por grado de diferencia de temperaturas entre dos ambientes separados por dicho elemento.

$$U = \frac{1}{R_{si} + \sum \frac{e}{\lambda} + R_{se}} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Siendo:

U : transmitancia térmica [$W/m^2 \cdot K$]

R_{si} : resistencia superficial al interior [$m^2 \cdot K/W$]

R_{se} : resistencia superficial al exterior [$m^2 \cdot K/W$]

e : espesor del material [m]

λ : conductividad térmica [$W/m \cdot K$]

Por su parte, la conductividad térmica “ λ ” [W/mK] es la cantidad de calor en condiciones estacionarias que pasa por unidad de área de una muestra de material homogéneo de extensión infinita, de caras planas, paralelas, de espesor unitario, cuando se establece una diferencia de temperatura unitaria entre sus caras.

La resistencia térmica de superficie [m^2K/W] es la resistencia térmica que se produce al pasar calor desde un fluido hacia un elemento sólido. En la Tabla 12 se muestran valores experimentales de resistencias superficiales para distintas configuraciones.

La transmitancia térmica de los muros y techo depende directamente del material de construcción utilizado, del espesor y el aislante térmico adherido. En el “listado oficial de soluciones constructivas para acondicionamiento térmico del Ministerio de Vivienda y Urbanismo” [31] se especifica cada material y sus respectivas propiedades de transferencia de calor.

Para el piso en contacto con el terreno se considera una transmitancia térmica lineal (kl) y el perímetro de la construcción. De acuerdo con la NCh853 [32] los valores de la transmitancia térmica lineal se expresan en la Tabla 13.

En el Art. 4.1.10 de la O.G.U.C. (Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones) se establece un mínimo para la resistencia térmica total (R_T) y un máximo para la transmitancia térmica (U) de acuerdo con la zona térmica de estudio. En la Tabla 14 se muestran estos valores para techos, muros y pisos ventilados.

Tabla 12. Resistencia térmicas de superficie en función de orientación del elemento y sentido del flujo de calor.

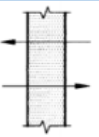


Resistencias térmicas de superficie en [$m^2 \cdot K/W$]							
Posición de elemento y sentido del flujo de calor		Situación del elemento					
		De separación con espacio exterior o local abierto			De separación con otro local, desván o cámara de aire		
		R_{si}	R_{se}	$R_{se} + R_{se}$	R_{se}	R_{se}	$R_{se} + R_{se}$
Flujo horizontal en elemento vertical		0,12	0,05	0,17	0,12	0,12	0,24
Flujo ascendente en elemento horizontal		0,09	0,05	0,14	0,10	0,10	0,20
Flujo descendente en elemento horizontal		0,17	0,05	0,22	0,17	0,17	0,34

Tabla 13. Transmitancia térmica lineal, según aislación del piso considerado.

Aislación del piso	Resistencia térmica total, R_T [m^2K/W]	Transmitancia térmica lineal, K_l [$W/m \cdot K$]
Corriente	0,15 – 0,25	1,4
Medianamente aislado	0,26 – 0,60	1,2
Aislado	> 0,60	1,0

Tabla 14. Exigencias para elementos de la envolvente de una vivienda.

Fuente: reglamentación térmica del artículo 4.1.10 de la O.G.U.C.

Zona	Techumbre		Muros		Pisos Ventilados	
	U [W/m^2K]	R_t [m^2K/W]	U [W/m^2K]	R_t [m^2K/W]	U [W/m^2K]	R_t [m^2K/W]
1	0,84	1,19	4,00	0,25	3,60	0,28
2	0,60	1,67	3,00	0,33	0,87	1,15
3	0,47	2,13	1,90	0,53	0,70	1,43
4	0,38	2,63	1,70	0,59	0,60	1,67
5	0,33	3,03	1,60	0,63	0,50	2,00
6	0,28	3,57	1,10	0,91	0,39	2,56
7	0,25	4,00	0,60	1,67	0,32	3,13

De acuerdo con el manual Calificación Energética de Viviendas en Chile (CEV) [33], en superficies acristaladas como ventanas es necesario considerar la transmitancia térmica del vidrio y del marco (Tabla 15). Los vidrios pueden ser monolíticos (VM) o de doble vidriado hermético (DVH) con un espaciado entre vidrios. El marco puede ser

Tabla 15. U de ventanas en función en función del ancho del espaciador y del marco.

Tipo	Metal sin RPT ⁵	Al con RPT	PVC	Madera
VM sin espaciador	5,80	5,33	5,14	4,97
DVH con espaciador de 6 mm	3,58	3,28	3,17	3,10
DVH con espaciador de 9 mm	3,35	3,07	2,97	2,90
DVH con espaciador de 12 mm	3,20	2,94	2,84	2,79
DVH con espaciador de 15 mm	3,16	2,89	2,80	2,75

Otro elemento que debe tomarse en cuenta es la humedad pues reduce la aislación térmica de los materiales en la envolvente. Esto porque al humedecerse los materiales, el aire contenido en los orificios se llena con agua cuya conductividad térmica es mucho mayor que la del aire.

Para evitar este problema se debe mantener el ambiente por sobre la temperatura de rocío la cual depende de la humedad relativa del ambiente.

Con todas estas consideraciones establecidas, se procede a calcular las pérdidas por transferencia de calor a partir de la ley de enfriamiento de Newton.

$$\dot{Q} = A \cdot U \cdot (T_{in} - T_{ex}) \quad (\text{Ec. } 3.6)$$

El área (A) de transferencia de calor se calcula con la superficie de la envolvente de la instalación previamente diseñada.

La temperatura interna de diseño se selecciona entre 18 y 24 °C para alcanzar un confort térmico. La temperatura externa, así como los materiales de construcción a seleccionar según el coeficiente global de transferencia de calor (U) dependerán de la zona geográfica a seleccionar.

El volumen mínimo de acumulación del tanque de inercia se puede dimensionar como el volumen equivalente a la energía que satisface al sistema de ACS y CC durante una hora de funcionamiento continuo. Es decir:

$$V_{min} = \frac{\dot{Q}_{CHP} \cdot t}{c_p \cdot \Delta\theta} \quad (\text{ec. } 3.7)$$

⁵ Sistema de Rotura de Puente Térmico (RPT)

Siendo:

c_p = calor específico del agua a una temperatura promedio en el acumulador en kJ/kg·K.

$\Delta\theta$ = dispersión térmica o calor perdido durante la hora en el acumulador en Kelvin. ($\Delta\theta=20$ K).

t = tiempo de diseño a almacenar. (t = 1 h = 3.600 s).

V_{min} = Volumen mínimo del acumulador de inercia en litros.

3.3. Diseño de perfil de las instalaciones para la implementación de tecnologías CHP.

Con las demandas térmicas y eléctricas calculadas se construye un perfil anual horario, con las respectivas variabilidades en la demanda a lo largo del día y año.

Luego se diseña la estrategia para suplir la demanda utilizando cogeneración, evaluando la posibilidad de modulación en el equipo y la incorporación de un sistema de almacenamiento térmico.

Se diseña el sistema de control, se seleccionan los equipos, se calculan rangos de operación, flujos de trabajo y se cubica toda la planta. Con esta información se construyen diagramas de tuberías e instrumentación (P&ID) para cada instalación.

3.4. Evaluación técnico-económica de los proyectos seleccionados.

Con los resultados anteriores se evalúa si es técnicamente posible satisfacer la demanda energética de un determinado proyecto de cogeneración y bajo que configuración.

Se evalúan las ventajas de la cogeneración y se comparan las tecnologías mediante el cálculo de la reducción en energía primaria y la disminución en emisiones de gases contaminantes.

Por último, se determina la viabilidad económica a través de un flujo de caja marginal entre el sistema de suministro eléctrico-térmico mediante cogeneración y el suministro eléctrico y térmico convencional. El suministro de energía convencional considera una caldera a GN para satisfacer la demanda térmica y conexión a la Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el suministro eléctrico.

Se consideran los costos de inversión, mantenimiento, costos variables de suministro de combustible y los retornos por inyección eléctrica a la red de distribución. Se evalúa por un período de 20 años utilizando una tasa de interés del 12% para cálculo del valor actual neto (VAN).

Primero se analiza el flujo de caja para el caso de la generación convencional, luego se realiza la misma evaluación, pero utilizando cogeneración. Para determinar los ahorros y el tiempo de recuperación de la inversión se evalúa el flujo marginal entre estos dos casos. Con el flujo marginal se procede a calcular en VAN, la tasa interna de retorno (TIR) y el período de retorno de la inversión (PRI).

Mediante el análisis de resultados se especifica la tecnología más económica, la que genera un menor impacto ambiental y posibles estrategias de operación para mejorar la performance de los equipos.

4. Resultados

4.1. Ubicación geográfica

La selección de una ubicación geográfica permite identificar las temperaturas medias a lo largo del año con la base de datos del Explorador Solar de la Universidad de Chile [40].

Como se ve en la Figura 8, en equipos de cogeneración, por lo general se genera una mayor proporción de energía térmica a eléctrica. Dicho esto, se selecciona una zona geográfica templada a fría, tal que en caso de ser factible el uso de cogeneración; cualquier otra zona más fría también lo sea.

En Chile, según la reglamentación térmica O.G.U.C Art..1.10 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU) [33], se establecen siete zonas térmicas a lo largo del país. La división se lleva a cabo según los grados día que estos requieren a lo largo de un año.

Los grados día se utilizan para calcular la demanda energética de un determinado sistema de climatización. Corresponde a la sumatoria de las diferencias entre una temperatura fija, o base de grados día (entre 16 y 25 °C), y la temperatura media del día. Cuando la temperatura media diaria sea inferior a la temperatura base, se obtienen los grados día de calentamiento. En caso de que la temperatura media sea superior a la temperatura base, se obtienen los grados día de enfriamiento. En la Tabla 16 se muestran las zonas térmicas con sus respectivos Grados Días.

Tabla 16. Clasificación de zonas térmicas de Chile según reglamentación térmica.

Fuente: [33].

Zona Térmica	Grados Día	Zona Térmica	Grados Día
Zona 1	≤ 500	Zona 5	$>1250 - \leq 1500$
Zona 2	$>500 - \leq 750$	Zona 6	$>1500 - \leq 2000$
Zona 3	$>750 - \leq 1000$	Zona 7	>2000
Zona 4	$>1000 - \leq 1250$		

Dependiendo de la zona, la reglamentación térmica ordena requerimientos mínimos a cumplir en los materiales de construcción para asegurar una correcta aislación.

El lugar seleccionado para el trabajo es la zona térmica 4, presente mayoritariamente en la séptima y octava región como lugar de emplazamiento de los casos de estudio (ver Anexo A. Zonas térmicas de las regiones del Bío-Bío y Ñuble). La ubicación exacta tomada como referencia se presenta en la Figura 33.

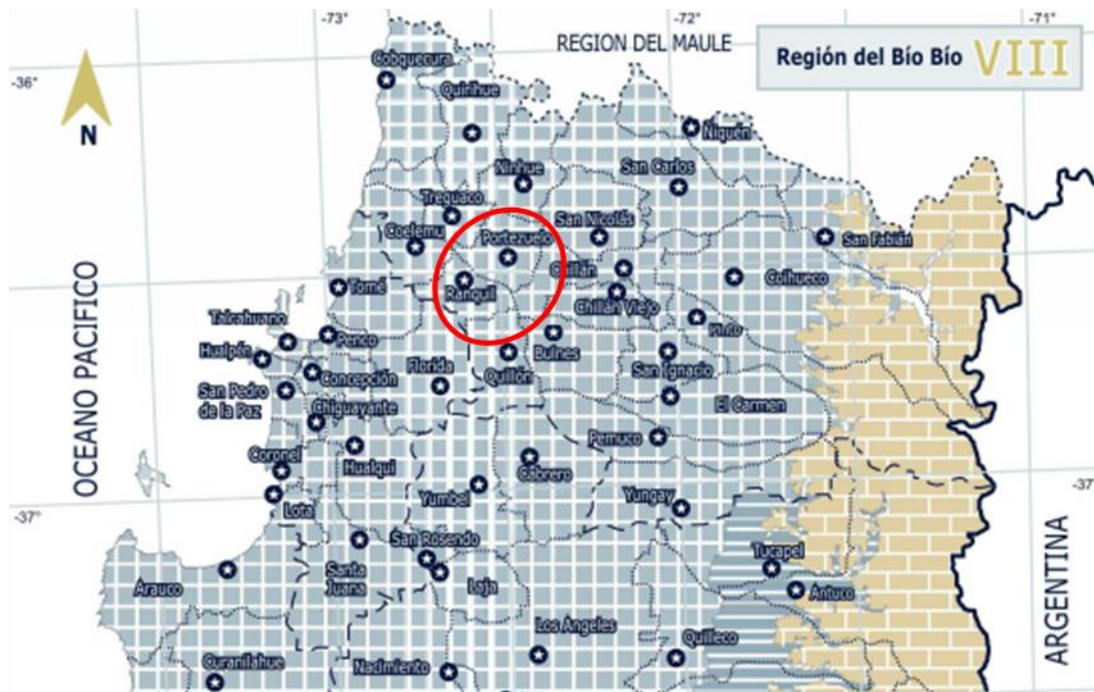


Figura 33. Ubicación seleccionada. Latitud 36.59 °S. Longitud 72.64 °O.
Fuente: Cartografía MIDEPLAN.

Se registran los ciclos de temperaturas utilizando la herramienta del Explorador Solar de la bibliografía [40]. Con estos datos, se construye una matriz con el perfil de temperatura a lo largo de un día para cada mes del año, ver Figura 36. En promedio, la temperatura media anual del lugar es de 12,8 °C.

Por la definición de grados día, solo se requiere calefacción con una temperatura externa menor o igual a 15 °C; sobre esta se considera que las ganancias internas por los habitantes y equipos eléctricos elevan la temperatura hasta la de confort por sobre 18°C.

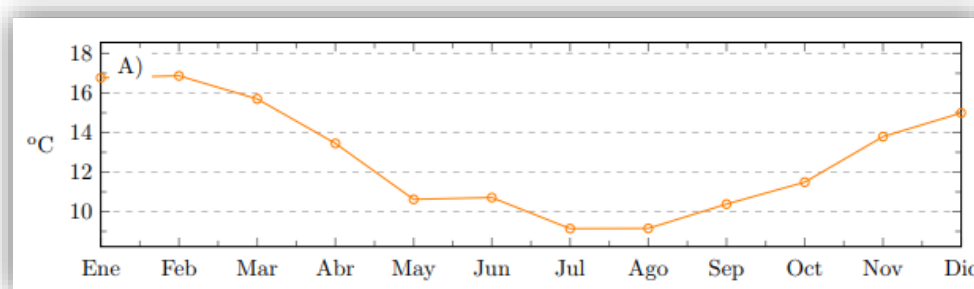


Figura 34. Perfil de temperatura media anual.
Fuente: Explorador Solar. Reporte Recurso Solar y datos meteorológicos. 15/03/2018. Latitud 36.5891 °S. Longitud 72.6416 °O. Elevación 313 m.

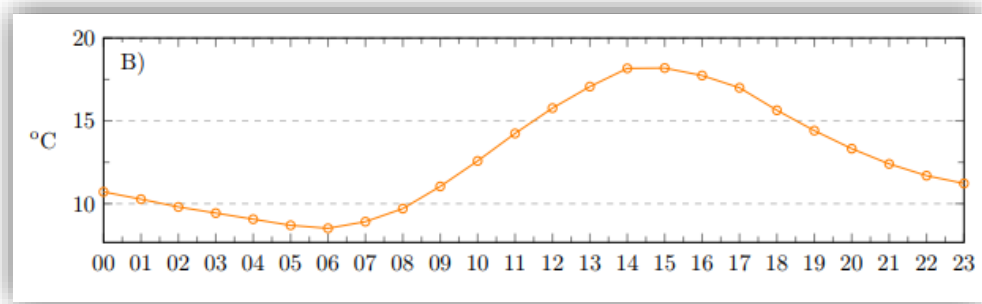


Figura 35. Perfil de temperatura media diaria.

Fuente: Explorador Solar. Reporte Recurso Solar y datos meteorológicos. 15/03/2018. Latitud 36.5891 °S. Longitud 72.6416 °O. Elevación 313 m.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	14	14	13	11	9	9	8	8	9	10	12	13
1	14	14	13	11	9	9	7	7	8	9	11	12
2	13	13	12	10	8	8	7	7	8	9	11	12
3	12	12	12	10	8	8	7	7	8	9	10	11
4	12	12	11	10	8	8	7	7	7	8	10	11
5	11	12	11	9	7	7	6	6	7	8	9	10
6	11	11	10	9	7	7	6	6	7	8	9	10
7	12	12	11	9	7	7	6	6	7	8	10	10
8	13	13	12	10	8	8	7	7	8	9	11	11
9	15	15	14	12	9	9	8	8	9	10	12	13
10	17	17	16	13	10	11	9	9	10	11	14	15
11	19	19	18	15	12	12	10	10	12	13	15	17
12	21	21	19	17	13	13	11	11	13	14	17	19
13	22	23	21	18	14	14	12	12	14	15	18	20
14	24	24	22	19	15	15	13	13	15	16	20	21
15	24	24	22	19	15	15	13	13	15	16	20	21
16	23	24	22	19	15	15	13	13	14	16	19	21
17	22	23	21	18	14	14	12	12	14	15	18	20
18	21	21	19	17	13	13	11	11	13	14	17	18
19	19	19	18	15	12	12	10	10	12	13	16	17
20	18	18	16	14	11	11	10	10	11	12	14	16
21	16	16	15	13	10	10	9	9	10	11	13	15
22	15	15	14	12	10	10	8	8	10	11	13	14
23	15	15	14	12	9	9	8	8	9	10	12	13

Figura 36. Perfil de la temperatura diaria por mes.

Fuente: Explorador Solar. Reporte Recurso Solar y datos meteorológicos. 15/03/2018. Latitud 36.5891 °S. Longitud 72.6416 °O. Elevación 313 m.

4.2. Definición de instalaciones residenciales.

Se evalúan tres casos de implementación de equipos de cogeneración. Una vivienda diseñada para una familia acomodada y numerosa cuyos consumos energéticos sean elevados y a la vez estén dispuestos en invertir en esta nueva tecnología. Un distrito formado por un conjunto de viviendas unifamiliares que estén dispuestos a invertir entre todos por el sistema de cogeneración.

Y un hostel pequeño que desee entregar un servicio limpio y confiable de calefacción y electricidad a sus clientes. En la Tabla 17 se adjuntan las principales características de cada instalación.

Las tres instalaciones residenciales ya cuentan con un sistema de Agua Caliente Sanitaria (ACS) y de Calefacción Central (CC) incorporado, por lo que su diseño e instalación no se consideran en la inversión del proyecto.

El diseño de la instalación afecta directamente al aprovechamiento de las condiciones climáticas externas. A mayor superficie, mayor intercambio de calor con el exterior. A mayor volumen, mayor capacidad de almacenamiento térmico. La transferencia de calor a través de los muros, ventanas, techo y piso de la instalación generan ganancias o pérdidas de calor según sean las condiciones externas, ver Figura 37.

Tabla 17. Principales especificaciones de las instalaciones residenciales seleccionadas.

Variable		Casona	Hostal	Distrito
Superficie	[m ² /unidad]	200	400	50
Usuarios	[pers. /camas]	7	16	3
Número de casas		-	-	15

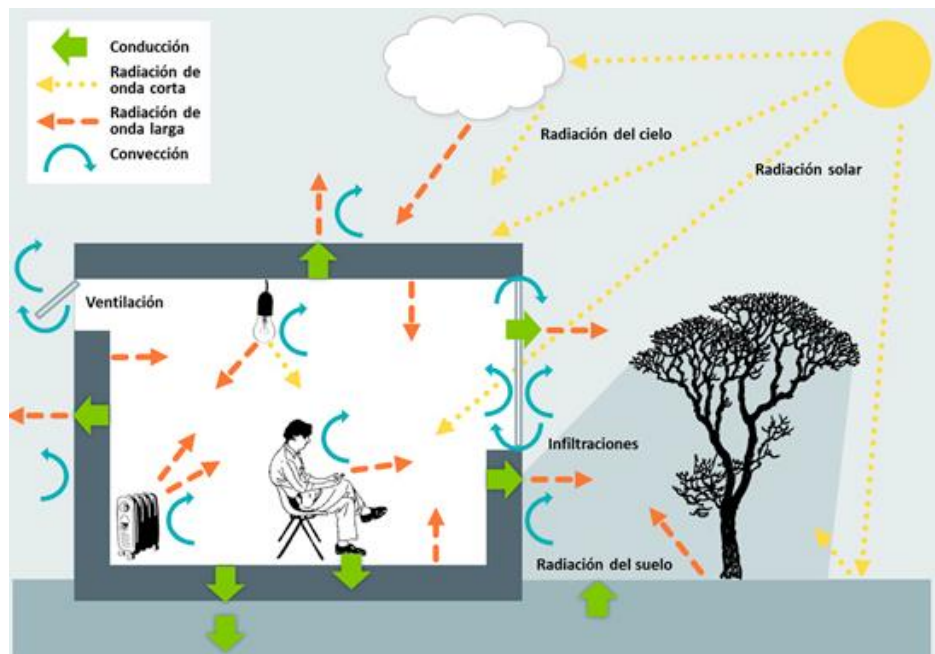


Figura 37. Ganancias y pérdidas de calor en edificios.

Fuente: Arquitectura & Energía. Portal de eficiencia energética y sostenibilidad en arquitectura y edificación.

Dicho lo anterior se diseña una Vivienda de 200 [m²] con cinco dormitorios, tres baños, cuarto de estar, comedor, cocina y un sistema de calefacción mediante radiadores distribuidos a lo largo del recinto, ver Figura 38.

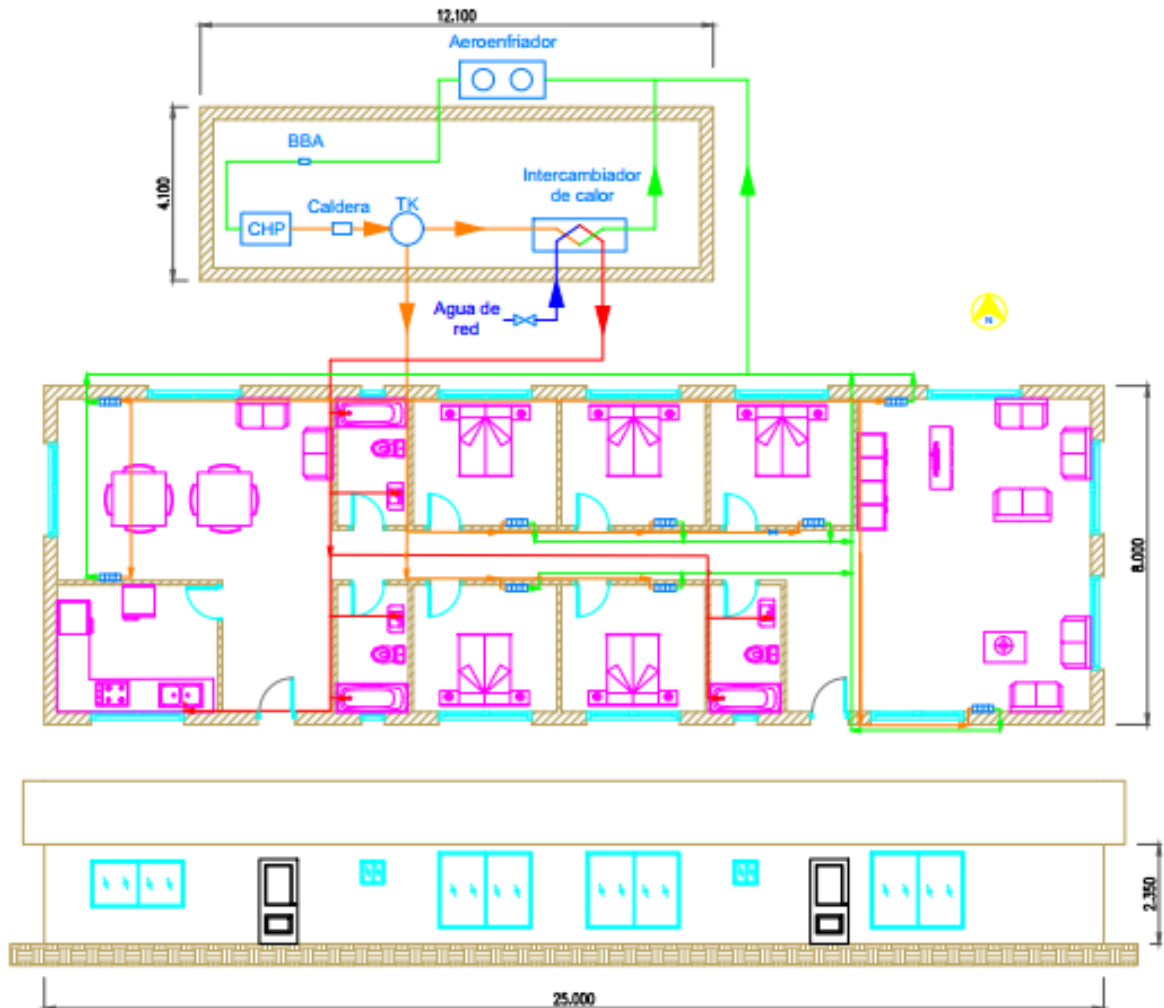


Figura 38. Esquema de Vivienda de 200[m²] con sistema de ACS y CC incorporado.

La Hostal se diseña de 400 [m²]. Se consideran 16 habitaciones dobles con baño privado, la recepción, un comedor común y cocina. La caseta con el equipo cogenerador se ubica fuera del establecimiento para evitar contaminación acústica de los huéspedes, ver Figura 39.

La notación de los flujos de agua indicadas en los planos se encuentra en la Tabla 18.

Tabla 18. Simbología de flujos en instalaciones residenciales.

Simbología	
Notación	Flujo
	Agua Caliente
	Agua Retorno
	Agua Calefacción
	Agua fría de red

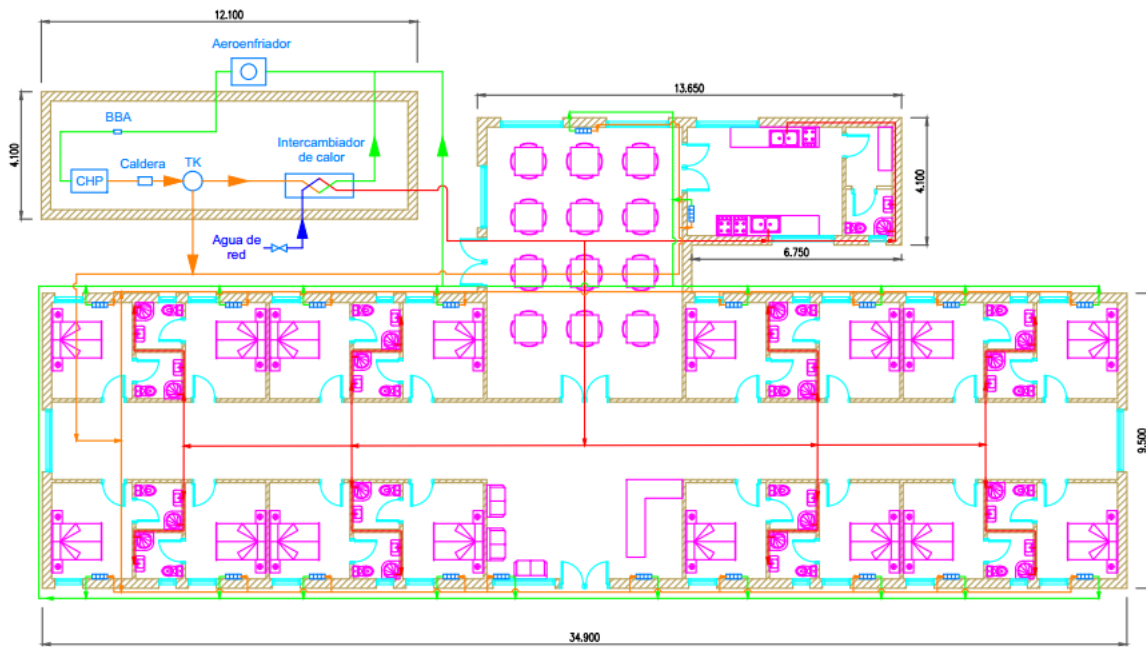


Figura 39. Esquema de Hostal de 400 [m²] con sistema de ACS y CC incorporado.

El distrito cuenta con quince viviendas unifamiliares de 50 [m²] cada una y una caseta para el sistema de cogeneración. Cada hogar cuenta con dos dormitorios, un baño, cocina y sala de estar, ver Figura 40.

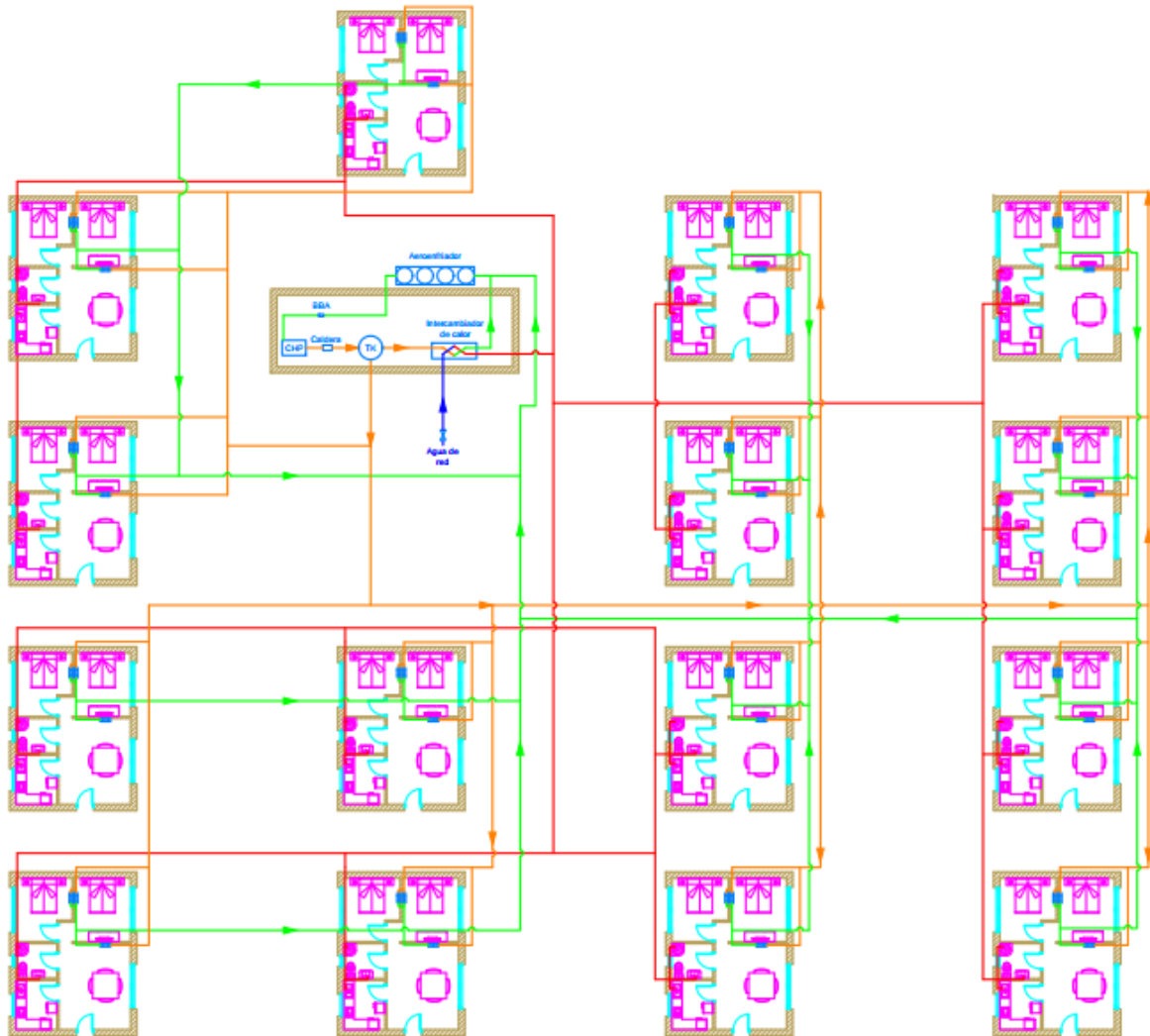


Figura 40. Esquema de Distrito con 15 casas de 50 [m²] cada una con sistema de ACS y CC incorporado.

4.3. Demanda Térmica de Calefacción

Para dimensionar la demanda térmica de calefacción se calcula el calor de diseño dentro de la vivienda (Q_d) necesario para lograr el confort térmico a partir de la ecuación 3.6.

La superficie de la envolvente para cada instalación se presenta en la Tabla 19.

Tabla 19. Superficie de los elementos de la envolvente de cada instalación.

Superficie [m ²]	Ventanas	Puertas	Muros	Techo	Piso perimetral	Envolvente
Casona	47	4	104	200	66	555
Hostal	54	7	205	400	56	1067
Casa (distrito)	13	2	51	50	28	167
Distrito	201	28	772	774	426	2489

Para el cálculo del coeficiente global de transferencia de calor U, se escogen los valores máximos establecidos en el artículo 4.1.10 de la O.G.U.C. de la Tabla 14 correspondientes a la zona 4 como un caso conservador.

Los ventanales se seleccionan con marco de PVC y con doble vidrio horizontal (DVH) con espaciado de 6 [mm] (Tabla 15).

El piso se considera medianamente aislado (Tabla 13) dando una transmitancia térmica lineal Kl de 1,2 [W/mK].

Las puertas de madera con una conductividad de 0,1 [W/mK] y espesor de 0,05 [m]. La resistencia térmica de la puerta queda de 0,5 [m² K/W] que en conjunto con las resistencias térmicas superficiales de local abierto (Tabla 12) y aplicando la ecuación 3.5 se obtiene un coeficiente global de transferencia de calor U de 1,49 [W/m²K].

Tabla 20. Coeficiente global de transferencia de calor para elementos de la envolvente de las instalaciones.

U [W/m ² K]	Ventanas	Puertas	Muros	Techo
Vivienda / Hostal / Distrito	3,17	1,49	1,70	0,38

La temperatura externa es la estimada en la Figura 36 para cada hora durante un día promedio de determinado mes del año. El salto térmico se considera hasta la temperatura de 16 °C cuando la temperatura externa sea inferior a esta. Sobre ésta no se requiere calefacción pues añadiendo las ganancias térmicas del interior del establecimiento ya se considera confortable.

Aplicando la ecuación de transferencia de calor 3.6 se genera una matriz de energía térmica requerida para calefaccionar al establecimiento durante todo el año. Al sumar todos los valores se obtiene la demanda térmica en calefacción anual.

Tabla 21. Demanda térmica en calefacción anual para las instalaciones.

[kWh/año]	Vivienda	Hostal	Distrito
Demanda térmica calefacción	16.900	26.070	97.400

4.4. Demanda térmica de ACS

La producción de ACS se diseña a 55 °C calentando mediante intercambiador de calor al agua potable de red de 10 °C, correspondiente a la zona geográfica seleccionada [21].

De acuerdo con el criterio de consumo de la Tabla 9, en la Casona y en el Distrito se espera un consumo aproximado de 40 [l/día/per] de ACS a 60 °C, mientras que en la Hostal se espera un consumo de 80 [l/día/cama]. Considerando ACS a 55 °C los consumos aumentan a 45 [l/día/per] y 83 [l/día/per] respectivamente.

Si se considera el número de habitantes por establecimiento, los coeficientes de confort y simultaneidad de la Tabla 11, se llega al caudal medio de cada establecimiento. Estos cálculos se resumen en la Tabla 22.

Tabla 22. Cálculo del consumo de ACS medio diario y energía térmica anual.

		Vivienda	Hostal	Distrito
Consumo	[l/día/ud]	45	83	45
N° de pers. / camas		7	16	3
Coef. de Confort	K	Alto (0,9)	Alto (0,9)	Alto (0,9)
Puntos de Consumo	NP	1	1	15
Coef. Simultaneidad	Y	0,9	0,9	0,4
Consumo diario	[l/día]	255	1.076	729
Consumo anual	[m ³ /año]	93	393	266
Demanda térmica ACS	[kWh/año]	4.900	20.630	14.000
Demanda térmica CC	[kWh/año]	16.900	26.070	97.400
Demanda térmica total	[kWh/año]	21.800	46.700	111.400

4.5. Demanda eléctrica

Para la demanda eléctrica se estima la cantidad de aparatos eléctricos, las horas de consumo efectivo y con la ecuación 3.1 se obtiene un consumo promedio. En las Tablas Tabla 23, Tabla 24 y Tabla 25 se presenta el consumo eléctrico mensual de cada equipo asignado a las tres instalaciones. En la Tabla 26 se resumen los consumos mensuales y anuales de cada escenario.

Tabla 23. Consumo eléctrico mensual y potencia total. Vivienda de 200 [m²].

Casona	Potencia [W]	Cant.	Horas/día	Días/mes	Consumo [kWh/mes]	Potencia [kW]
Iluminación	20	30	5	30	90	0,6
Tv	125	5	4	30	75	0,6
Refrigerador	100	1	24	30	72	0,1
Hervidor	1.500	1	1	30	5	1,5
Microonda	800	1	1,5	30	36	0,8
PC	65	6	4	20	31	0,4
Plancha	1.000	1	1	15	15	1
Lavadora	500	1	1	15	8	0,5
Equipo de música	60	2	4	30	7	0,1
Secadora	1.200	3	0,5	5	6	2,4
Extractor	130	1	0,5	30	6	0,4
Cafetera	800	1	0,2	30	5	0,8
Juguera	120	1	1	30	4	0,1
Otros	300		0,1	30	1	0,3

Tabla 24. Consumo eléctrico mensual y potencia total. Hostal de 400 [m²].

Hostal	Potencia [W]	Cant.	Horas/día	Días/mes	Consumo [kWh/mes]	Potencia [kW]
Iluminación	20	55	5	30	165	1,1
Tv	125	20	2	30	150	2,5
Refrigerador	150	3	24	30	324	0,5
Hervidor	1.500	2	1	30	90	3
Microonda	800	2	1	30	48	1,6
PC	65	16	2	20	42	1
Lavadora	500	2	0,5	9	5	1
Secadora	1.200	2	0,5	9	10,8	2,4
Extractor	130	18	1	30	70	2,3
Parlantes	200	8	3	30	144	1,6
Otros	350	1	10	30	105	0,4

Tabla 25. Consumo eléctrico mensual y potencia total. Casa unifamiliar de 50[m²] del distrito.

Casa de distrito	Potencia [W]	Cant.	Horas/día	Días/mes	Consumo [kWh/mes]	Potencia [kW]
Iluminación	20	12	4	30	29	0,2
Aspiradora	1.900	1	0,5	15	14	1,9
Tv	125	1	3	30	11	0,1
Refrigerador	100	1	24	30	72	0,1
Hervidor	1.500	1	0,5	30	20	1,5
Microonda	800	1	0,5	20	8	0,8
PC	65	2	3	30	12	0,1
Lavadora	500	1	1	15	8	0,5
Horno eléctrico	650	1	1	30	19,5	0,7
Plancha	1.000	1	0,2	30	5	1
Otros	60	1	1	30	2	0,1

Tabla 26. Consumo eléctrico en instalaciones residenciales.

Consumo	Unidad	Vivienda	Hostal	Distrito
Mensual	[kWh/mes]	400	1.153	3.000
Anual	[kWh/año]	4.800	13.840	36.000

Tabla 27. Cálculo de potencia a instalar en instalaciones residenciales.

		Vivienda	Hostal	Distrito
Potencia total	[kW]	9,6	17,4	105
Factor de demanda		0,35	0,5	0,35
Factor de simultaneidad		1	1	11,9
Potencia a instalar	[kW]	5,3	8,7	52,4

4.6. Perfil anual de la demanda energética

El comportamiento de la demanda en calefacción se estima de acuerdo con la temperatura media externa a lo largo de un día y de un año en la zona geográfica especificada con los datos extraídos de la Figura 34 y Figura 35.

Así, al aplicar la ecuación de transferencia de calor 3.6 para cada temperatura durante el año y utilizando los datos de la Tabla 19 y Tabla 20 se obtiene el perfil horario anual de calefacción.

Por otro lado, el consumo de ACS diario se considera del promedio calculado en la Tabla 22 con una variabilidad estimada según la Figura 28. Como resultado se obtiene una demanda horaria diaria promedio de ACS.

Haciendo que el consumo promedio varíe mes a mes con el comportamiento de la Tabla 6 se puede obtener un estimado del consumo de ACS durante todo el año; que sumado a la demanda en calefacción se obtiene un estimado de la demanda anual térmica.

En la Tabla 28, Tabla 29 y Tabla 30 se muestran matrices de la demanda térmica total a una determinada hora del día para un día promedio de algún mes del año calculado con el método recién expuesto.

Tabla 28. Demanda horaria térmica en [kWh] de la Vivienda de 200 [m²] para un día promedio de cada mes del año.

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	0,9	0,9	1,4	2,3	3,4	3,4	4,0	4,0	3,5	3,1	2,1	1,7
1	1,2	1,2	1,6	2,5	3,6	3,6	4,2	4,2	3,7	3,3	2,4	1,9
2	1,5	1,5	1,9	2,8	3,8	3,8	4,4	4,4	3,9	3,5	2,6	2,2
3	1,7	1,7	2,1	2,9	4,0	3,9	4,5	4,5	4,0	3,6	2,8	2,4
4	2,0	1,9	2,4	3,1	4,1	4,1	4,6	4,6	4,2	3,8	3,0	2,6
5	2,2	2,2	2,6	3,3	4,3	4,2	4,8	4,8	4,3	4,0	3,2	2,8
6	2,6	2,5	3,0	3,8	4,7	4,8	5,2	5,2	4,8	4,4	3,6	3,2
7	2,8	2,5	3,4	4,3	5,3	5,5	5,9	6,0	5,4	4,9	4,0	3,6
8	3,0	2,5	4,0	5,0	6,2	6,5	6,8	7,0	6,3	5,5	4,6	4,1
9	0,9	0,8	1,5	2,5	3,7	3,7	4,3	4,4	3,8	3,3	2,3	1,8
10	0,5	0,3	0,7	2,0	3,5	3,5	4,2	4,2	3,6	2,9	1,8	1,2
11	0,7	0,5	1,0	1,1	3,2	3,3	4,0	4,1	3,3	2,5	1,0	0,9
12	0,2	0,2	0,3	0,4	1,8	1,8	2,7	2,7	1,9	1,2	0,3	0,3
13	0,5	0,3	0,7	0,7	1,6	1,7	2,6	2,7	1,8	0,7	0,6	0,6
14	0,7	0,5	1,0	1,1	1,2	1,3	2,6	2,7	1,8	1,0	1,0	0,9
15	0,5	0,3	0,7	0,7	0,8	0,9	2,2	2,3	1,4	0,7	0,6	0,6
16	0,2	0,2	0,3	0,4	1,0	1,0	2,0	2,0	1,1	0,3	0,3	0,3
17	0,2	0,2	0,3	0,4	1,3	1,3	2,2	2,3	1,4	0,3	0,3	0,3
18	0,2	0,2	0,3	0,4	1,8	1,8	2,7	2,7	2,0	1,3	0,3	0,3
19	0,2	0,2	0,3	0,4	2,3	2,3	3,2	3,2	2,5	1,8	0,3	0,3
20	0,5	0,3	0,7	1,7	3,2	3,2	3,9	4,0	3,3	2,6	1,4	0,6
21	0,9	0,7	1,3	2,8	4,3	4,5	5,0	5,2	4,4	3,7	2,5	1,9
22	1,2	0,8	2,4	3,6	5,0	5,2	5,7	5,9	5,1	4,3	3,2	2,7
23	0,6	0,6	1,1	2,0	3,2	3,2	3,9	3,9	3,3	2,9	1,9	1,4

Tabla 29. Demanda horaria térmica en [kWh] de Hostal para un día promedio de cada mes del año.

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1,4	1,4	2,1	3,5	5,3	5,3	6,2	6,2	5,5	4,8	3,3	2,5
1	1,9	1,8	2,5	3,9	5,6	5,5	6,5	6,5	5,7	5,1	3,7	2,9
2	2,3	2,3	2,9	4,2	5,9	5,8	6,7	6,7	6,0	5,4	4,0	3,4
3	2,7	2,6	3,3	4,5	6,1	6,1	6,9	6,9	6,2	5,6	4,3	3,7
4	3,1	3,0	3,6	4,8	6,3	6,3	7,1	7,1	6,5	5,9	4,6	4,0
5	3,4	3,4	4,0	5,1	6,6	6,5	7,3	7,3	6,7	6,1	4,9	4,3
6	4,7	4,7	5,2	6,7	8,2	8,6	9,4	9,2	8,5	7,7	6,3	5,6
7	6,4	6,5	7,1	9,3	11,0	12,2	13,2	12,5	11,6	10,2	8,5	7,4
8	8,9	9,0	9,6	13,1	15,0	17,5	18,7	17,3	16,2	13,9	11,6	10,0
9	2,2	2,1	2,9	4,7	6,6	7,0	8,0	7,8	6,9	5,9	4,3	3,4
10	2,2	2,2	2,2	5,0	7,2	7,9	9,2	8,7	7,7	6,3	4,3	3,1
11	3,2	3,3	3,3	4,4	7,6	8,8	10,3	9,6	8,4	6,6	3,7	3,3
12	1,1	1,1	1,1	1,5	3,7	4,0	5,5	5,3	4,0	2,7	1,2	1,1
13	2,2	2,2	2,2	2,9	4,3	5,1	6,8	6,3	4,9	2,8	2,5	2,2
14	3,2	3,3	3,3	4,4	4,5	5,8	8,2	7,5	5,9	4,2	3,7	3,3
15	2,2	2,2	2,2	2,9	3,0	3,9	6,2	5,7	4,2	2,8	2,5	2,2
16	1,1	1,1	1,1	1,5	2,4	2,7	4,4	4,2	2,8	1,4	1,2	1,1
17	1,1	1,1	1,1	1,5	2,9	3,2	4,8	4,6	3,3	1,4	1,2	1,1
18	1,1	1,1	1,1	1,5	3,7	4,1	5,6	5,3	4,1	2,8	1,2	1,1
19	1,1	1,1	1,1	1,5	4,5	4,8	6,2	6,0	4,9	3,7	1,2	1,1
20	2,2	2,2	2,2	4,4	6,7	7,5	8,8	8,3	7,2	5,8	3,7	2,2
21	4,3	4,5	4,4	8,0	10,3	11,9	13,3	12,3	11,2	9,3	6,9	5,4
22	5,4	5,6	6,7	10,0	12,3	14,3	15,6	14,5	13,3	11,2	8,7	7,2
23	0,9	0,9	1,6	3,1	5,0	4,9	6,0	6,0	5,1	4,4	2,9	2,1

Tabla 30. Demanda horaria térmica en [kWh] de distrito de 15 casas para un día promedio de cada mes del año.

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	5,3	5,0	7,8	13,1	19,7	19,5	23,1	23,1	20,2	17,6	12,3	9,4
1	6,9	6,7	9,3	14,3	20,7	20,5	24,0	24,0	21,2	18,7	13,6	10,9
2	8,6	8,4	10,9	15,7	21,8	21,6	25,0	24,9	22,3	19,9	15,0	12,4
3	10,0	9,8	12,2	16,8	22,7	22,5	25,7	25,7	23,2	20,9	16,1	13,6
4	11,3	11,1	13,4	17,9	23,5	23,3	26,4	26,4	24,0	21,8	17,2	14,9
5	12,7	12,5	14,7	19,0	24,4	24,2	27,2	27,2	24,8	22,7	18,3	16,1
6	14,0	13,6	16,3	20,5	25,9	25,9	28,7	28,8	26,4	24,1	19,8	17,6
7	13,9	13,1	16,8	21,4	27,2	27,5	30,2	30,4	27,7	25,0	20,4	18,1
8	13,0	11,6	16,9	22,2	28,7	29,5	32,0	32,5	29,3	25,9	20,8	18,2
9	4,7	4,3	7,6	13,1	20,0	20,0	23,6	23,7	20,6	17,8	12,2	9,3
10	1,3	0,9	1,9	9,6	17,6	17,6	21,7	21,8	18,3	14,9	8,4	5,1
11	2,0	1,4	2,8	5,7	14,8	15,0	19,5	19,7	15,6	11,6	4,3	2,7
12	0,7	0,5	0,9	1,0	9,0	8,9	14,2	14,2	9,9	5,9	0,9	0,9
13	1,3	0,9	1,9	2,0	7,1	7,1	12,7	12,9	8,1	3,6	1,8	1,8
14	2,0	1,4	2,8	3,1	5,7	5,8	11,6	11,9	6,7	2,9	2,7	2,7
15	1,3	0,9	1,9	2,0	4,5	4,5	10,5	10,6	5,5	1,9	1,8	1,8
16	0,7	0,5	0,9	1,0	4,5	4,3	10,2	10,3	5,4	1,0	0,9	0,9
17	0,7	0,5	0,9	1,0	6,2	6,0	11,7	11,8	7,1	2,8	0,9	0,9
18	0,7	0,5	0,9	1,0	9,3	9,2	14,4	14,5	10,2	6,2	0,9	0,9
19	0,7	0,5	0,9	3,2	12,2	12,1	16,9	16,9	13,0	9,3	0,9	0,9
20	1,3	0,9	1,9	7,4	15,9	15,9	20,2	20,4	16,6	13,0	6,2	1,8
21	2,7	1,9	5,8	12,2	20,2	20,6	24,3	24,7	20,9	17,2	10,8	7,5
22	5,0	3,8	9,1	15,3	23,0	23,6	26,9	27,3	23,7	20,0	13,8	10,7
23	3,4	3,2	6,0	11,6	18,5	18,3	22,1	22,1	19,1	16,4	10,7	7,8

Para el consumo eléctrico se ejecuta el mismo método, pero utilizando los datos sobre el comportamiento de la demanda mostrado en la Figura 27.

El comportamiento del consumo eléctrico mes a mes varía de acuerdo con los hábitos de los usuarios frente a las distintas estaciones del año. Se asume que los equipos que aumentan su consumo en verano son los refrigeradores por necesitar mayor energía para mantener a los alimentos a bajas temperaturas. Por el otro lado, la iluminación se mantiene operativa por un más tiempo en los meses de invierno debido a la menor cantidad de horas sol en un día [35]. También aumenta el uso de hervidores por el mayor consumo de agua caliente para bebidas calientes. El uso de la secadora por el escaso recurso solar y las bajas temperaturas para secar ropa a la intemperie también aumenta. El uso de calefactores eléctricos no se considera en la estimación, pues supone que la demanda térmica es suplida por equipos a base de gas natural y no eléctricos.

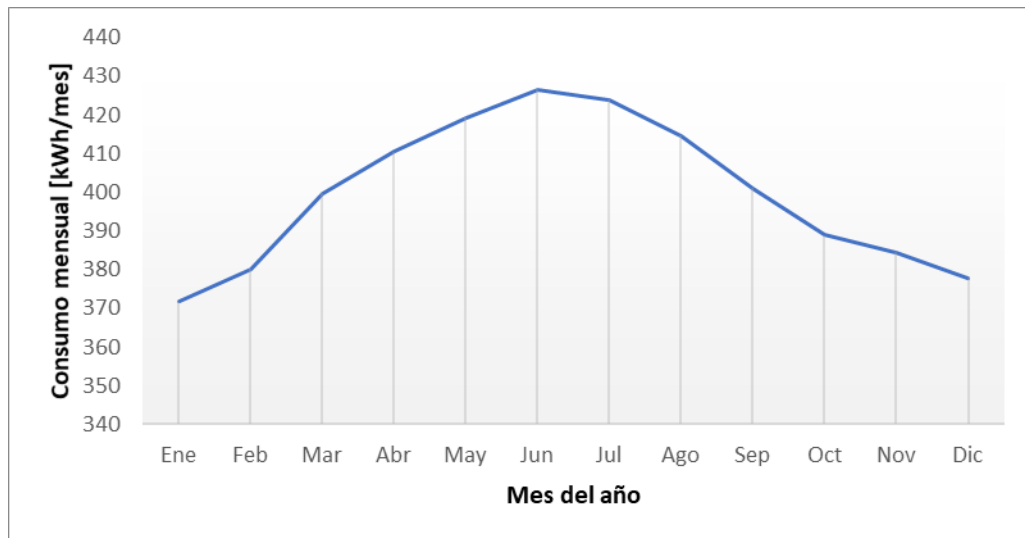


Figura 41. Demanda eléctrica mensual a lo largo de un año para la Vivienda de 200 [m²].



Figura 42. Demanda eléctrica mensual a lo largo de un año para el Hostal.

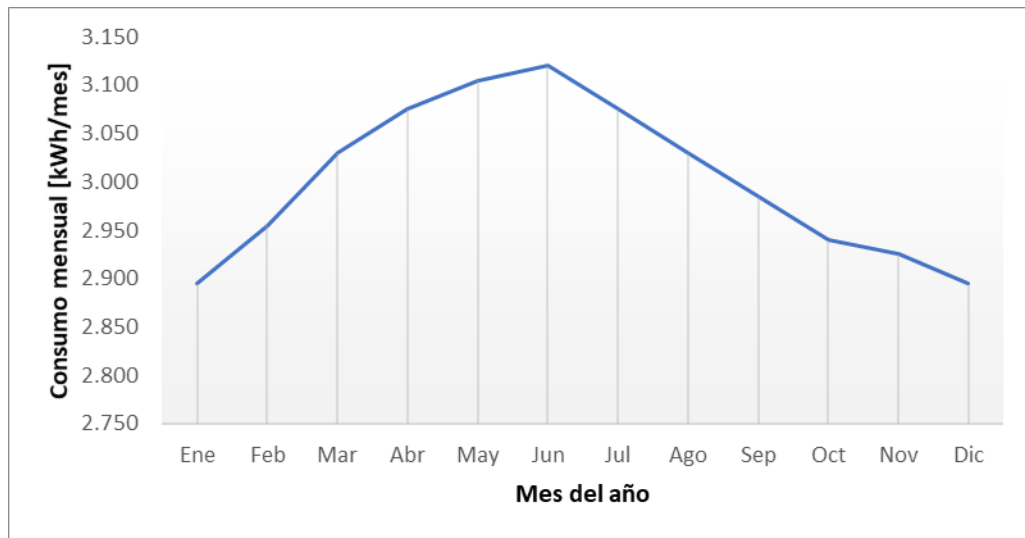


Figura 43. Demanda eléctrica mensual a lo largo de un año para el Distrito.

4.7. Estrategia de operación

Como se ha discutido, las demandas térmica y eléctrica poseen su propio comportamiento a lo largo del año; siendo prácticamente independientes entre sí.

Las tecnologías CHP en cambio, poseen una potencia térmica y otra eléctrica determinada. Pueden operar en un cierto rango manteniendo la proporción térmica-eléctrica relativamente constante sin afectar el rendimiento del equipo.

Se considera que los equipos CHP pueden modular dentro de un cierto rango, sin embargo su control se vuelve más complejo y en caso de que la demanda sea muy elevada o muy baja, en un período de tiempo, el equipo no va a ser capaz de cubrirla.

Se agrega, por tanto, un sistema de almacenamiento térmico acoplado para dar mayor confiabilidad al suministro térmico. Así, en caso de una demanda mínima de energía térmica, como por ejemplo de suministro de ACS y no de calefacción, el cogenerador puede parar y la demanda se va a cubrir con la energía almacenada.

Dado que la energía térmica generada por el cogenerador se transmite a través de agua caliente, la mejor forma de almacenar la energía es mediante un estanque acumulador de inercia que almacene un cierto volumen de agua a elevada temperatura.

El flujo de agua que transporta la energía térmica circula en un ciclo cerrado y es desmineralizada para evitar corrosión o deposición de sedimentos al interior de las cañerías producto de los cambios cíclicos en la temperatura.

Por otro lado, el suministro de energía eléctrica se regula mediante la interconexión con la red eléctrica local. Esto da mucha flexibilidad frente a la incertidumbre de la demanda. Dada una cierta magnitud de energía eléctrica generada, si la demanda es mayor que la generación se puede

consumir la energía faltante desde la red eléctrica. Si en cambio la demanda es menor que la que se genera, la energía sobrante puede inyectarse a la red eléctrica como mecanismo de regulación. Esta energía se cancela según los kWh consumidos al precio correspondiente a la tarifa eléctrica contratada, descontando la energía inyectada en kWh a precio nudo [3].

Dada la flexibilidad para cubrir la demanda eléctrica es que el sistema se diseña para cubrir la demanda térmica comprendida por el suministro de ACS y CC.

El cogenerador genera agua caliente a 60 [°C], ésta se transmite a través de cañerías que permitan la conducción de fluidos a altas temperaturas como los de PPR (Polipropileno Random). El agua a 60 °C entra al acumulador de inercia donde se va a almacenar la energía. Cuando haya demanda térmica el agua caliente almacenada procede a alimentar una de las dos cañerías correspondientes al sistema de ACS o al de CC según corresponda.

El ramal de la calefacción transmite el flujo hasta los radiadores. Estos transfieren calor a la instalación al mismo tiempo que disminuyen la temperatura del flujo desde 60 a 40 °C para luego volver por la cañería de retorno a la instalación CHP.

El ramal de ACS va a parar a un intercambiador de calor donde transfiere calor al agua de red y eleva su temperatura a unos 55 °C en forma de ACS. La salida del agua se ajusta a 40 °C para reencontrarse en el retorno con el agua de calefacción también a 40 °C.

El flujo de retorno vuelve a circular por el cogenerador para extraer potencia térmica y elevar su temperatura a 60 °C.

Puede suceder que no se requiera en lo absoluto de energía térmica por un período prolongado de tiempo, que la acumulación térmica llegue a su máxima capacidad y que empiece a liberar agua a temperatura elevada. Esta agua no es apta para la recuperación de energía térmica del cogenerador, pudiendo causar un sobrecalentamiento en el equipo. Para solucionar esto, se agrega previo al cogenerador un Aeroenfriador que regule la temperatura del flujo liberando calor al ambiente cuando sea necesario.

Se provee de una caldera auxiliar o de apoyo al sistema a continuación del cogenerador, para que opere en caso de que se requiera potencia adicional o que lo reemplace en caso de falla o mantención en el cogenerador.

4.8. Selección de equipos de Cogeneración

Dentro de las tecnologías estudiadas para la cogeneración, se logra obtener información técnica y económica de cogeneradores en base a celdas combustibles y un cogenerador en base a motor Stirling.

Con las demandas térmicas anuales ya estimadas en la Tabla 22, si se reparten equitativamente entre las 8.760 horas del año se obtienen 2,5 kW para la Casona, 5,3 kW para la Hostal y 12,7 kW para el distrito. Estos valores se toman para dimensionar en primera instancia los cogeneradores.

Inhouse 5000+

Este cogenerador es una celda combustible PEM de baja temperatura que opera con gas natural como combustible primario. Sus datos técnicos más relevantes se resumen en la Tabla 31. Para más información, revisar especificaciones en Anexo B.

Tabla 31. Especificaciones técnicas cogenerador Inhouse 5000+

Proveedor	RBZ
Modelo	Inhouse 5000+
Tipo de celda combustible	LT-PEM
Combustible	Gas Natural
Potencia eléctrica nominal	5 kW
Potencia térmica nominal	7,5 kW
Eficiencia global	92%
Eficiencia eléctrica	34%
Temperatura del circuito de calentamiento	50 - 70 °C
Temperatura del circuito de retorno	30 – 50 °C
Modulación	30 a 100 %
Tiempo de ajuste en modulación	15 min
Tiempo de encendido en frío	1 h
Dimensiones	740 – 1.550 – 1.159 mm ³
Peso	380 kg

El Inhouse 5000+ con 5 kW térmicos de generación, su capacidad de modulación y la adición de almacenamiento térmico se utiliza para evaluar la incorporación de cogeneración en la Vivienda de 200 [m²] y el Hostal. Para el distrito se necesitarían más de 2 cogeneradores de este modelo, por lo cual no se evalúa a priori ese caso.

Qnergy PCK80

Cogenerador Stirling de pistón libre ofertado por la empresa Qnergy presenta sus datos técnicos en la Tabla 32.

Tabla 32. Especificaciones térmica cogenerador Stirling PCK 80.

Proveedor	Qnergy
Modelo	PCK80
Tipo	Stirling de pistón libre
Combustible	Gas Natural
Potencia eléctrica nominal	2,8 a 7,1 kW
Potencia térmica nominal	25 kW
Eficiencia global	99%
Eficiencia eléctrica	22%
Temperatura del circuito de calentamiento	80 °C
Temperatura de retorno	2 - 65 °C
Modulación	40 a 100 %
Tiempo de encendido en frío	1 h
Dimensiones (motor más controlador)	367– 402 – 8.402 mm ³
Peso (motor y controlador)	110 – 15 kg
Ruido	< 65 dB

Este equipo si es capaz de satisfacer la demanda del distrito con holgura, por lo que se escoge este equipo para su evaluación. Además, debido a su versatilidad en la modulación de la potencia, también se evalúa para el hostel.

YANMAR CP5WN

Cogenerador con tecnología de motor a combustión interna a GN o GLP con potencia eléctrica de 5 kW y potencia térmica de 10 kW. La ficha técnica del modelo seleccionado para su evaluación en el proyecto se presenta a continuación. Si bien, de esta empresa no se lograron obtener cotizaciones, se puede calcular el precio límite del equipo para que el proyecto sea rentable.

Tabla 33. Especificaciones técnicas cogenerador a combustión interna YANMAR.

Proveedor	YANMAR ENERGY SYSTEMS
Modelo	CP5WN
Tipo	Motor a combustión interna
Combustible	Gas Natural
Potencia eléctrica	5 kW
Potencia térmica nominal	10 kW
Eficiencia global	84%
Eficiencia eléctrica	28%
Eficiencia térmica	56%
Temperatura alimentación	60 °C
Modulación	0,3 a 5 kW _e
Intervalo de mantención	10.000 h
Dimensiones	1.000-500-1.500 mm ³
Peso	400 kg
Ruido	54 dB

4.9. Evaluación técnica. Modelamiento de la generación y del consumo energético

Dada la demanda diaria estimada de energía térmica-eléctrica y definido el mecanismo de suministro energético, se simula la operación en curvas de demanda diarias o anuales. En las siguientes figuras se muestra el manejo de la energía térmica y eléctrica para cubrir la totalidad de la demanda energética.

En general, el cogenerador va a trabajar durante los períodos de alta demanda térmica y parar en los de baja demanda. La potencia seleccionada para operar ha de ser ligeramente mayor a la demanda media diaria requerida para ir almacenando gradualmente energía térmica en el acumulador. Así, esta energía se consume al momento de apagar el cogenerador para cubrir las demandas térmicas más bajas presentes en el resto del día.

En el período en que el cogenerador está apagado, se consume electricidad desde la red eléctrica. Por el contrario, si el cogenerador genera mayor energía eléctrica que la demandada, el excedente se va a inyectar a la red.

Vivienda con cogenerador a combustión interna CP5WN YANMAR

Las figuras Figura 44 y Figura 45 muestran como la generación térmica y eléctrica del cogenerador Inhouse 5000+ cubre la demanda de cada tipo de energía en la Casona.

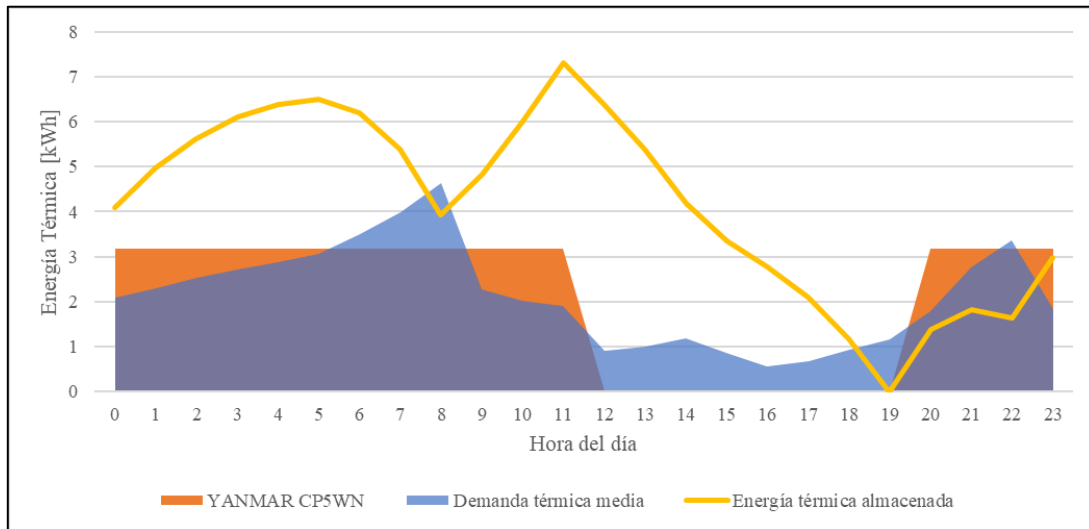


Figura 44. Generación, demanda y almacenamiento térmico para un día promedio en Vivienda de 200 [m²] utilizando un cogenerador YANMAR CP5WN como proveedor de energía.

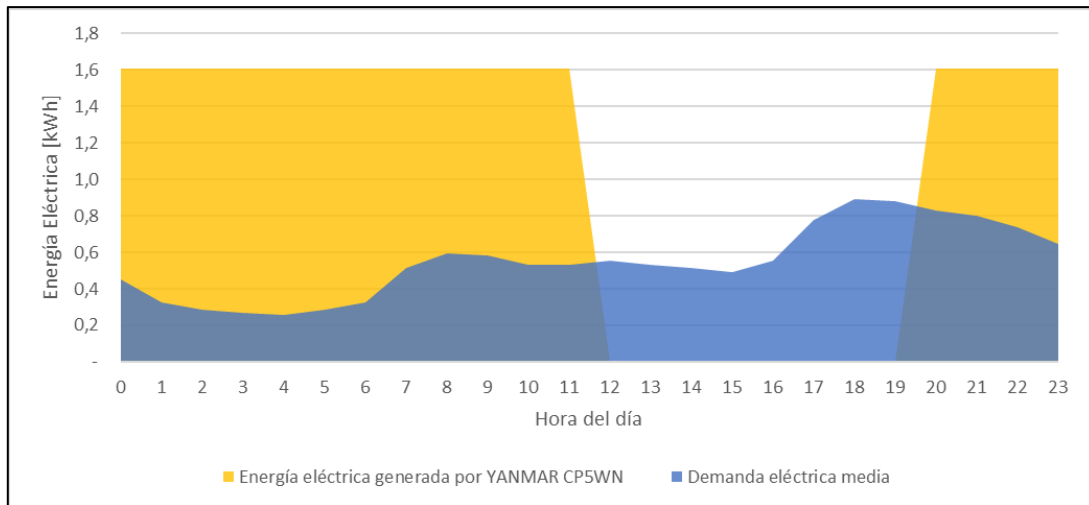


Figura 45. Generación y demanda eléctrica para un día promedio del año en Vivienda de 200[m²] utilizando al cogenerador YANMAR CP5WN como proveedor de energía.

Las figuras 44 y 45 muestran el flujo térmico y eléctrico para el día promedio del mes con mayor y menor demanda térmica del año respectivamente.

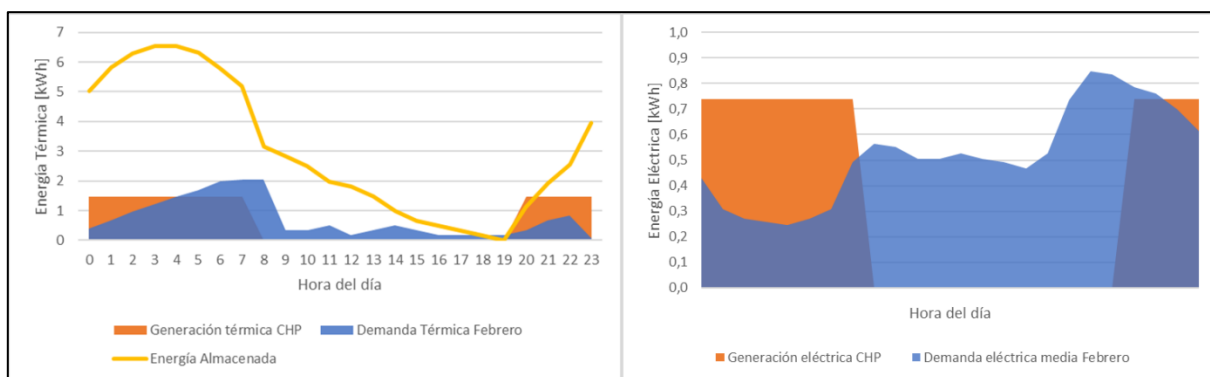


Figura 46. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de febrero en una Casona utilizando al cogenerador YANMAR CP5WN como proveedor de energía.

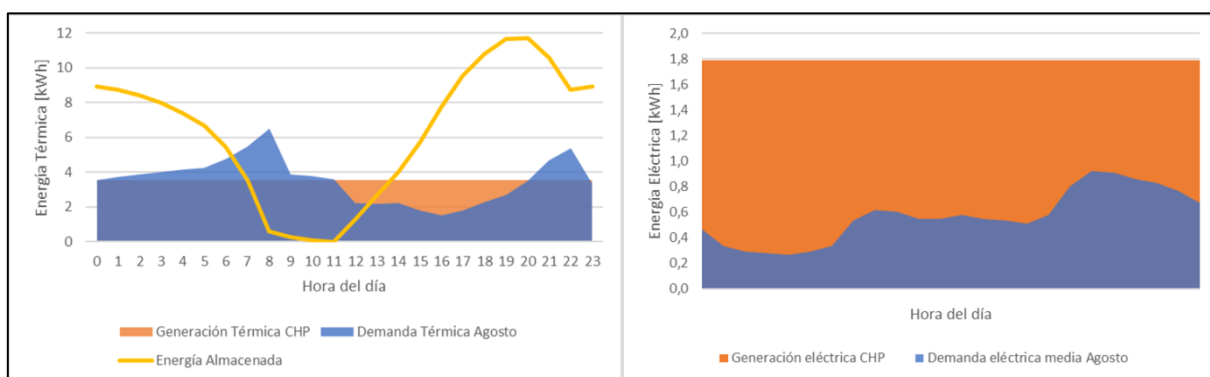


Figura 47. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de agosto en Vivienda de 200 [m²] utilizando al cogenerador YANMAR CP5WN como proveedor de energía.

Al aplicar este análisis para las 8.760 horas del año y ordenando de manera decreciente las demandas térmicas se obtiene una curva anual de demanda térmica como la mostrada en

La Figura 48 ordena de manera decreciente las demandas térmicas en un año y muestra la distribución de la energía generada por el módulo CHP para cubrir la demanda térmica de la Vivienda.

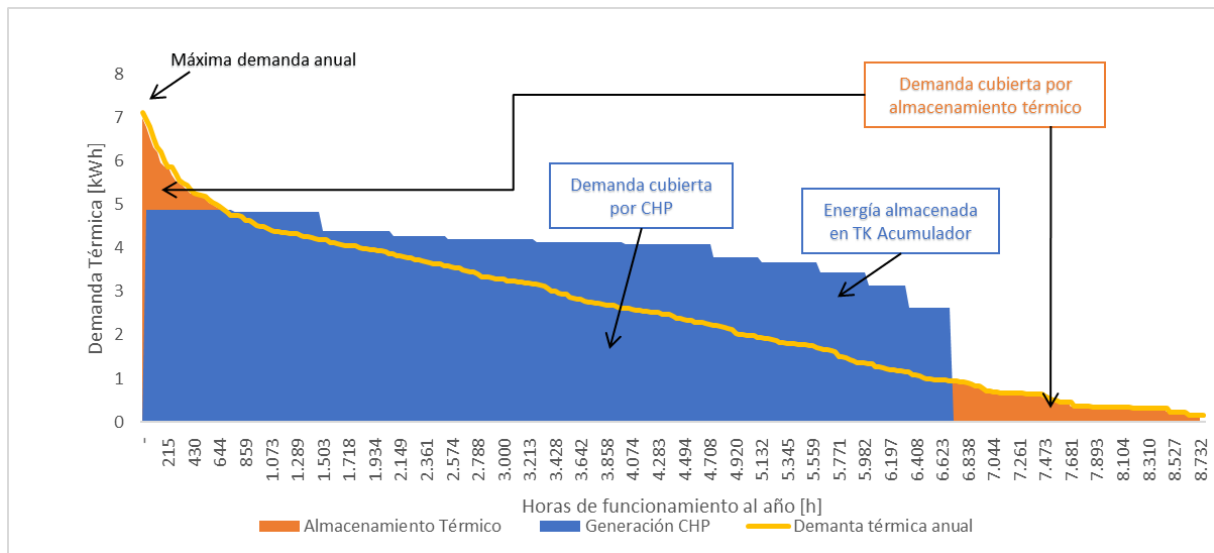


Figura 48. Curva decreciente de la demanda térmica anual para Vivienda de 200 [m²] utilizando un cogenerador de combustión interna CP5WN.

Vivienda con cogenerador a celda combustible Inhouse 500+

La demanda térmica y eléctrica son similares, la diferencia cabe en que este cogenerador genera 5 kW eléctricos y 7,5 kW térmicos. Por lo que el equipo solo modula a una carga mayor que la de a combustión interna para satisfacer la misma demanda térmica. El gráfico de la Figura 48 queda igual y la diferencia es que se genera una mayor cantidad de energía eléctrica en promedio como muestra la Figura 49.

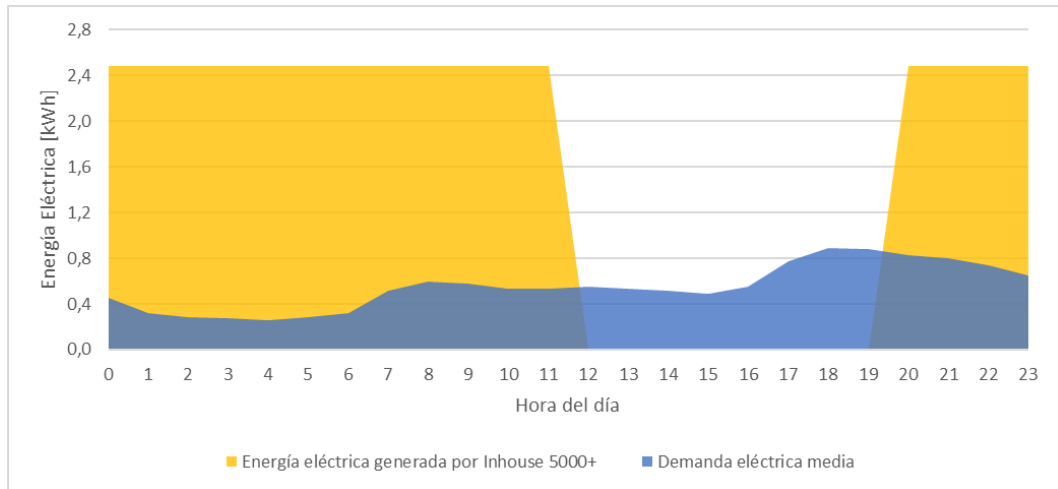


Figura 49. Generación y demanda eléctrica para un día promedio del año en Vivienda de 200[m²] utilizando al cogenerador Inhouse 5000+ como proveedor de energía.

Hostal con cogenerador Stirling Qnergy PCK80

La Figura 50 y la Figura 51 muestran como la generación térmica y eléctrica del cogenerador Qnergy PCK80 cubre la demanda de cada tipo de energía en la Hostal.

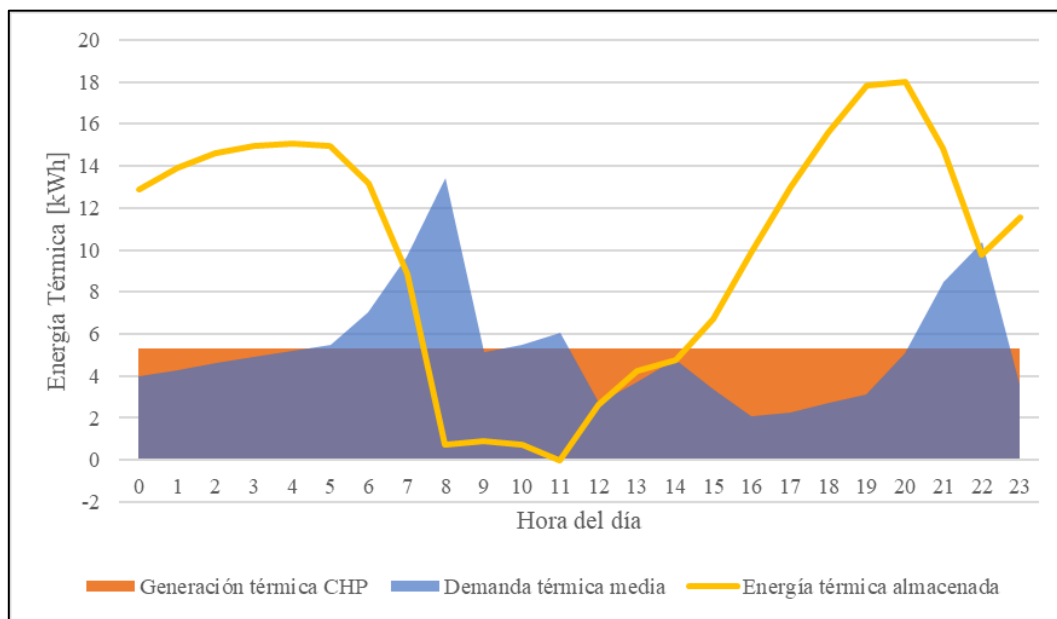


Figura 50. Generación, demanda y almacenamiento térmico para un día promedio en un Hostal utilizando un cogenerador Stirling PCK80 como proveedor de energía.

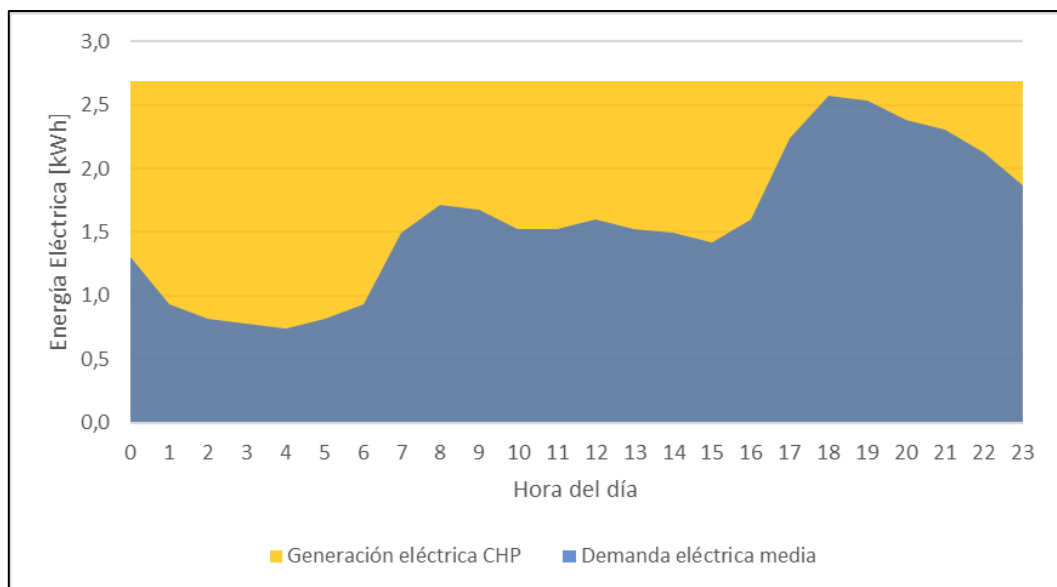


Figura 51. Generación y demanda eléctrica para un día promedio del año en un Hostal, utilizando al cogenerador Stirling PCK80 como proveedor de energía.

La Figura 52 y la Figura 53 muestran el flujo térmico y eléctrico para el día promedio del mes con mayor y menor demanda térmica del año.

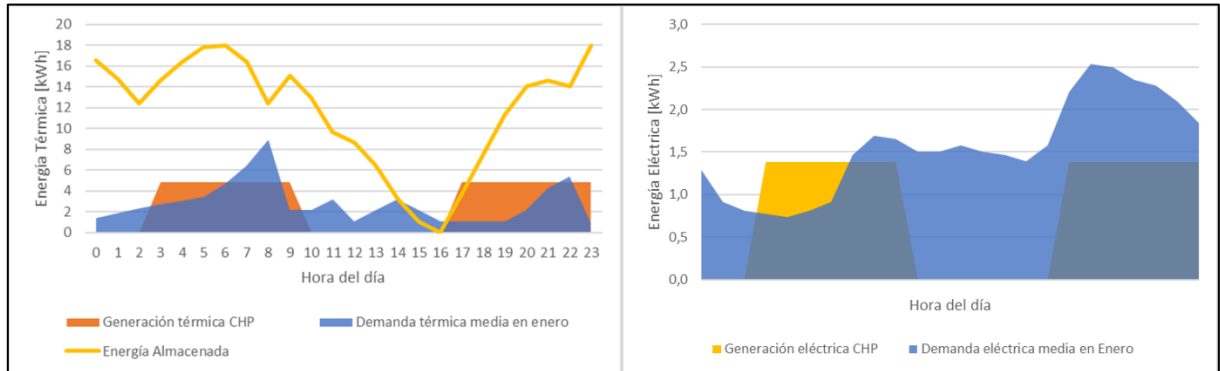


Figura 52. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de enero en una Hostal utilizando al cogenerador Stirling Qnergy PCK80 como proveedor de energía.

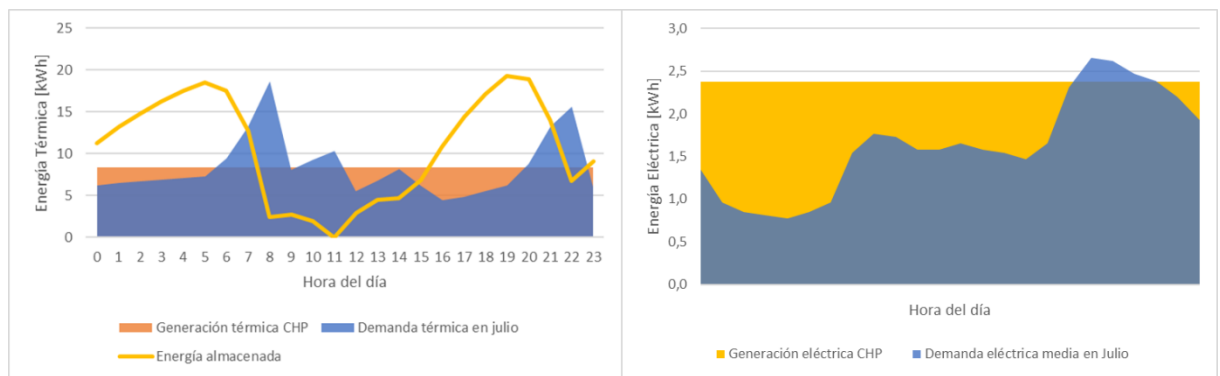


Figura 53. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de julio en una Hostal utilizando al cogenerador Stirling PCK80 como proveedor de energía.

La Figura 54 ordena de manera decreciente las demandas térmicas en un año y muestra la distribución de la energía generada para cubrir la demanda térmica de la Hostal con el cogenerador Stirling.

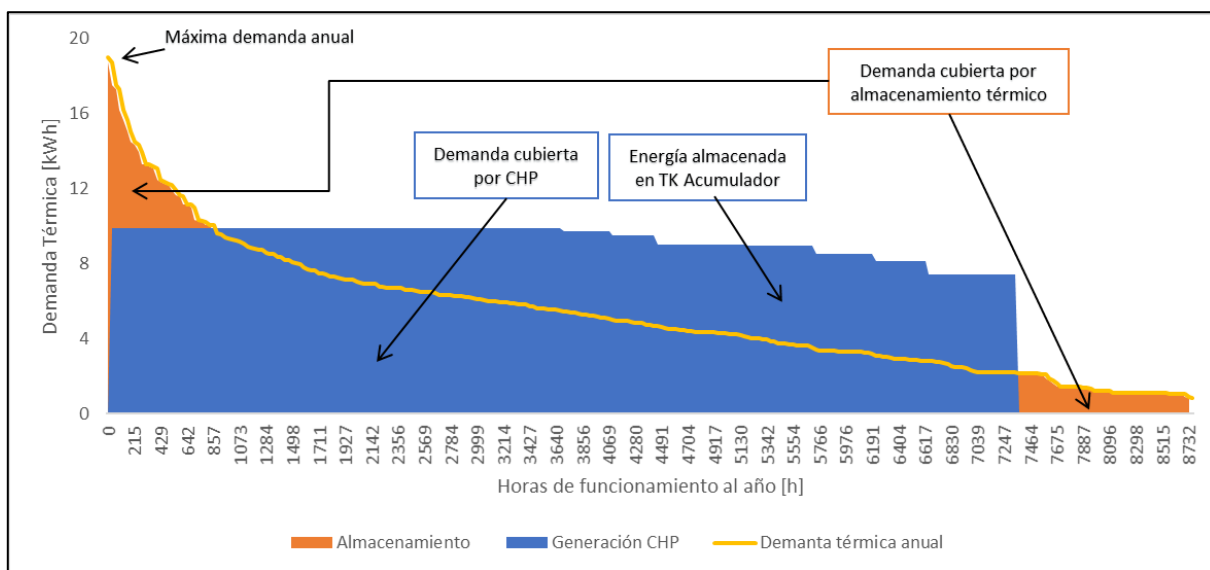


Figura 54. Curva decreciente de la demanda térmica anual para la Hostal utilizando un cogenerador Stirling modelo Qnergy PCK80.

Hostal con cogenerador a combustión interna CP5WN YANMAR

El cogenerador CP5WN con potencia de 5 kW eléctrico y 10 kW térmico cubre la demanda térmica de la Hostal en su totalidad con el mismo perfil que el equipo de Qnergy, la diferencia es su generación eléctrica por el mayor PHR que posee en comparación al cogenerador Stirling, ver Figura 55.

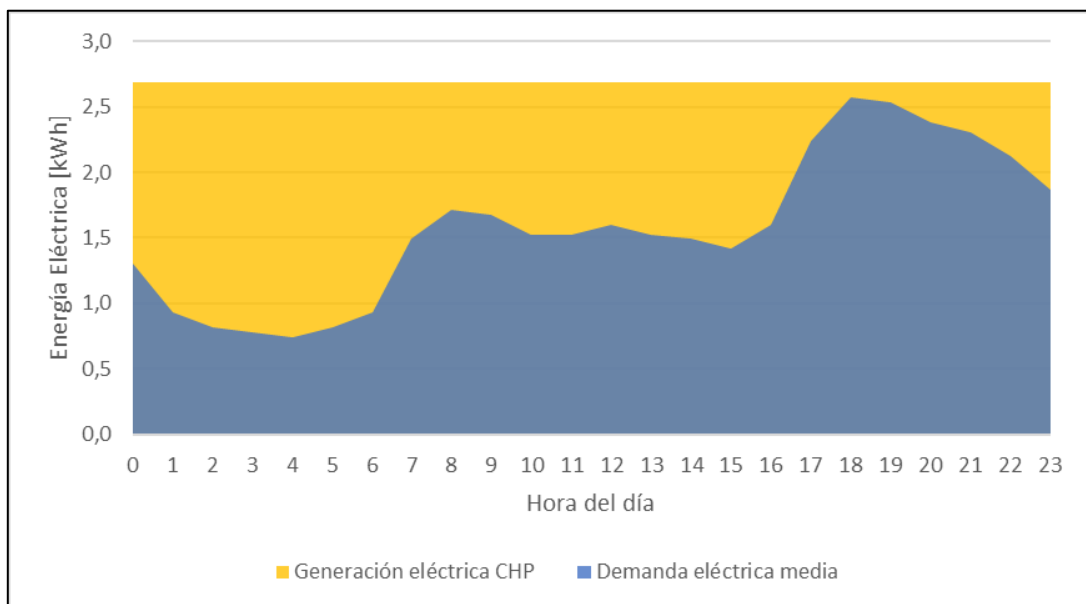


Figura 55. Generación y demanda eléctrica para un día promedio del año en un Hostal, utilizando al cogenerador YANMAR CP5WN como proveedor de energía.

Distrito con cogenerador Stirling Qnergy PCK80

La Figura 56 y Figura 57 muestran como la generación térmica y eléctrica del cogenerador Qnergy PCK80 cubre la demanda de cada tipo de energía en el distrito.

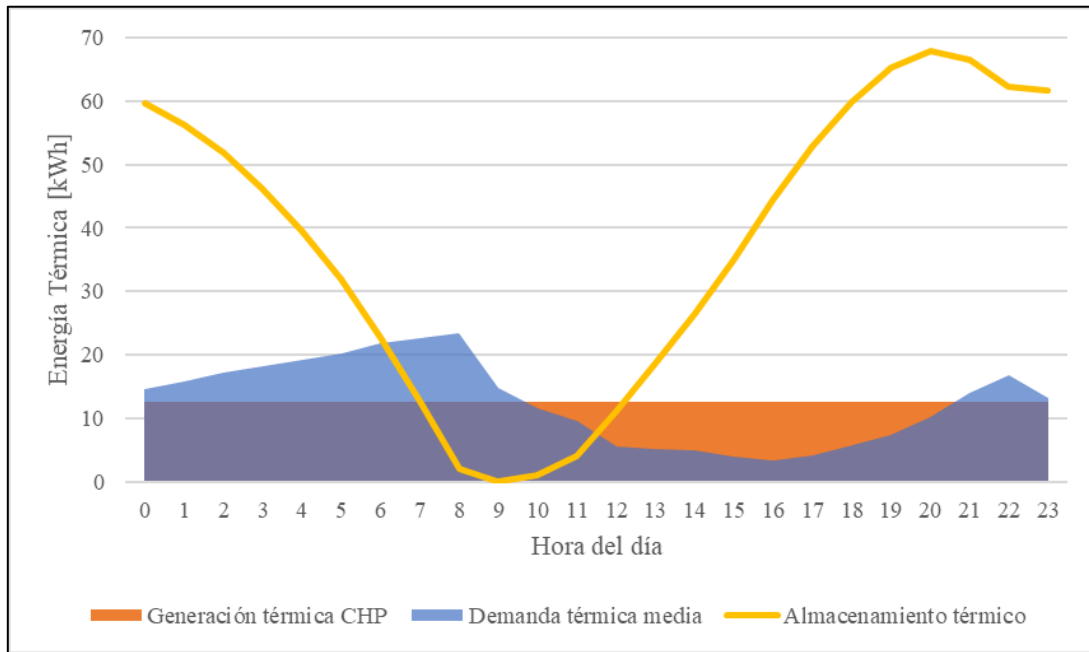


Figura 56. Generación, demanda y almacenamiento térmico para un día promedio en un Distrito utilizando un cogenerador Qnergy PCK80 como proveedor de energía.

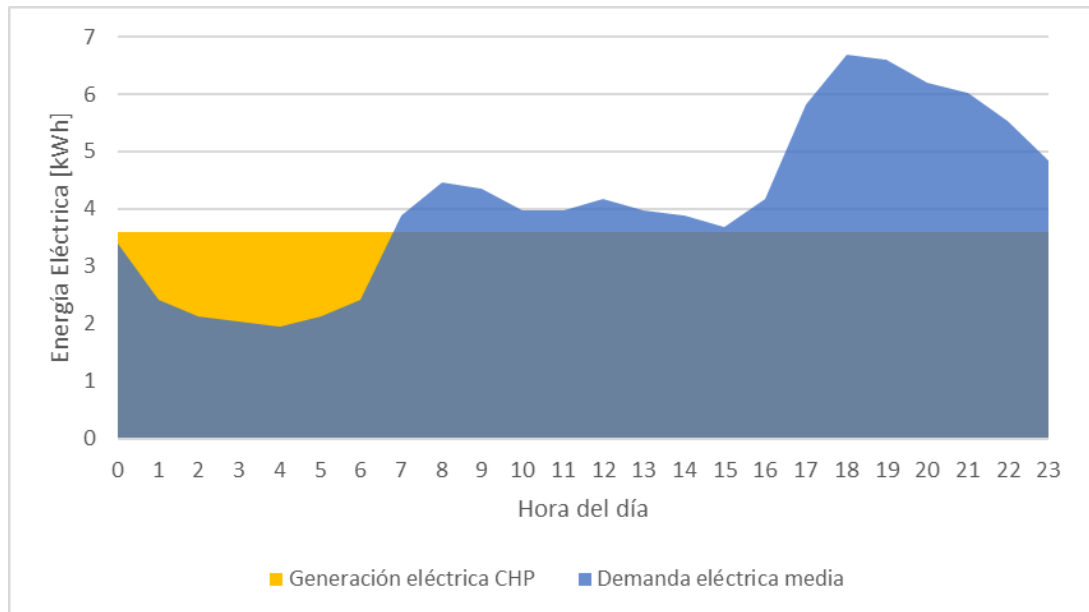


Figura 57. Generación y demanda eléctrica para un día promedio en un Distrito utilizando un cogenerador Qnergy PCK80 como proveedor de energía.

La Figura 58 y Figura 59 muestran el flujo térmico y eléctrico para el día promedio del mes con mayor y menor demanda térmica del año.

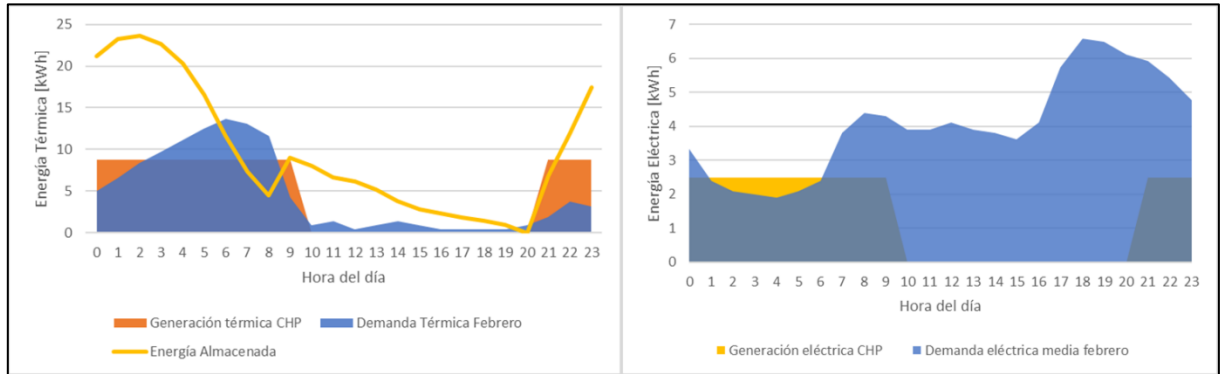


Figura 58. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de febrero en un Distrito utilizando un cogenerador Qnergy PCK80 como proveedor de energía.

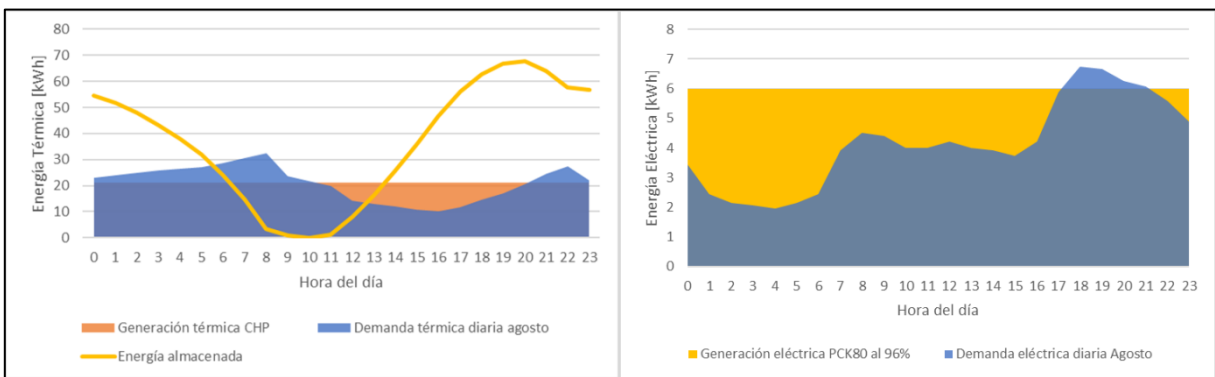


Figura 59. Generación, demanda y almacenamiento térmico (izq.) y eléctrico (der.) para un día promedio de febrero en un Distrito utilizando un cogenerador Qnergy PCK80 como proveedor de energía.

La Figura 60 ordena de manera decreciente las demandas térmicas en un año y muestra la distribución de la energía generada para cubrir la demanda térmica del distrito con el cogenerador Stirling.

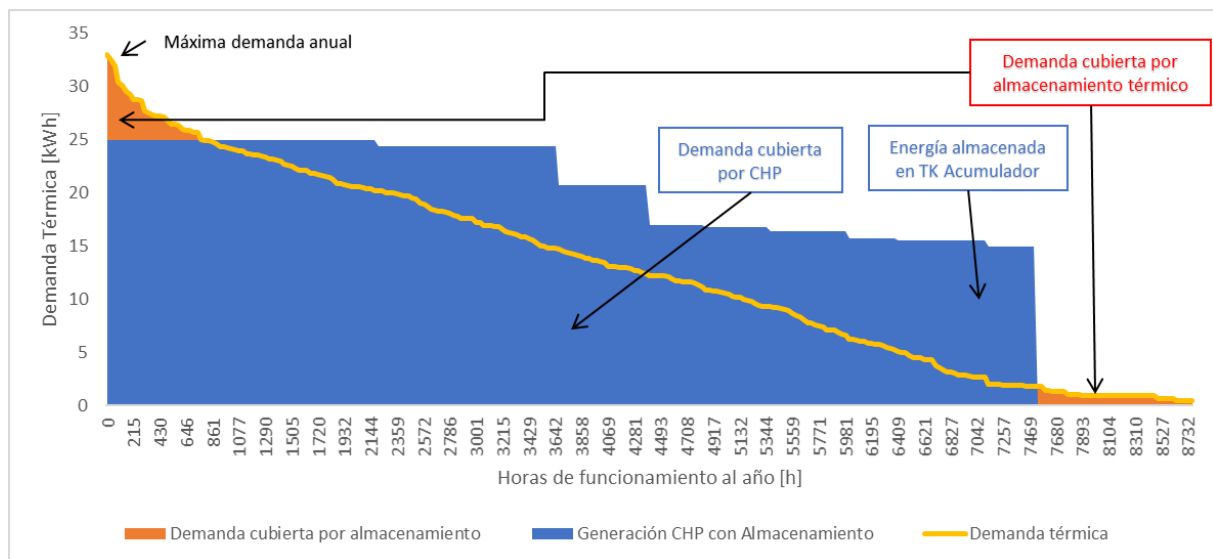


Figura 60. Curva decreciente de la demanda térmica anual del Distrito utilizando un cogenerador Stirling modelo Qnergy PCK80.

4.10. Selección de equipos hidráulicos y térmicos.

4.10.1. Estanque acumulador de inercia

En la sección previa se estima la energía térmica almacenada en cada hora de un año. Se escoge el valor mayor de la simulación anual y considerando el salto térmico de 20 °C se calcula el volumen del estanque de inercia. Los cálculos se muestran a continuación:

- Vivienda: 15 kWh (abril, trabajando al 57% de la carga total del Inhouse 5000+ durante 24 horas continuas. Se alcanza el máximo de energía térmica almacenada a las 6 [h]).
- Hostal: 43 kWh (abril, trabajando al 42% de la carga total del PCK80 durante 24 horas continuas. Se alcanza el máximo de energía térmica almacenada a las 6 [h])
- Distrito: 103 kWh (abril, trabajando al 62% de la carga total con PCK80 durante 24 horas continuas. Se alcanza el máximo de energía térmica almacenada a las 19 [h]).

Utilizando la ecuación 3.7 para cada caso con un calor específico de 4,153 [kJ/kgK] y un salto térmico de 20 °C se obtiene que la vivienda requiere un estanque de 181 [l], el hostal un estanque de 518 [l] y el distrito un estanque de 1240 [l].

Se seleccionan modelos de acumuladores de agua desmineralizada a altas temperaturas con capacidades inmediatamente superiores a las calculadas.

- Vivienda con estanque de 200 [l]
- Hostal con estanque de 600 [l]
- Distrito con estanque de 1.500 [l]

4.10.2. Aeroenfriadores

Se calculan tal que disipen el equivalente de la demanda térmica máxima anual. En la vivienda de 200 [m²] se estima en 43 [kWh]. En el hostel se estima de 23 [kWh] y en el distrito de 43 [kWh]. Se seleccionan los modelos con potencias inmediatamente superiores.

4.10.3. Bomba

El caudal de agua en el sistema de circulación se estima con la ecuación 3.7, la demanda térmica estimada, el calor específico del agua y su salto térmico.

La presión de trabajo no debe superar 6 bar, para no dañar al cogenerador ni al estanque acumulador. Por último, la bomba debe ser capaz de soportar las altas temperaturas del agua.

4.11. Filosofía de control

La filosofía de control de los diagramas P&ID (anexos) siguen la misma lógica para todos los casos. Se controla mediante 9 controladores que reciben constantemente datos de distintos transmisores y de acuerdo con esto accionan la bomba, las válvulas, el suministro de combustible o el encendido o apagado de los equipos. En la

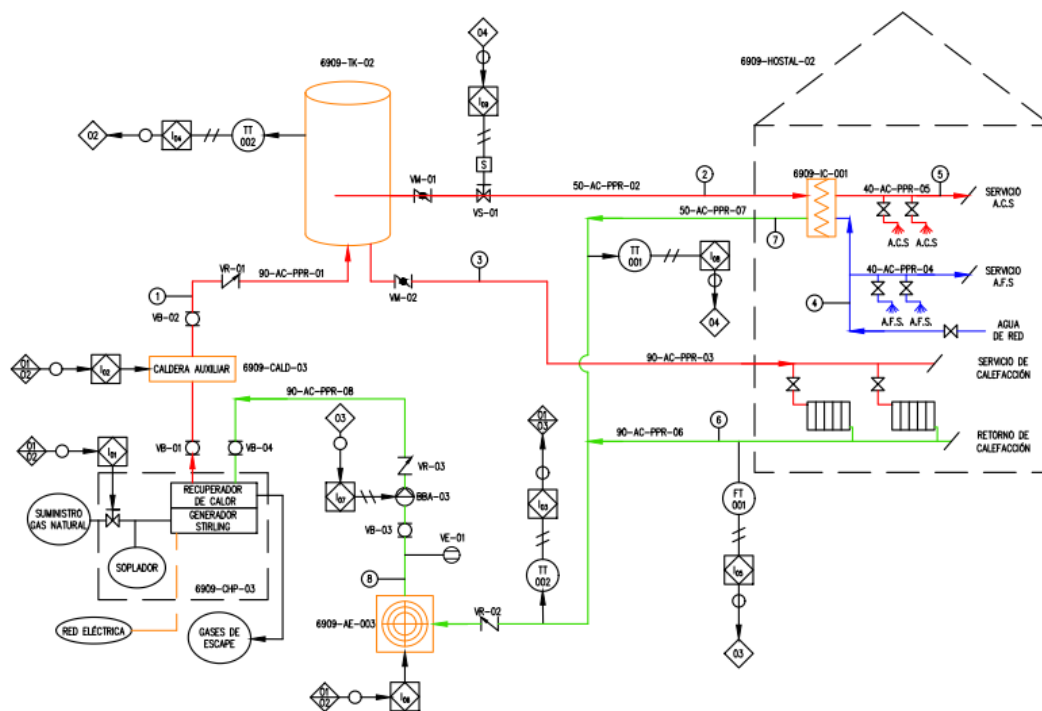


Figura 61. P&ID para Hostel utilizando cogenerador Stirling.
Fuente: Anexos. Elaboración propia.

El control sigue como se explica a continuación:

- Un transmisor de temperatura (TT) mide constantemente la temperatura del agua que retorna del sistema de calefacción y ACS.
- Mediante el controlador de temperatura de retorno (I_{03}) se envía una señal al controlador de apertura/cierre de suministro de gas natural del cogenerador y de la caldera auxiliar (I_{01} y I_{02} respectivamente) para que este evalúe si es necesario inyectar más o menos gas y regular así la potencia térmica generada.
- Otro TT mide la temperatura interna del estaque acumulador y le transmite la información medida al controlador I_{04} para que envíe el reporte a los dos controladores I_{01} y I_{02} y que estos actúen sobre el cogenerador o caldera auxiliar como corresponda.
- Según las temperaturas de los transmisores en el estanque (TT 001) o en el flujo de retorno (TT 003), también permiten el accionamiento o detención del Aeroenfriador para regular la temperatura del circuito mediante el controlador I_{06} .
- Un transmisor de flujo (FT) del retorno de agua del sistema de calefacción mide el caudal y a través del controlador I_{05} del flujo de retorno acciona mediante el controlador I_{07} a la bomba para comprobar que el sistema opera correctamente y no existan fugas.
- Un transmisor de temperatura en el retorno del flujo de agua que alimenta de energía al sistema de ACS en el intercambiador mide la temperatura de retorno y mediante el controlador I_{08} calcula la demanda de ACS para cerrar o abrir la válvula solenoide de alimentación al intercambiador con el controlador I_{09} .

4.12. Evaluación económica.

Como se ha discutido la principal ventaja de la cogeneración es su alta eficiencia energética. Instalar equipos CHP tiene por objeto generar ahorros en el consumo energético sin afectar la calidad del servicio eléctrico y térmico.

De esta manera, la incorporación de un sistema de cogeneración va a generar ahorros en las cuentas eléctrica y de consumo de gas. Sin embargo, su adquisición requiere de una inversión inicial importante por lo que el estudio busca verificar si en un período de tiempo determinado es posible recuperar la inversión con los ahorros acumulados hasta cierto período, y si es que éstos generan ganancias suficientes que justifiquen invertir en la tecnología en vez de en algún otro proyecto.

Además de la rentabilidad del proyecto, existen importantes ventajas comparativa que hacen atractiva la incorporación de la cogeneración:

- La alta eficiencia genera reducción de emisiones contaminantes al medio ambiente.
- Aumenta la confiabilidad e independencia del suministro térmico y eléctrico debido a la generación *in-situ*.

El análisis económico se desarrolla a 20 años con una tasa de interés del 12%. Mediante un análisis marginal, se evalúan los flujos de caja para una situación de generación convencional y otra situación de cogeneración. Se calculan los flujos marginales para obtener los ahorros y luego se le aplica el factor de conversión con la tasa de interés para traerlos a un valor actual neto e identificar si es o no rentable la aplicación.

Las variables consideradas en la evaluación se resumen en la Tabla 34. El costo del equipo, la instalación y *Overhaul* se consideran como inversión. El equipo se cotiza con su respectivo proveedor y los costos de instalación y mantención se estiman con un porcentaje del equipo según indicación del proveedor. Se recomienda una mantención menor cada 10.000 horas de operación y un *Overhaul* cada tres años.

Los costos fijos se consideran nulos puesto que luego de la inversión, los costos dependen del consumo y la utilización de los equipos, es decir, variables. Los costos variables considerados son el costo por consumo de gas natural, consumo eléctrico, mantenciones y gastos administrativos.

El costo de la energía eléctrica varía dependiendo del tipo de tarifa contratada y de la comuna de emplazamiento del proyecto. Al analizar y comparar las 105 comunas de la región del BíoBío, se obtiene que 150 kWh cuestan desde \$18.523 en comunas como Chiguayante, Mulchén o Penco, hasta \$30.357 en Quilleco. Es decir que el costo eléctrico puede variar entre \$123,5/kWh y \$202,4/kWh.

En Santiago, en cambio, la electricidad es más barata. Así lo muestra la Tabla 35 con el desglose de costes de energía eléctrica para tarifas BT1 y BT2 de la distribuidora ENEL S.A.

El costo del GN varía dependiendo de la empresa distribuidora y del consumo mínimo que exista. En la octava región el distribuidor seleccionado es GasSur con su tarifa residencial 5250, ver Anexos E. Según el consumo estimado, el costo es de \$559/m³, pero este puede variar entre \$215 y \$1074/m³ según el tramo acumulado de m³ de GN.

Tabla 34. Variables consideradas en estudio económico.

Ítem	Desglose	Valor
Inversión	Costo del equipo Instalación y obras Overhauling cada 3 años	Cotizaciones Anexos B 3% del costo del equipo 5-20% del costo del equipo
Costo Variable	Costo electricidad Costo gas natural Mantenciones anuales	\$123 – \$202/kWh _e [36] \$215-1.074/m ³ [37] 5% del costo del equipo
Ingresos	Ventas excedentes de energía eléctrica	\$79,8/kWh [7]
Indicador económico	Valor Actual Neto (VAN) Tasa interna de retorno (TIR) Recuperación de la inversión (PRI)	

Tabla 35. Tarifas BT1 y BT2 destinadas a usuarios residenciales que aplicará Enel Distribución Chile S.A. a los suministros sometidos a regulación de precios a partir de marzo 2018. [7].

Tarifa BT1			Tarifa BT2		
Administración del servicio:	677,0	\$/mes	Administración del servicio:	795,3	\$/mes
Transporte de electricidad:	9,9	\$/kWh	Transporte de electricidad:	1,9	\$/kWh
Electricidad consumida:	109,7	\$/kWh	Cargo por energía:	67,1	\$/kWh

Consumo sobre límite invierno:	139,5	\$/kWh	Cargo por compras de potencia:	6.100	\$/kW
			Cargo por demanda máxima de potencia leída en hora punta	3.025	\$/kW
			Cargo por demanda máxima de potencia suministrada	2.889	\$/kW

Para determinar la energía base de GN en determinada aplicación se considera el rendimiento del equipo CHP dado por el proveedor que al dividirlo por la energía térmica o eléctrica según corresponda da el total de energía primaria que consume.

En el caso de la generación convencional se considera una eficiencia típica de 90% para la caldera a gas y una eficiencia estimada según la generación del SEN expuesta en la Figura 3 para el mes de Julio. Si se considera una eficiencia promedio de 30% para centrales de origen fósil que representan el 59% del total generado, se puede estimar que la eficiencia con que se genera electricidad en el SEN es del 59%, en otras palabras, por cada kW eléctrico consumido se requirieron 1,8 kW de energía primaria.

La inversión para la generación convencional se considera de la adquisición de una caldera a gas de \$1.000.000 según precio referencia de caldera ANWO NAVIEN PLAQUA US 40/42, ver Anexo B.

En todos los análisis la inversión se financia con un crédito a 5 años con una tasa típica del 10%.

El análisis de sensibilidad se realiza con respecto a los costos variables de la electricidad y el GN. Finalmente, se proponen posibles métodos de financiamiento a la inversión y se calculan los kilogramos de CO₂ no emitidos.

4.12.1. Cogenerador Stirling modelo PCK80 de Qnergy

La cotización de este equipo comprende tres paquetes de productos que se diferencian según la cantidad de equipos a adquirir. Así, si el proyecto es rentable, este se puede replicar en más lugares con la compra de varios equipos por un precio unitario inferior, Tabla 36.

Tabla 36. Extracto cotización PCK80 Qnergy en Anexo B.

Cantidad	Precio [USD]	Precio unitario [USD/ud]
1	20.000	20.000
3	51.000	17.000
6	96.000	16.000

Evaluación en Hostal de 400 [m²].

La estructura de costos e inversión para un suministro convencional de energía térmica-eléctrica se presenta en la Tabla 37 y Tabla 38.

Tabla 37. Costos variables para situación sin proyecto en Hostal.

	Unitario, \$/kWh	Anual, \$
Costo variable eléctrico	162,9	2.253.517
Costo variable térmico	105,6	4.932.938
Gastos administrativos	2,6	120.000
Gastos totales	227,5	7.306.454

Tabla 38. Inversiones para situación sin proyecto en Hostal.

Ítem	Monto, \$	Periodicidad
Caldera	\$830.000	Año 0
Overhaul	\$166.000	Cada 3 años

El financiamiento de la inversión es con un crédito a 5 años pagando un monto de \$220.000/año para la situación sin proyecto.

La estructura de costos e inversión para la situación con proyecto Stirling CHP se presenta en la Tabla 39 y Tabla 40.

De igual forma, la inversión del proyecto Stirling CHP se financia con un crédito a 5 años pagando un monto de \$2.516.800/año.

Tabla 39. Costos variables para situación con proyecto Stirling CHP en Hostal.

	Unitario, \$/kWh	Anual, \$
Costo variable eléctrico	162,9	561.820
Costo variable consumo GN	81,9	3.825.269
Costo variable mantención	3,5	208.000
Gastos administrativos	20,8	1.248.000
Gastos totales	269,1	5.843.089

Tabla 40. Inversiones para situación con proyecto Stirling CHP en Hostal

Ítem	Monto, \$	Periodicidad
Qnergy PCK80	\$10.400.000	Año 0
Overhaul	\$1.040.000	Cada 3 años

El flujo de caja sin proyecto CHP, es decir, con generación térmica y eléctrica convencional se presenta a continuación.

Tabla 41. Flujo de caja sin proyecto (M\$/año). Caso de estudio: Distrito.

Años	0	1	3	5	10	15	20
Ingresos							
Ingresos Totales	0	0	0	0	0	0	0
Egresos							
Costo fijo	0	0	0	0	0	0	0
Costo variable producción eléctrica	0	2.254	2.254	2.254	2.254	2.254	2.254
Costo variable producción térmica	0	4.933	4.933	4.933	4.933	4.933	4.933

Gastos administración y comercialización	0	120	0	0	0	0	0
Amortización	0	264	264	264	0	0	0
Depreciación	0	50	50	50	50	50	50
Egresos Totales	0	7.620	7.500	7.500	7.236	7.236	7.236
Utilidad	0	-7.620	-7.500	-7.500	-7.236	-7.236	-7.236
Impuesto (27%)	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad post impuestos	0	-7.620	-7.500	-7.500	-7.236	-7.236	-7.236
Más depreciación	0	50	50	50	50	50	50
Inversiones							
Equipo + overhaul	-1.000		-200			-200	
Recuperación de la Inversión	-1.000	-8.570	-23.871	-38.772	-75.505	-112.237	-148.469
Flujo neto caja	-1.000	-7.570	-7.450	-7.450	-7.186	-7.386	-7.136

Para el caso con proyecto se considera la inyección eléctrica a la red con su respectivo descuento a la tarifa eléctrica como ingreso. El flujo de caja se presenta a continuación.

Tabla 42. Flujo de caja situación con proyecto Stirling CHP (M\$/año). Caso de estudio: Distrito.

Años	0	1	3	5	10	15	20
Ingresos							
Ingresos Totales	0	228	228	228	228	228	228
Egresos							
Costo fijo	0	0	0	0	0	0	0
Costo variable producción eléctrica	0	4.595	4.595	4.595	4.595	4.595	4.595
Gastos administración y comercialización	0	1.248	0	0	0	0	0
Amortización	0	2.516	2.516	2.516	0	0	0
Depreciación	0	520	520	520	520	520	520
Egresos Totales	0	8.879	7.631	7.631	5.115	5.115	5.115
Utilidad	0	-8.652	-7.404	-7.404	-4.887	-4.887	-4.887
Impuesto (27%)	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad post impuestos	0	-8.652	-7.404	-7.404	-4.887	-4.887	-4.887
Más depreciación	0	520	520	520	520	520	520
Inversiones							
Equipo + overhaul	-10.400	0	-1.040	0	0	-1.040	520
Recuperación de la Inversión	-10.400	-18.532	-34.380	-48.148	-74.144	-100.140	-123.016
Flujo neto caja	-10.400	-8.132	-7.924	-6.884	-4.367	-5.407	-3.847

Con ambos flujos se calculan los ahorros que genera el sistema de cogeneración en comparación al tradicional, mediante un flujo de caja marginal.

Al flujo marginal se le calcula el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de retorno de la inversión (PRI) para calcular y cuantificar la rentabilidad del proyecto.

Frente a la incertidumbre de los cambios en los costos, es que se realiza un análisis de sensibilidad al proyecto tal de evaluar cómo responde frente distintas variaciones de sus parámetros de entrada.

Tabla 43. Flujo de caja marginal del proyecto Stirling CHP. Caso de estudio: Hostal.

Años	0	1	3	5	10	15	20
Ingresos							
Ingresos Totales	0	228	228	228	228	228	228
Egresos							
Costo fijo	0	0	0	0	0	0	0
Costo variable producción	0	-2.591	-2.591	-2.591	-2.591	-2.591	-2.591
Gastos administración y comercialización	0	1.128	0	0	0	0	0
Amortización	0	2.252	2.252	2.252	0	0	0
Depreciación	0	470	470	470	470	470	470
Egresos Totales	0	1.259	131	131	-2.121	-2.121	-2.121
Utilidad	0	-1.031	96	96	2.349	2.349	2.349
Impuesto (27%)	0	0	26	26	634	634	634
Utilidad post impuestos	0	-1.031	70	70	1.714	1.714	1.714
Más depreciación	0	470	470	470	470	470	470
Inversiones							
Equipo + overhaul	-9.400	0	-840	0	0	-840	470
Recuperación de la Inversión	-9.400	-9.961	-9.720	-8.640	604	9.849	21.244
Flujo neto caja	-9.400	-561	-300	540	2.185	1.345	2.655

Tabla 44. Análisis de sensibilidad del flujo de caja marginal del cogenerador Stirling PCK80 instalado en un Hostal de 400 [m²].

Análisis de Sensibilidad	I, M\$/equipo	CV, \$/kWhe	CV, \$/m ³ GN	TIR, %	VAN, M\$	PRI, años
--------------------------	------------------	----------------	-----------------------------	-----------	-------------	--------------

Caso base (6 uds.)	10.400	162,9	638	10,1%	-1.639	10
Punto de equilibrio	10.400	162,9	594	12,0%	0	9
Costo del gas cae	10.400	162,9	215	26,5%	12.590	5
Costo del gas aumenta	10.400	162,9	1.074	-15,7%	-18.491	21
Costo eléctrico cae	10.400	123,0	638	7,3%	-4.081	12
Costo eléctrico aumenta	10.400	202,4	638	19,1%	822	9

Al realizar un análisis marginal desde el punto de vista de la energía utilizada y las emisiones de CO₂. Se logra una reducción en el consumo energético 14,8 GWh/año y una reducción de emisiones de CO₂ de 16,3 Ton CO₂ por año de operación.

Para próximos casos, solo se presenta el análisis de sensibilidad pues la metodología es la misma.

Evaluación en Distrito de 15 viviendas de 50 [m²].

El proyecto es rentable en el rango de costos del GN bajo \$670/m³ y para costos eléctricos superiores a \$160/kWh, bajo una inversión de USD16.000 por CHP; ver Tabla 45.

Tabla 45. Análisis de sensibilidad flujo de caja de cogenerado Stirling PCK80 en aplicación de Distrito de 15 casas de 50[m²].

Análisis de Sensibilidad	I, M\$/equipo	CV, \$/kWhe	CV, \$/m³GN	TIR, %	VAN, M\$	PRI, años
Caso base (6 uds.)	10.400	162,9	638	12,4%	372	10
Punto de equilibrio	10.400	162,9	670	12,0%	0	10
Costo del gas cae	10.400	162,9	215	18,1%	5.264	8
Costo del gas aumenta	10.400	162,9	1.074	6,2%	5.043	16
Costo eléctrico cae	10.400	123,0	638	5,4%	-5.740	17
Costo eléctrico aumenta	10.400	202,4	638	18,9%	6.006	7

4.12.2. Cogenerador Celda Combustible PEM Inhouse 5000+

La inversión inicial del equipo es de EUR65.000 equivalentes a \$50 millones de pesos, más de cuatro veces el precio del cogenerador Stirling. Aumenta el rendimiento eléctrico afectando al PHR con 7,5 kW térmicos y 5 kW eléctricos. Sin embargo, el ahorro en energía está lejos de cubrir la alta inversión. Por lo que en ningún caso es rentable esta tecnología en las aplicaciones CHP estudiadas.

4.12.3. Cogenerador a combustión interna YANMAR CP5WN

En base a precios de mercado. Los motores a combustión interna en aplicaciones de cogeneración a pequeña escala poseen costos de inversión de entre USD850-1.950/kW_e [41].

El equipo CP5WN de YANMAR genera 5 kW eléctricos y 10 kW térmicos, estimándose una inversión de USD 5.000.

Evaluación en Vivienda de 200 [m²].

De la evaluación se obtiene que para una vivienda el proyecto es marginalmente rentable cuando el precio del GN es bajo, ver Tabla 46.

Tabla 46. Análisis de sensibilidad flujo de caja de cogenerador a combustión interna en aplicación de Vivienda de 200 [m²]

Análisis de Sensibilidad	I, M\$/equipo	CV, \$/kWhe	CV, \$/m ³ GN	TIR, %	VAN, M\$	PRI, años
Caso base	3.250	162,9	638	6,3%	-1.188	17
Punto de equilibrio	3.250	162,9	405	12,0%	0	11
Costo del gas cae	3.250	162,9	215	18,8%	1.418	8
Costo del gas aumenta	3.250	162,9	1.074	0,0%		
Costo eléctrico cae	3.250	123,5	638	1,9%		
Costo eléctrico aumenta	3.250	202,4	638	10,4%	-324	13

Evaluación en Hostal de 400 [m²].

A medida que aumenta la escala, el equipo de cogeneración se hace rentable, ver Tabla 47.

Tabla 47. Análisis de sensibilidad flujo de caja de cogenerador a combustión interna en aplicación de Hostal de 400 [m²].

Análisis de Sensibilidad	I, M\$/equipo	CV, \$/kWhe	CV, \$/m ³ GN	TIR, %	VAN, M\$	PRI, años
Caso base	3.250	162,9	638	16,1%	840	8
Punto de equilibrio	3.250	162,9	685	12,0%	0	9
Costo del gas cae	3.250	162,9	215	53,2%	8.112	2
Costo del gas aumenta	3.250	162,9	1.074	0,0%		
Costo eléctrico cae	3.250	123,5	638	2,0%	-2.030	18

Costo eléctrico aumenta	3.250	202,4	638	28,5%	3.400	5
--------------------------------	-------	-------	-----	-------	-------	---

4.13. Flujos de energía y Emisiones

En la tabla 38 se exponen los costos unitarios de generación del cogenerador Stirling en comparación a los de una caldera o la de la red eléctrica.

Al calcular la energía primaria consumida año a año en los proyectos de cogeneración y mediante generación convencional, se obtienen los ahorros de energía año a año.

Tabla 48. Precio del kWh de energía generada para todas las tecnologías.

	Energía [%]	Energía [\$kWh]	E. Térmica [\$kWh_t]	E. Eléctrica [\$kWh_e]
Caldera a gas	100% térmica	78	78	
Red eléctrica	100% eléctrica	163		163
CHP Celda Combustible	22% eléctrica 78% térmica	142	236	355
CHP Stirling	40% eléctrica 60% térmica	90	408	116
CHP Combustión interna	28% eléctrica 72% térmica	94	130	338

La energía anual consumida por cada equipo CHP analizado y para el caso sin proyecto se presentan en la Tabla 49. Se observa que la energía generada mediante cogeneración es similar a la térmica generada mediante caldera y que el ahorro energético se logra al generar electricidad a partir de la recuperación del calor residual, sin gastar más energía primaria.

Tabla 49. Energía primaria anual consumida en cada instalación para distintas tecnologías[kWh/año].

Energía consumida [kWh/año]	Vivienda	Hostal	Distrito
Caldera a gas	24.200	51.900	123.800
Red eléctrica	8.100	23.440	51.500
CHP Celda Combustible	23.200		
CHP Stirling		53.300	123.200
CHP combustión interna	23.200	83.700	

En la Tabla 50, se observan las emisiones de gases contaminantes durante un año de operación, notando que las celdas combustibles son las más limpias, seguidas por la tecnología Stirling y por último la tecnología de combustión interna.

Tabla 50. Emisiones de CO2 emitidas por año en cada instalación para distintas tecnologías [kWh/año].

Emisiones [Kg CO_{2eq}/año]	Vivienda	Hostal	Distrito
Caldera a gas	6.100	10.900	26.000
Red eléctrica	6.300	18.100	39.800
CHP Celda Combustible	2.400		
CHP Stirling		11.200	25.900
CHP combustión interna	4.900	17.600	

5. Análisis y discusión de resultados.

5.1. Emplazamiento del proyecto

Seleccionar un lugar en específico de la zona centro-sur permite obtener datos meteorológicos específicos que sirven para calcular demandas térmicas.

En general, los resultados obtenidos muestran que al satisfacer una cierta demanda térmica la demanda eléctrica correspondiente se cubre por completo, llegando a inyectar y consumir electricidad solo en variaciones circunstanciales de la demanda.

Una ubicación geográfica fría aumenta la demanda térmica, es decir más horas de operación del equipo y más excedentes de energía eléctrica a vender. Dado que la energía eléctrica se vende a precio nudo de unos \$ 80/kWh eléctrico inyectado, el tener exceso de energía eléctrica se traduce en retornos de dinero para los clientes causando un impacto positivo en ellos.

Dados los precios de las tecnologías de generación por kWh mostrados en la Tabla 48, se tiene que:

- El kWh térmico generado en una **caldera** cuesta \$ 78
- El kWh eléctrico consumido desde la **red del sistema interconectado** cuesta \$ 163
- El kWh eléctrico vendido a la red del sistema interconectado cuesta \$ 80
- El kWh térmico generado en **cogenerador celda combustible** cuesta \$ 236 y a la vez genera 0,28 kWh eléctricos.
- El kWh térmico generado en **cogenerador Stirling** cuesta \$ 408 y a la vez genera 0,67 kWh eléctricos.
- El kWh térmico generado en **cogenerador recíprocante** cuesta \$130 y a la vez genera 0,39 kWh eléctricos.

Si se ponderan los kWh excedentes generados por cada kWh térmico para autoconsumo con su precio de venta de \$ 80, se obtiene un nuevo precio del kWh térmico:

- El kWh térmico generado menos retornos eléctricos en **celda combustible** cuesta \$ 214
- El kWh térmico generado menos retornos eléctricos en motor **Stirling** cuesta \$ 354
- El kWh térmico generado menos retornos eléctricos en motor **recíprocante** cuesta \$ 99

Ninguno de estos precios es igual o inferior al costo de generación térmica de una caldera. Por tanto, la modalidad de generación térmica e inyección eléctrica no es rentable y es preferible en ese caso utilizar una caldera.

Dicho esto, en zonas frías es recomendable tener un sistema híbrido con caldera auxiliar y cogenerador incluido.

La cogeneración solo es rentable al cubrir ambas demandas de energía. La inyección eléctrica es necesaria por la gran variabilidad en las demandas térmicas y eléctricas, ayuda a regular este fenómeno, pero no es un factor indispensable en la rentabilidad de un proyecto.

Por el contrario, en zonas calurosas donde la demanda térmica es inferior, hay periodos de consumo únicamente eléctrico. En este caso no es rentable la generación eléctrica con el cogenerador. Es mejor apagar el equipo y consumir directamente desde la red. El cogenerador operaría solo durante los meses fríos del año y, por tanto, al tener una menor disponibilidad operativa anual sus retornos económicos se ven afectados; pudiendo llegar a reducir la rentabilidad de la instalación.

5.2. Análisis económico

Para lograr ahorros el costo de la generación conjunta eléctrica-térmica en el cogenerador debe ser menor que la suma de la generación, por separado, de energía térmica y eléctrica.

En la generación de energía térmica y eléctrica por separado, el coste del kWh térmico de \$78 es considerablemente más bajo que el del kWh eléctrico de \$163; mientras que en cogeneración 1 kWh de energía térmica-eléctrica cuesta entre \$ 90 y \$ 142.

En todos los casos se observa que la factibilidad de instalar un proyecto CHP es más sensible al precio de la electricidad que al del gas natural. Esto se explica porque la totalidad de lo que se cogenera proviene del gas natural. En cambio, en la generación convencional solo la energía térmica proviene del gas natural. Así, frente a un aumento del precio del gas natural, la cogeneración eleva sus costes en comparación a la generación separada y pierde rentabilidad.

Para el caso del coste eléctrico, éste proviene del sistema interconectado nacional y dependiendo de la comuna tiene distintos precios como se menciona en la sección 4.10 Evaluación económica.

Así es como, por ejemplo, para las comunas con el coste eléctrico más reducido como Chiguayante, Mulchén o Penco, bajo ninguno de los casos estudiados el proyecto de cogeneración llega a ser rentable.

Así mismo, en Santiago donde el precio de la electricidad para el sector residencial es de \$112, tampoco es rentable.

Otro factor importante es el costo de la inversión. Se observa que las celdas combustibles son considerablemente más costosas, para rangos de operación similares de otras tecnologías. Esto se corresponde con que sus aplicaciones a nivel mundial que han sido financiadas o auspiciadas por entidades gubernamentales como proyectos de investigación y desarrollo.

En el modelo Stirling en cambio, bajo los supuestos de coste eléctrico y coste del GN acordes a la ubicación y consumo, la instalación desarrolla un VAN cercano a 0. Además, Qnergy sugiere ofertar una mayor cantidad de equipos CHP, junto con un programa de entrenamiento, supervisión y puesta en marcha del equipo por el precio unitario evaluado.

5.3. Medio ambiente y calidad de suministro

Respecto al impacto ambiental se observa que las celdas combustibles son las más limpias, el modelo inhouse 5000+ en una casa de 200 [m²] es capaz de reducir las emisiones en más de un 90%. Principalmente debido a que es una tecnología donde no ocurre la combustión como medio para generar energía.

En los cogeneradores Stirling las emisiones se reducen entre un 56% y 64%. Finalmente, los cogeneradores a combustión interna las reducciones alcanzan el 85%.

Adicional a las reducciones de emisiones contaminantes, la alta eficiencia energética de los cogeneradores permite ahorrar grandes cantidades de energía primaria para suplir una misma demanda. Estas altas eficiencias, en parte también hacen referencia a que la fuente de generación energética proviene del mismo lugar de consumo, es *in-situ*. De esta manera, no existen pérdidas por transporte, aumenta la estabilidad y calidad del suministro de energía.

La reducción de emisiones genera un impacto positivo en la salud de las personas. Así mismo, aumenta la estabilidad del suministro y diversifica la matriz energética. El modelo a nivel residencial lo hace altamente replicable, sin embargo la alta inversión inicial sumada a un período de retorno de ésta superior a los 10 años lo hace una opción rentable pero poco atractiva.

Una solución para disponer del capital necesario de inversión es utilizar el modelo de negocio ESCO que permite el desarrollo de proyectos de Eficiencia Energética y ERNC mediante Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs), donde la inversión inicial se paga a través de los ahorros generados por la implementación de una medida de Eficiencia Energética o ERNC [38].

De esta forma, los usuarios no verían modificada su cuenta eléctrica o de gas, pues los ahorros los recaudaría el organismo con el que se ejecute el contrato, asumiendo el riesgo. Luego de finalizado el contrato y recuperada la inversión, los ahorros venideros serán percibidos por los usuarios.

En Hostales el modelo de cogeneración es atractivo pues se les ofrece a sus clientes un suministro estable de energía y una mayor sensación de confort. En distritos como el modelado, con viviendas unifamiliares de 50 [m²] cada una donde no se espera que los ingresos de sus habitantes sean lo suficientemente elevados como para invertir en esta tecnología, se presenta una oportunidad para que el gobierno de Chile, a partir del Ministerio de Vivienda y Urbanismo por ejemplo, promueva subsidios para financiar tecnologías que mejoren el servicio de agua caliente, calefacción y electricidad de manera eficiente y amigable con el medio ambiente en viviendas sociales cuyos usuarios postulan al programa. El programa de techos solares públicos [42] o el programa de mejoramiento de la vivienda del Ministerio de Vivienda y Urbanismo [43] son ejemplos de iniciativas donde un proyecto social de cogeneración puede tener cabida.

Por último, en viviendas de 200 [m²] es posible implementar esta tecnología por los beneficios sociales descritos y mediante un financiamiento ESCO o particular.

6. Conclusiones

Considerando los análisis desarrollados y los resultados obtenidos en este trabajo se concluye que:

- a. En aplicaciones de micro-cogeneración a nivel residencial las tecnologías de cogeneración con Gas Natural empleando maquinas a combustión interna, Stirling y celdas de combustible son un nicho emergente por sus altas eficiencias y reducidas emisiones contaminantes. Los avances en estas tecnologías se han centrado en reducir el valor de adquisición de los equipos, aumentar su rendimiento y confiabilidad; siendo la cogeneración a combustión interna la tecnología que mayor avance en la reducción de costos ha conseguido. Sin embargo, la tecnología Stirling y las celdas de combustibles son más promisorias que los cogeneradores a combustión interna; ya que en el motor Stirling la combustión se ejecuta en condiciones óptimas y en las celdas combustibles no hay combustión. Éstas características las hacen ser fuentes más limpias que la de combustión interna, por lo que se espera que su utilización incremente significativamente en los próximos años.
- b. Las configuraciones de diseño de sistemas de cogeneración, para para los casos de estudio de este proyecto: vivienda, hostel y conjunto residencial; muestran una alta variabilidad e incertidumbre en la demanda térmica y eléctrica. Ello hace necesario diseñar sistemas de suministro cuyo control responda a la demanda mediante herramientas como almacenamiento térmico, generación distribuida, modulación y generadores auxiliares en paralelo. De esta manera, el diseño se puede adaptar a distintas configuraciones haciendo los proyectos altamente replicables en distintas aplicaciones.

Todas las instalaciones de cogeneración propuestas en el proyecto son técnicamente factibles, logrando un impacto positivo en el medio ambiente gracias a la notable reducción de emisiones contaminantes que ellas propician.

- c. El análisis económico de los proyectos tipo, desarrollados en el trabajo muestra, que para invertir en proyectos de cogeneración a baja escala es necesario contar con un mecanismo de apoyo de inversiones. Puede ser una empresa externa, tipo ESCO, o ente gubernamental que faciliten el financiamiento de la inversión inicial. No obstante a ello, las condiciones de mercado para el impulso de estos proyectos están controladas por el costo de la energía eléctrica (debe mantenerse relativamente alto) y por el costo del gas natural (debe mantenerse relativamente bajo). Esto debido a que el suministro mediante cogeneración reemplaza al consumo eléctrico desde el Sistema Eléctrico Nacional, mientras que el suministro térmico mediante calderas a gas es bastante eficiente, por lo que un alza significativa en el precio del GN implica mejor rentabilidad para la generación térmica convencional.

Otro aspecto notable de la micro cogeneración es que los ahorros energéticos y la reducción de emisiones contaminantes le confieren a los proyectos un alto contenido social, tornándolos atractivos de ejecutar en el país.

- d. El análisis de los casos de estudio analizados en este proyecto sugiere la necesidad de efectuar nuevos análisis de factibilidad técnico-económica de otros mecanismos de generación energética, como la calefacción a partir de calefactores eléctricos o electricidad a partir de

otras fuentes renovables como la energía solar o eólica y comparar marginalmente con la cogeneración para determinar el suministro más rentable y de bajo impacto con el medio ambiente.

Bibliografía

- [1] Gobierno de Chile, Ministerio de Energía. 2015. Política de uso de la leña y sus derivados para calefacción. 26 p.
- [2] RSS Grupo Editorial Editec. 2016. Potencial de cogeneración en Chile llega a 1.200 MW. [en línea]. Electricidad La revista energética de Chile. 30 De Septiembre Del 2016. <http://www.revistaei.cl/reportajes/potencial-cogeneracion-chile-llega-a-1-200-mw/potencial-de-cogeneracion-en-chile-llega-a-1-200-mw/>. [Consulta: 02 septiembre 2017]
- [3] División Ingeniería de Electricidad, SEC, Gobierno de Chile. 2014. El Reglamento de la Generación Distribuida y sus Implicancias para los Pequeños Generadores.
- [4] POCH Ambienta, DEUMAN. Julio 2008. Inventario Nacional de Emisiones de GEI. Santiago. 27p.
- [5] Voker Quaschnig. 2015. Specific Carbon Dioxide Emissions of Various Fuels. [en línea] https://www.volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index_e.php [consulta: 06 enero 2018].
- [6] GNL Quintero. 2014. Mercado del GNL. [en línea] http://www.gnlquintero.com/nuestra_energia/mercado.htm [consulta: 09 agosto 2017].
- [7] Enel. 2018. Enel – Hogar – Tarifa y Reglamentos – Tarifas. [en línea] <https://www.eneldistribucion.cl/tarifas>. [consulta: 03 marzo 2018].
- [8] Fenercom. 2010. Guía de la Cogeneración.
- [9] AChEE Agencia Chilena de Eficiencia Energética. 2018. [en línea] <http://www.cogeneracioneficiente.cl/>. [consulta: 27 de mayo 2017].
- [10] U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership. 2015. Catalog of CHP technologies.
- [11] Caterpillar Energy Solutions. 2014. Power Plants Layout with Gas Engines (Planing and Installation Notes).
- [12] Rolf Öberg, Fredrik Olsson, Magnus Palsson. Svenskt Gastekniskt Center. 2004 Demonstration Stirling Engine based Micro-CHP with ultra-low emissions. Rapport SSG 114.
- [13] D. Thimsen. EPRI. October 2002. Stirling Engine Assesment.
- [14] Stirling DK. IDA. March 2012. Stirling DK introduction.
- [15] Fenercom. 2012. Guía básica Micro cogeneración. España.
- [16] E4tech, elementenergy. 2006. Stationary and portable fuel cells information resource.
- [17] Larminie James, Dicks Andrew. Wiley. 2003. Fuel Cell Systems Explained.

- [18] Darling David. 2016. PEM Fuel Cell. [en línea] http://www.daviddarling.info/encyclopedia/P/AE_PEM_fuel_cell.html
- [19] Bosch Starters and Alternators. 2012. [en línea] https://fr.bosch-automotive.com/en_GB/parts_and_accessories/engine_systems_1/starters_alternators_1/spare_parts_for_alternators/spare_parts_for_alternators_1.
- [20] Ramírez-Mandiola José Luis, Grünewald Philipp, Eyre Nick. 2017. The diversity of residential electricity demand – A comparative analysis of metered and simulated data. Environmental Change Institute, University of Oxford, UK.
- [21] SITIOSOLAR portal de energías renovables. CHILE - HOJA DE CÁLCULO PARA AGUA CALIENTE SANITARIA SIGUIENDO EL MÉTODO F-CHART. [en línea] <http://www.sitiosolar.com/recursos-de-la-web/>
- [22] Gaspir Martín, ACV España, Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración Atecyr. 2016. Presentación anual de Criterios de cálculo y optimización de instalaciones de A.C.S. con sistemas semi-instantáneos de condensación.
- [23] GAMMA INGENIEROS S.A. Metrogas S.A. Informe técnico del costo de la CC y ACS en edificios y método de tarificación. METROGAS S.A. junio 2009
- [24] Bustamante Waldo, et al. Comisión Nacional de Energía. Gobierno de Chile. Guía de diseño para la eficiencia energética en la vivienda social. Abril 2009.
- [25] Ramos José, Lozano Miguel, García Jorge. Metodología para el análisis de diseño de planta de cogeneración. Conference paper. June 2013.
- [26] JUNKERS Grupo BOSCH. 2006. Guía del Instalador de Agua Caliente Sanitaria.
- [27] 4echile, GIZ, Ministerio de energía Gobierno de Chile. Proyecto: Eficiencia energética y cogeneración en hospitales públicos. 2017.
- [28] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Tabla N° 7.5 Factores de Demanda para el Cálculo de Alimentadores de Alumbrado. Capítulo 6 Tableros. NCH Elec. 4/2003 Instalaciones de Consumo en Baja Tensión.
- [29] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. 2006. RTIC N° 03 Alimentadores y demanda de una instalación.
- [30] IDAE, Gobierno de España. “Guía Técnica de Agua Caliente Sanitaria Central”. España, 2010.
- [31] MINVU, Gobierno de Chile. 2007. Listado Oficial de Soluciones Constructivas para Acondicionamiento Térmico del Ministerio de Vivienda y Urbanismo.
- [32] INN Chile. NCh 853 Of. 2008, NCh 3117 Of. 2008, NCh3137 Of. 2008. “Cálculo de transmitancia térmica de elementos de la vivienda”.

[33] MINVU, Gobierno de Chile. 2006. Manual de aplicación reglamentación térmica Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones Artículo 4.1.

[34] Energía Abierta. CNE. Cuenta Tipo. [en línea] <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/242735/cuenta-tipo/>

[35] Manatechs. geoPlugin. Hora de salida y puesta del sol en Santiago. [en línea] <https://salidaypuestadelosol.com/>

[36] Energía Abierta. Comisión Nacional de Energía. Cuenta tipo. Monto estimado a pagar por un consumo de 150 kWh de energía. [en línea] <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/242735/cuenta-tipo/>

[37] Metrogas. 2018. Tabla de tarifas BCR01. [en línea] http://www.metrogas.cl/tarifas_y_pagos/

[38] Ministerio de Energía. Gestiona Energía. Modelo ESCO. [en línea] <http://www.gestionaenergia.cl/mipymes/modelo-esco/>

[39] Cámara Chilena de Refrigeración y Climatización A.G. División Técnica de Aire Acondicionado y Refrigeración. Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios en Chile, RITCH. Santiago de Chile. Marzo de 2007.

[40] Ministerio de Energía. Universidad de Chile. 2018. Explorador Solar. [en línea] <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

[41] IEA ETSA Energy Technology Systems Analysis Programme. Technology Brief E04. Mayo 2010. [en línea] https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E04-CHP-GS-gct_ADfinal.pdf

[42] Ministerio de Energía. Gobierno de Chile. 2016. Memoria Programa Techos Solares Públicos.

[43] Ministerio de Vivienda y Urbanismo. Gobierno de Chile. 2015. Título II del Programa de Protección del Patrimonio Familiar Subsidios para Reparación y Mejoramiento de la Vivienda. [en línea] http://www.minvu.cl/opensite_det_20110425113800.aspx

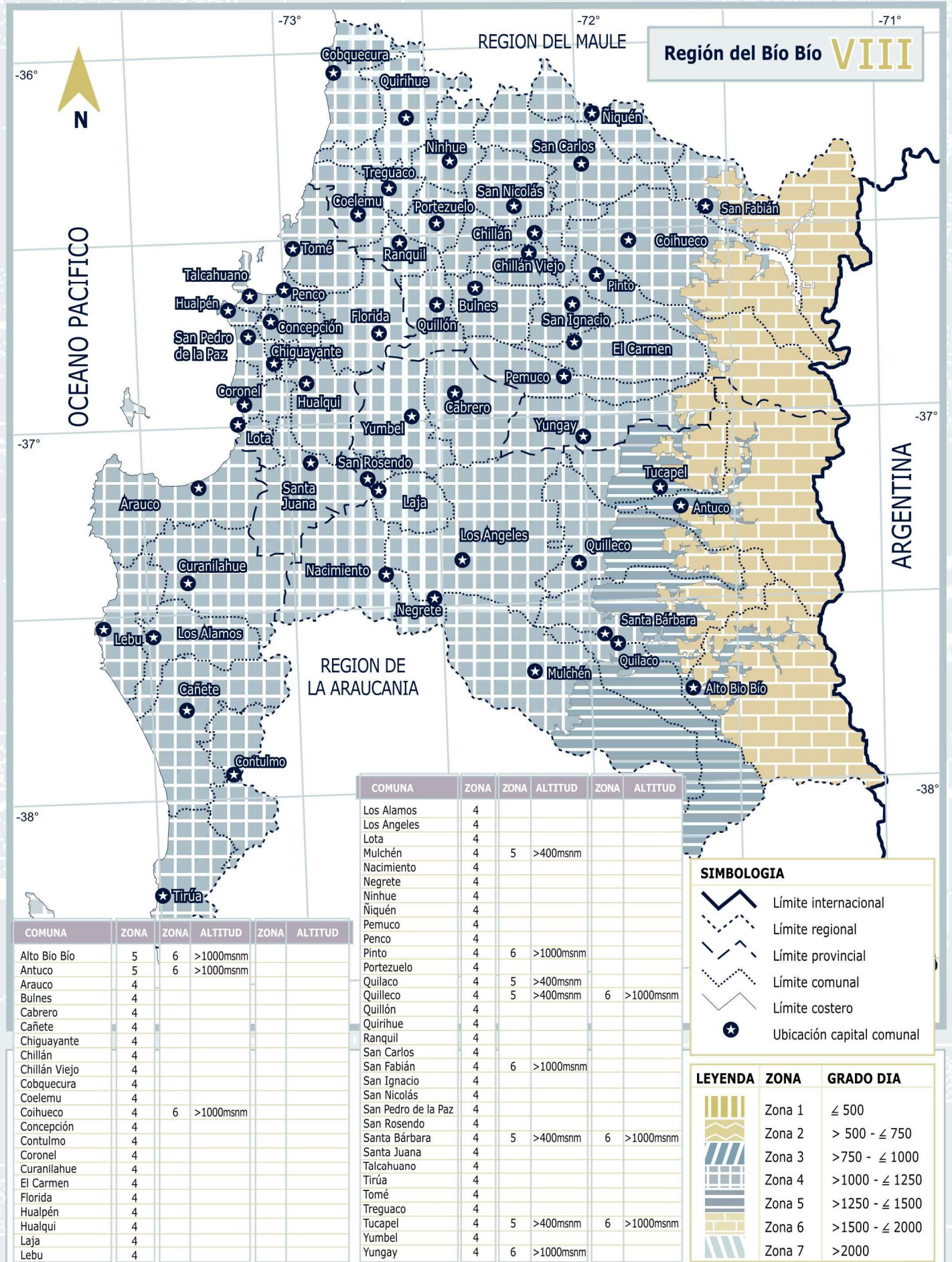
Anexo A. Zonas térmicas de las regiones del Bío-Bío y Ñuble.

Anexo B. Especificaciones técnicas y cotizaciones de equipos.

- Especificaciones técnicas y cotización PCK80 de Qnergy
- Especificaciones técnicas y cotización Inhouse5000+ de Inhouse Engineering GmbH
- Especificaciones técnicas modelos LIVING y PREMIUM M NeoTower Heat and Power.
- Especificaciones técnicas acumuladores de inercia.
- Especificaciones técnicas bombas hidráulicas.
- Especificaciones técnicas aerofriadores.
- Especificaciones técnicas calderas auxiliares.

Anexo C. Planos Layout y P&ID de instalaciones.

- Layout Casona.
- Layout Hostal.
- Layout Distrito.
- P&ID Cogenerador Celda Combustible en Casona.
- P&ID Cogenerador Celda Combustible en Hostal.
- P&ID Cogenerador Stirling en Distrito.



Región del Bío Bío VIII

COMUNA	ZONA	ZONA	ALTITUD	ZONA	ALTITUD
Alto Bío Bío	5	6	>1000msnm		
Antuco	5	6	>1000msnm		
Arauco	4				
Bulnes	4				
Cabrero	4				
Cañete	4				
Chiguayante	4				
Chillán	4				
Chillán Viejo	4				
Cobquecura	4				
Coelemu	4				
Coihueco	4	6	>1000msnm		
Concepción	4				
Contulmo	4				
Coronel	4				
Curanilahue	4				
El Carmen	4				
Florida	4				
Hualpén	4				
Hualqui	4				
Laja	4				
Lebu	4				

COMUNA	ZONA	ZONA	ALTITUD	ZONA	ALTITUD
Los Alamos	4				
Los Angeles	4				
Lota	4				
Mulchén	4	5	>400msnm		
Nacimiento	4				
Negrete	4				
Ninhue	4				
Niquén	4				
Pemuco	4				
Penco	4				
Pinto	4	6	>1000msnm		
Portezuelo	4				
Quilaco	4	5	>400msnm	6	>1000msnm
Quilleco	4	5	>400msnm	6	>1000msnm
Quillón	4				
Quirihue	4				
Ranquíl	4				
San Carlos	4				
San Fabián	4	6	>1000msnm		
San Ignacio	4				
San Nicolás	4				
San Pedro de la Paz	4				
San Rosendo	4				
Santa Bárbara	4	5	>400msnm	6	>1000msnm
Santa Juana	4				
Talcahuano	4				
Tirúa	4				
Tomé	4				
Treguaco	4				
Tucapel	4	5	>400msnm	6	>1000msnm
Yumbel	4				
Yungay	4	6	>1000msnm		

SIMBOLOGIA

- Límite internacional
- - - Límite regional
- · - · - Límite provincial
- · - · - Límite comunal
- Límite costero
- ★ Ubicación capital comunal

LEYENDA

ZONA	GRADO DIA
Zona 1	≤ 500
Zona 2	> 500 - ≤ 750
Zona 3	> 750 - ≤ 1000
Zona 4	> 1000 - ≤ 1250
Zona 5	> 1250 - ≤ 1500
Zona 6	> 1500 - ≤ 2000
Zona 7	> 2000

Fuente: Cartografía, MIDEPLAN
Ajustada a imágenes de Satélite, Landsat 7 ETM
Coordenadas UTM, Datum WGS 84, Huso 19

PCK80 Package Price List

Effective Date May 1, 2017

PCK80 Package A	
1 (One) PCK80 unit, containing: 1 (One) Engine 1 (One) Controller 1 (One) Flow sensor test kit 1 (One) Fill valve cap	\$20,000.00 USD
PCK80 Package B	
3 (Three) PCK80 units, each containing: 1 (One) Engine 1 (One) Controller 1 (One) Flow sensor test kit 1 (One) Fill valve cap	\$51,000.00 USD
1 (one) PCK80 Customer Training Session 3 Days of training (8 hours per day) for up to 3 people Conducted on-site at Qnergy's Ogden, UT Factory*	
10 (Ten) hours of Qnergy Engineering Consulting Via telephone or web conference Billed in no less than 0.25 hour increments For integration purposes only	
PCK80 Package C	
6 (Six) PCK80 units, each containing: 1 (One) Engine 1 (One) Controller 1 (One) Flow sensor test kit 1 (One) Fill valve cap	\$96,000.00 USD
1 (one) PCK80 Customer Training Session 3 Days of training (8 hours per day) for up to 4 people Conducted on-site at Qnergy's Ogden, UT Factory*	
20 (Twenty) hours of Qnergy Engineering Consulting Via telephone or web conference Billed in no less than 0.25 hour increments For integration purposes only	

* Transportation, accommodation and Per Diem is the responsibility of Purchaser.

Additional items available for purchase as add-ons, including:

Shipping, Commissioning, Training at Purchaser site, spare parts etc.

See Qnergy Training Price List, Qnergy Field Support Price List, or your sales rep for additional details.

Power Conversion Kit: PCK80

Benefits

Converts any Heat Source

Flexible Orientation

Frictionless Design

Zero Maintenance

Low Weight

Long Life

Efficient



Original Equipment Manufacturer (OEM) Integration with PCK Series Generators

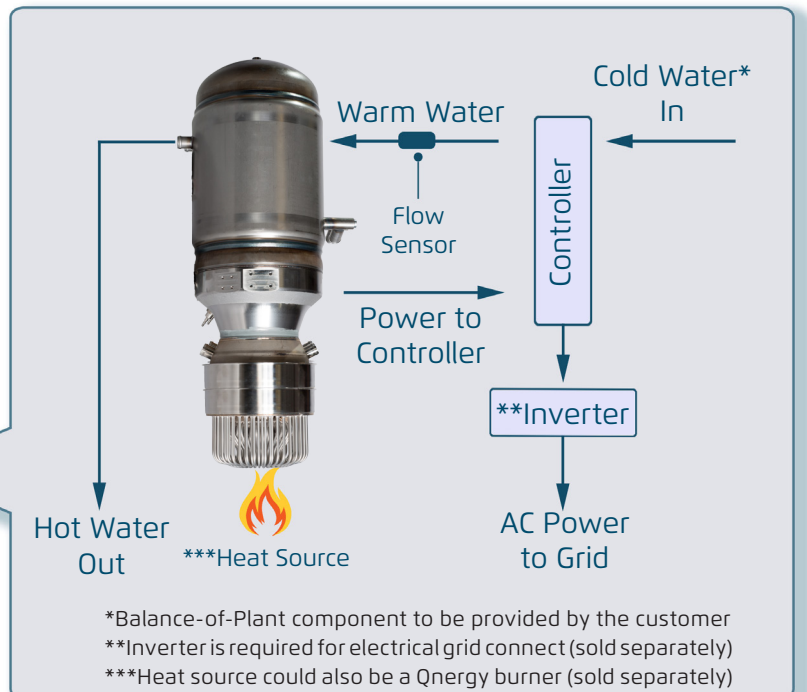
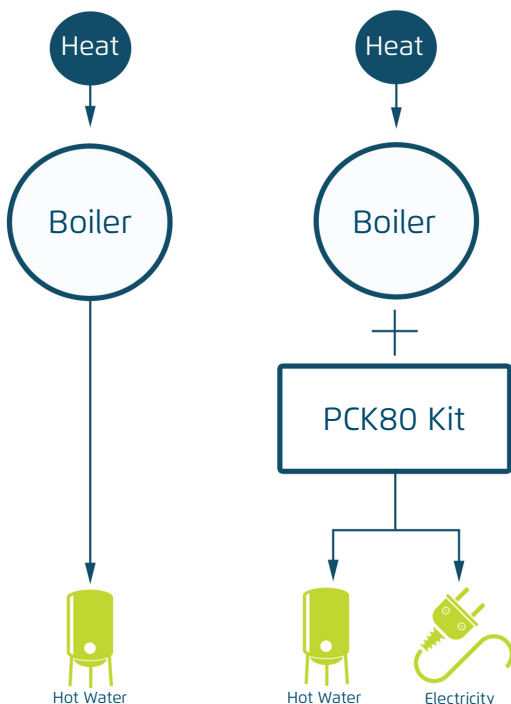
Qnergy's PCK series generators incorporate a powerful, robust heat conversion device. This platform couples with any heat source to produce reliable electricity. Heat source examples include: combustible liquid/gaseous fuels, wood/paper fuels, bio fuels, and other sources of high-grade waste heat.

Manufactured using proven automotive-style lean processes, the PCK generator is built to meet strict quality standards. It is built using a unique, free piston design. This frictionless design eliminates wear and maintenance, ensuring reliability and continuous operation. The engine's dedicated controller ensures optimal and autonomous performance as well as providing real time power monitoring.

Qnergy has an experienced design and integration team who have partnered with many manufacturers in successfully integrating PCK series Generators into their product lines.

Example of Application

Standard Approach Qnergy's Approach



PCK80 Specifications

Physical Properties

Component Weight Engine (dry): 110 kg (242 lbs)
 Controller (dry): 15 kg (33 lbs)

Typical PCK Noise Output <65 dB*

Heat Capture and Conversion Ratings

PCK Heat Absorption Capacity Up to 25kW (thermal)*

QB80 Heat Absorber Temperature 400° - 800°C

Hydronic Inlet Temperature Range Min: -20°C / Max: 70°C

	Flow	Pressure Drop
Hydronic Pressure Drop	20 Lpm [5.3 gpm]	1 kPa [0.15 psi]
	30 Lpm [8 gpm]	2.5 kPa [0.36 psi]
	40 Lpm [10.5 gpm]	4 kPa [0.58 psi]

Electrical Power Ratings

PCK Input Power Supply 12 VDC, <40 W (during standby)

DC Output (Bi-Polar Bus) MIN ±295 VDC
 MAX ±365 VDC

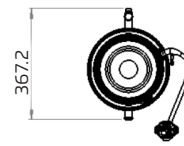
cETLus Certification Safety Rating: 7100 Watt Maximum

DC Electrical Conversion Efficiency Up to 30%*

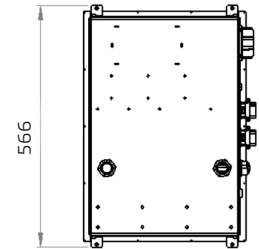
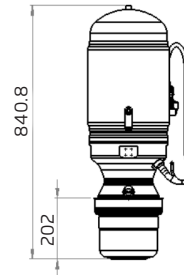
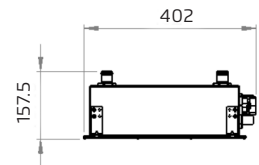
*These values are dependent on the specific architecture and appliance design.

PCK80 Component Dimensions (mm)

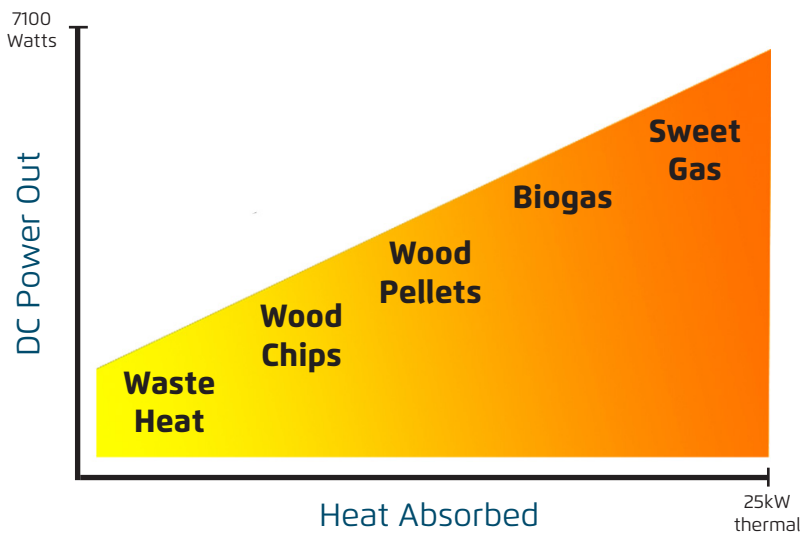
Engine



Controller



Typical Usage Ranges for Various Heat Sources



PCK80 Generator Kit integrated within a (mCHP) Micro Cogeneration System

Qnergy is a company focused on providing energy to a world market looking for innovative, cost effective, and efficient ways to energize the future. With more than 40 years of expertise and proven reliability, Qnergy brings proprietary, high-performance Stirling engine technology to the marketplace for commercial, industrial, and residential applications.

How It Works

Using a highly efficient thermodynamic process, Qnergy's free-piston Stirling engine (FPSE) generator can create electricity from virtually any heat source. The heat input creates a temperature differential across the engine causing the helium inside the engine to expand and contract, which in turn drives a linear reciprocating motion of the piston. The FPSE directly converts the reciprocating motion of the piston into electrical power via the integral linear alternator.

The Qnergy engine has fewer moving parts than traditional kinematic Stirling engines, and no direct-contact points that cause wear and require lubrication. Thus, the Qnergy engine is truly a maintenance-free technology that offers long-life performance, two key features that make it an ideal power source.

inhouse engineering GmbH, Köpenicker Str. 325, 12555 Berlin

Cristian Roa Ramírez
 University of Chile
 Mechanical Engineering Department

 Santiago de Chile

 CHILE

Customer-No. 10639
 Date 10.07.2018
 Processed by S.Theuring
 Project-No. 7180080
Doc-No. A18/000134
 page 1 von 4

Quotation

Fuel Cell CHP system inhouse5000+

Dear Mr. Ramirez,

thank you very much for your inquiry regarding our PEM fuel cell CHP system inhouse5000+. The requested CHP system and services we would like to offer you as following:

Item	Qty. Unit	Description	Unit price EUR	Value in EUR
1.01.10	1,00 piece	PEM Fuel Cell CHP system inhouse5000+ Specifications according to enclosed data sheet "2017-04-xx Datenblatt inhouse5000+ DE EN.PDF" The enclosed data sheet is part of this quotation.	65.000,00	65.000,00
1.01.20	7,00 daily rate	Daily Rate for Technical Support on-site including - support for installation according to installation manual - support for setting to operation of CHP system - operational training according to operation manual - 1 day labour expenses for traveling from Berlin to Chile	900,00	6.300,00

Quotation

Doc-No. A18/000134
 Date 10.07.2018
 page 2 von 4

Item	Qty. Unit	Description	Unit price EUR	Value in EUR
		Übertrag:		71.300,00
		- 1 day labour expenses for traveling from Chile to Berlin - 5 days for installation check and setting to operation in sum for position 1.01.10 inhouse engineering will not connect the CHP system to the supply media (electricity, gas, water, waste water, waste gas, fresh air) on site. This must be done by locally approved companies. inhouse engineering will check the connection to the CHP system inhouse5000 + on-site and sets the system into operation together with the staff of the customer. If the customer's staff does not speak English, the customer must provide an interpreter at their own expense. Since the installation site is currently unknown, the daily rate does not include any travel or accommodation costs. These will be billed separately after commissioning and knowledge of the installation site.		
1.01.30	1,00 piece	Packaging of fuel cell CHP system and LT-PEM fuel cell stack	720,00	720,00
1.01.40	1,00 piece	Sea transport and Insurance for position 1.01.10 CIF Santiago de Chile, Chile according to INCOTerms 2010 excluding any taxes or customs charges duration approx. 45 days	2.700,00	2.700,00
1.01.40a	1,00 piece	Air transport and Insurance for position 1.01.10 CIF Santiago de Chile, Chile according to INCOTerms 2010 excluding any taxes or customs charges duration approx. 9 days	4.770,00	Alternativ
1.01.50	1,00 piece	Online support for 12 month (10 hours per month and 50 €/hour) by phone or by TeamViewer session	6.000,00	6.000,00

 Brennstoffzellensysteme
 Effiziente Energiesysteme
 Kundendienst
 Wartung

Geschäftsführer:
 Peter Rothmeier
 Christoph Hildebrandt
 Köpenicker Str. 325, Haus 41
 12555 Berlin

Telefon +49 (0)30 6576 2590
 Telefax +49 (0)30 6576 2582
 Email info@inhouse-engineering.de
 Internet www.inhouse-engineering.de

HRB 104795 B
 Registergericht
 AG Charlottenburg
 USt.-IdNr.
 DE 252814200

Berliner Sparkasse LBB AG
 IBAN: DE14 1005 0000 6000 0021 20
 BIC: BELADEBEXX
 Wartungs- und Kundendienstrechnungen
 Commerzbank
 IBAN: DE29 1208 0000 0660 1893 00
 BIC: DRESDEFF120

Quotation

Doc-No.	A18/000134
Date	10.07.2018
page	3 von 4

Item	Qty.	Unit	Description	Unit price EUR	Value in EUR
			Übertrag:		80.720,00
			Netsum in EUR		<u>80.720,00</u>
			overall sum in EUR		<u><u>80.720,00</u></u>

***Terms of payment**

The quotation price will be paid within 3 tranches
 1st payment 50% of the order amount after placing the order
 2nd payment 40% of the order amount after delivery
 3rd payment 10% of the order amount after setting to operation

All payments are due within 14 calendar days to the account specified in the invoice
 Until full payment, the extended retention of title of inhouse engineering GmbH applies.

***Delivery time**

The delivery time is approximately 6 months after receipt of the order and technical clarification.

***Validity of quotation**

We are bound to this quotation for period of 3 months from the date of this quotation.

***Warranty**

The warranty period is 12 months. The warranty period begins with commissioning of fuel cell CHP system.
 The acceptance will be documented by a written Acceptance report.
 The warranty does not include any claims caused by environmental conditions on-site.

***License and property rights**

Based on an order, inhouse engineering GmbH does not grant any licenses regarding any patents, intellectual property rights or know-how to the purchaser.

***Confidentiality clause**

The purchaser and the seller mutually agree to undertake every reasonable measure to keep confidential all business and trade secrets which have become known to him, in particular with regard to technical and commercial details.

***Changes of scope of supply and services**

The offer corresponds to the current state of knowledge of the project. Changes or extensions of the specifications or new findings in the sense of technical progress may result in changed costs.
 If changes to the scope of services become necessary after the order has been placed, the contracting parties mutually agree on an expense and cost change.

The basis for this quotation are the specification of the data sheet of the PEM Fuel Cell CHP system inhouse5000+ enclosed to this quotation within the file "2017-04-xx Datenblatt inhouse5000+ DE EN.PDF". Additionally this quotation is based on our Terms and conditions.

Our terms and conditions can be found at <http://www.inhouse-engineering.de/agb>

Quotation

Doc-No. A18/000134
Date 10.07.2018
page 4 von 4

Item	Qty.	Unit	Description	Unit price EUR	Value in EUR
------	------	------	-------------	-------------------	-----------------

We hope to submit an attractive quotation and we gladly expect your order.
For any questions do not hesitate to contact us.

Kind regards

Steffen Theuring
inhouse engineering GmbH



Dipl.-Ing. Steffen Theuring
inhouse engineering GmbH
fuel cell systems
Köpenicker Str. 325 / Building 41 / Bureau 1.109
12555 Berlin / Germany
Phone: +4930 / 6576 - 2581
Fax: +4930 / 6576 - 2582
Email: s.theuring@inhouse-engineering.de

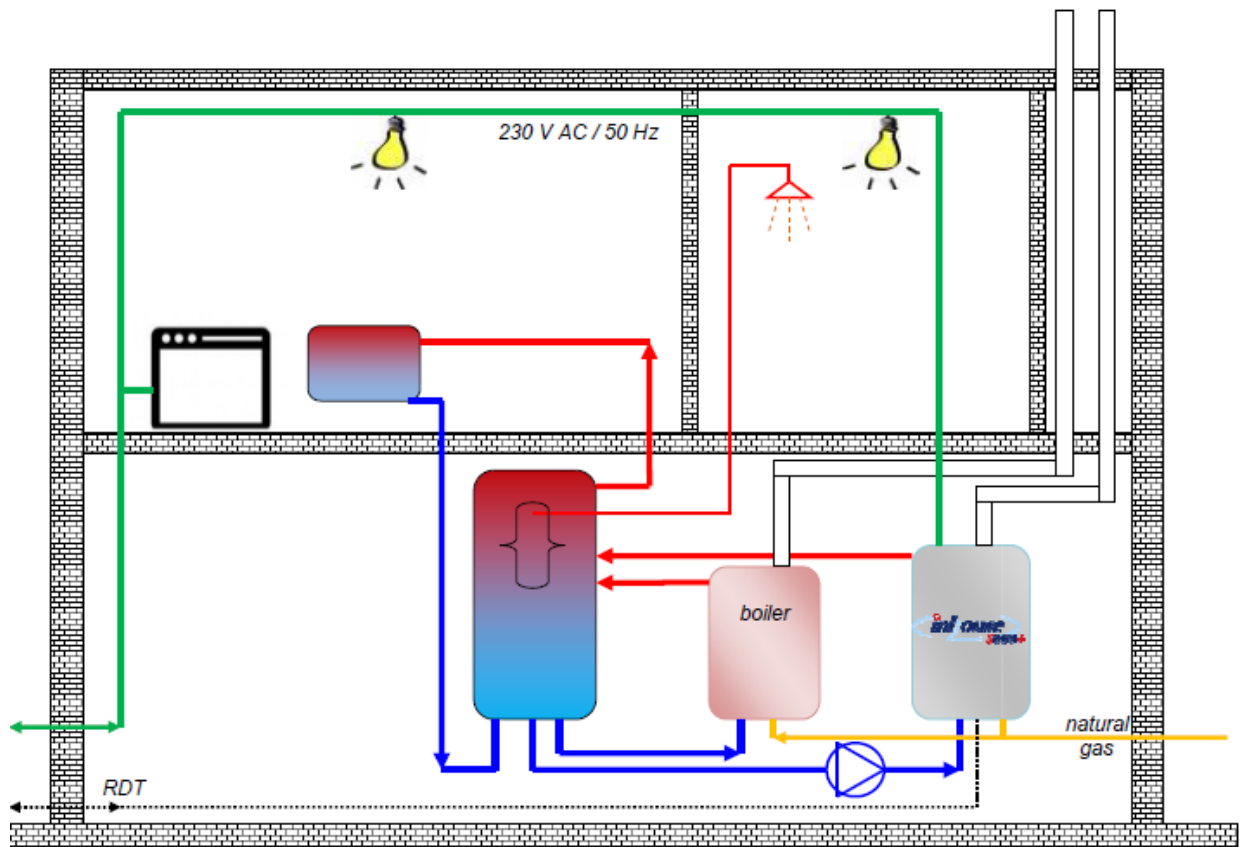
inhouse engineering GmbH

Köpenicker Str. 325, Haus 41
12555 Berlin

Tel. 030 / 6576 2590 Fax 030 / 6576 2582

Spezifikation Brennstoffzellen-Heizgerät inhouse5000+
Specification of the Fuel Cell System inhouse5000+


Modell / Type	inhouse5000+	inhouse5000+
Bestimmungsland / Origin	Deutschland / Europa	Germany / Europe
Wasserstoffherzeugung / Hydrogen production	Erdgas-Dampfreformierung	steam reforming of natural gas
Brennstoffzelle / Fuel cell	NT-PEM-FC mit Reformatbetrieb	Low temperature PEM FC with reformat processing
Inverter	1-phasig, netzparallel	single phase, grid connected
Einsatz / Application	Mehrfamilienhaus, Kleingewerbe	Multi family houses, small enterprises
Geräteart / Device type	C _{63X}	
Kategorie / Category	DE – I _{2E}	DE – I _{2E} (Specifications for Germany)
Thermische Leistung / thermal power P _{th,Hi}	max. 7,5 kW	
Elektrische Leistung / electrical power P _{el}	max. 4,2 kW (5 kW brutto)	max. 4,2 kW (5 kW gross)
Leistungsmodulation / Power modulation	50 – 100 % (2,5 – 5 kW brutto/ gross)	
Elektrischer Wirkungsgrad / Electrical efficiency	28 – 34 %	
Gesamtwirkungsgrad / Overall efficiency	85 – 92 %	
Schutzgrad / Degree of protection	System IP42	
Kühlkreis Druckstufe (PMS) / Cooling system pressure level	Klasse / class 2 (3 bar)	
Wartungsintervall / Maintenance interval	6 Monate / month	
Abmessungen (BxHxT) / Dimensions (WxHxD)	740 x 1550 x 1159 mm	
Gewicht / Weight	Einzelmodule max. 60 kg	single modules max. 60 kg
Gewicht gesamt / Weight total	ca. 380 kg	

Standardinstallation im Gebäude / common building integration

boiler = Zusatzheizgerät, Leistung abhängig vom Wärmebedarf des Gebäudes

boiler = external condensing boiler, depending on the maximum heat demand of the building

Betriebsbedingungen Brennstoffzellen-Heizgerät inhouse5000
Operating Conditions of the Fuel Cell System inhouse5000+


zulässige Umgebung / Permissible ambient conditions	
10 – 35 °C, max. 60%rF bei 30 °C, Innenaufstellung ¹⁾	10 - 35°C, max. 60% humidity at 30°C, only indoor installation ¹⁾
Brennstoff / fuel	
Gasart Erdgas H nach DVGW Arbeitsblatt 260	Natural gas type H according to DVGW ²⁾ work-sheet 260
Überdruck: 20 mbar	Pressure: 20 mbarg
Volumenstrom: max. 1,5 m ³ /h i. N.	Volumetric flow rate: max. 1.5 m ³ / h STP
Verbrennungsluft / Combustion air	
raumluftunabhängig	independent from ambient air
Abgasanschluss / Exhaust connection	
Förderdruck: max. 50 Pa	Discharge pressure: max. 50 Pa
Abgastemperatur: 50 – 70 °C (ca. 10 K über Rücklaufemperatur)	Exhaust temperature: 120 – 160 °F (approx. 10 K above return flow temperature)
Abgasmenge: min. 10 kg/h, max. 30 kg/h	Exhaust volume: min. 10 kg/h, max. 30 kg/h
Abgasleitung Typ B, doppelwandig d = 80/140 mm	Exhaust pipe type B, concentric d = 80/140 mm
Prozesswasser / Process water	
Überdruck: min. 3 bar, max. 6 bar	pressure: min. 3 barg, max. 6 barg
Volumenstrom*: max. 3,3 l/h @ RL 55 °C	Volumetric flow rate*: max. 3.0 l/h @ Return temp. 120 °F
Elektroanschluss / Electrical connection	
230 V AC / 50 Hz, Vorsicherung: extern 25 A bei FI-Schutzschalter Charakteristik B Einspeisung: max. 4,6 kW	230 V AC / 50 Hz, pre-fuse: 25 A external with RCD characteristic B Power generation: max. 4.6 kW
Heizkreislauf / Heating circuit	
Vorlaufemperatur: 50 – 70 °C	Flow temperature: 120 – 160 °F
Rücklaufemperatur: 30 – 50 °C	Return temperature: 86 – 120 °F
Heizungswasser gemäß VDI 2035	Heating water according to VDI 2035
Abwasseranschluss / Waste water connection	
Kondensatmenge ³⁾ : max. 1,1 l/h @ Rücklauf 30 °C (keine Neutralisation erforderlich)	Condensate ³⁾ : max. 1.1 l/h @ Return temp. 86 °F (no neutralisation required)

¹⁾ Es wird empfohlen, das Brennstoffzellen-Heizgerät inhouse5000+ ausschließlich in Räumen zu installieren, die gemäß TRGI als Heizraum zugelassen sind.

³⁾ abhängig von den Kühlkreistemperaturen – je niedriger die Rücklaufemperatur ist, desto weniger Prozesswasser wird benötigt bzw. desto mehr Kondensat fällt an

¹⁾ *It is recommended to install the inhouse5000+ fuel cell system at a location that is marked as a heating room accordingly. The heating room is subject to the installation conditions in accordance with the DVGW – (Technological rules for gas installations 2008).*

²⁾ *German Technical and Scientific Association for Gas and Water*

³⁾ *Dependent on the cooling temperature - the lower the return temperature, the less process water is required, or the more condensate there is*



Periphere Einrichtungen, bauseits

(gemäß Betriebsbedingungen der inhouse5000+):

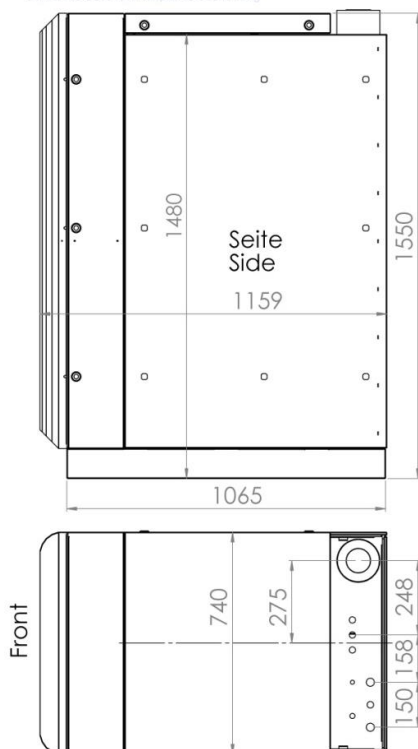
Erdgasanschluss	mit einer Absperreinrichtung und einer thermisch auslösenden Absperrrichtung (TAE) gemäß gültiger DVGW-TRGI
Abgasanschluss	für raumluftunabhängige Geräte gemäß gültiger DVGW-TRGI
Elektroanschluss	für Bezug und Einspeisung gemäß Spezifikation
Prozesswasseranschluss	Leitungswasseranschluss, öffentliches Trinkwassernetz
Abwasseranschluss	Kondensatablass im Boden oder Ablauf mit Hebepumpe
Internetanschluss	24/7, Daten-Volumen min. 10 GB/Monat, Feste IP-Adresse Download min. 6 Mbit/s, Upload min. 1 Mbit/s, Router ohne Portfilter oder Möglichkeit der Portfreigabe

Peripheral devices, on-site

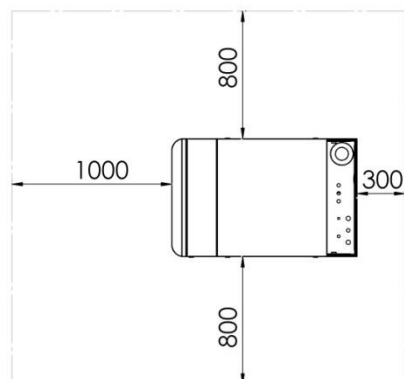
(according to operating conditions of the fuel cell system inhouse5000+):

Natural gas terminal	with a shut-off device and a thermally activated safety device (TAE) in compliance with current DVGW TRGI (DVGW Technical Regulation for Gas Installation)
Exhaust connection	for devices not dependent on ambient air in compliance with current DVGW TRGI
Electrical connection	for delivery and supply according to the specification
Process water connection	Tap water connection, public drinking water network
Waste water connection	Condensate drain in the floor or drain with drain pump
Internet connection	24/7, Data Volume min. 10 GB/month, static IP-Adress Download min. 6 Mbit/s, Upload min. 1 Mbit/s, Router without Portfilter or possibility of Port forwarding

Quelle: TIS/Zeichnungen/tebba03_1 & WS/inhouse packaging/
Cathouse 2013-04-24 / Aufstellungen 2013-04-13 -08ap

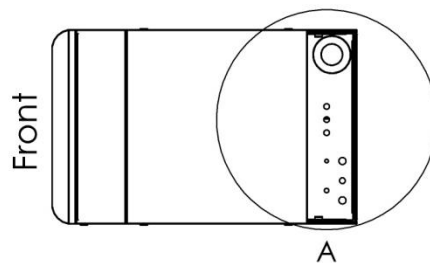
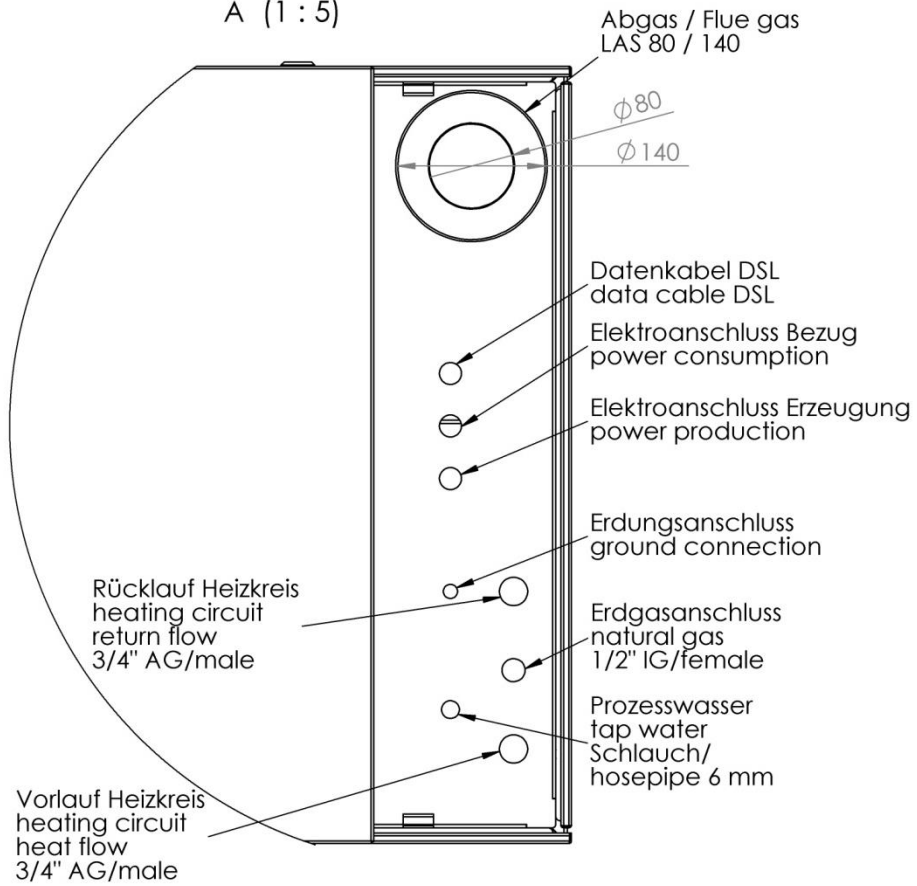


empfohlener Freiraum
um inhouse5000+
recommended free space
around inhouse5000+



Detail A: Anschlüsse / connection scheme

A (1 : 5)

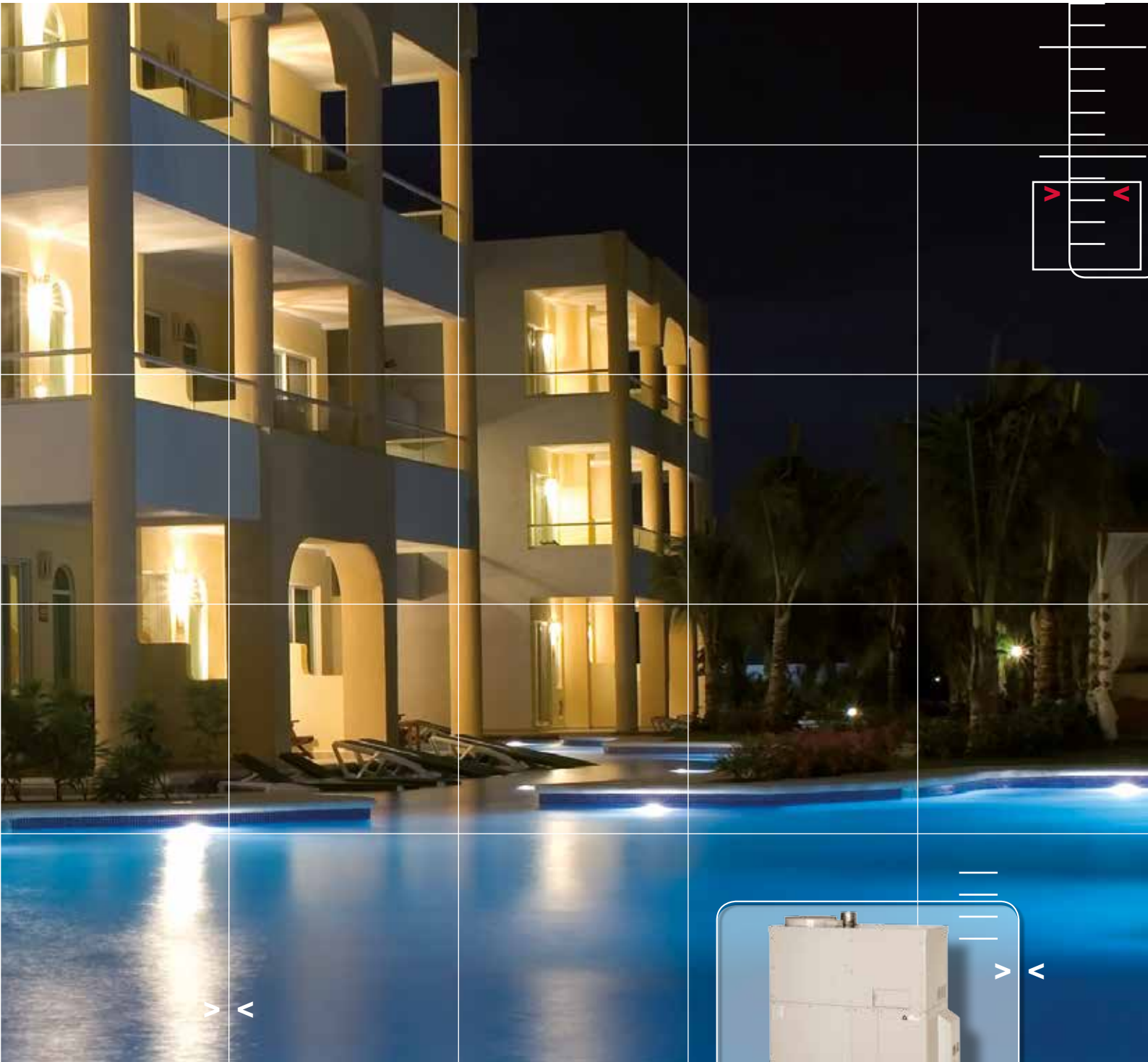




YANMAR

MICRO COGENERATION

CP Series



Call for Yanmar solutions



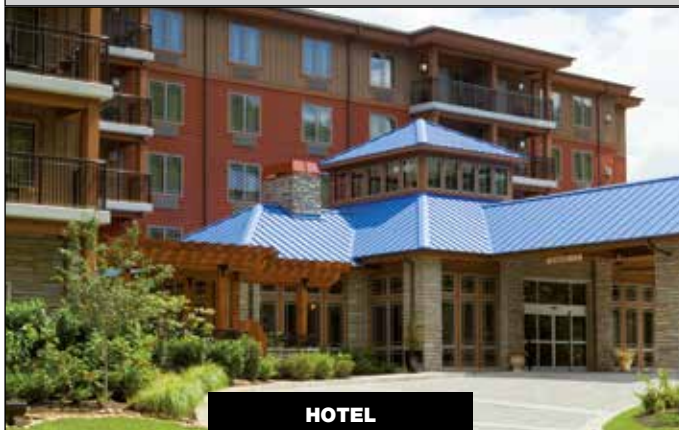
MICRO COGENERATION



To help overcome worldwide environmental and energy issues such as global warming and rapidly-growing energy consumption, Yanmar has developed a range of highly efficient, gas driven micro cogeneration systems mainly fuelled by natural gas, however also biogas and propane are part of the line-up. Cogeneration systems offer a much higher overall efficiency compared to the efficiency by typical conventional electrical power generation. In particular decentralized power generation in combination with utilizing the produced heat energy provide a great contribution to saving energy, cost reduction and reduced environmental impact through lower CO₂ emissions. For electrical power below 50 kW this is called micro cogeneration.

APPLICATIONS

The combination of electrical power output along with the utilization of the recovered heat from the engine makes these micro cogeneration systems suitable for a wide range of small scale applications where electrical power and heating or cooling is required. Typical examples are hotels, nursing homes, restaurants, swimming pools, health spa's, apartment buildings, farms and greenhouses.



UNIQUE FEATURES

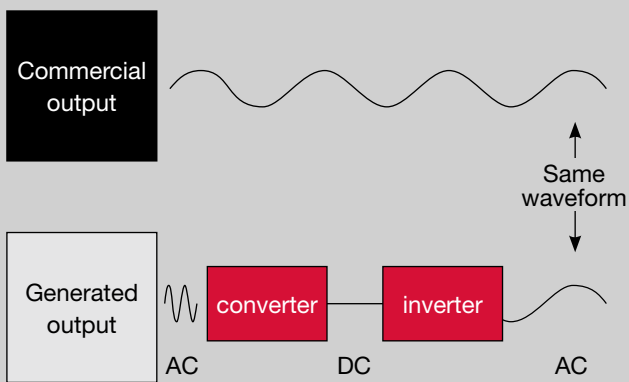
The CP Series is a further result of YANMAR's long experience and technical mastery of engine developing and manufacturing which provided the base for the unique features of this high quality, reliable and durable micro cogeneration system.



LONG MAINTENANCE INTERVAL

10,000 hours [natural gas] 6,000 hours [biogas]

The gas engine provides one of the industry's longest maintenance intervals through YANMAR's unrivalled engine technology in combination with the lean-burn Miller cycle.



EASY GRID CONNECTION

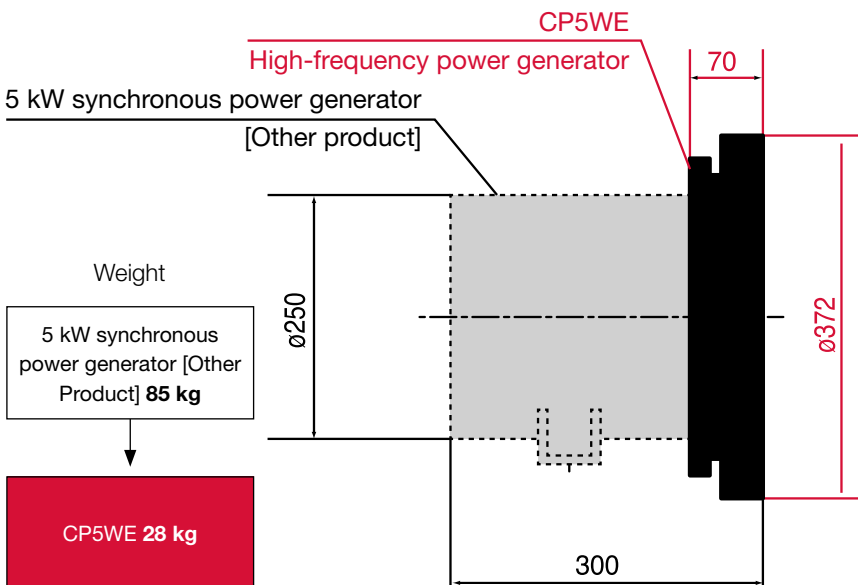
High efficiency inverter with built in protection- and synchronisation device required for grid connection. The generator output is converted to DC by the converter; the inverter converts the voltage and frequency into the same as that of commercial power. This allows ease of systems interconnectivity.



COMPACT AND HIGH EFFICIENCY GENERATOR

A light and compact generator with over 90% efficiency

Comparison with conventional Power Generator



LOW OPERATION NOISE

- CP5WG1 : 50 dB [A]
 - CP10WG : 53 dB [A]
 - CP10WE : 54 dB [A]
 - CP25WE : 62 dB [A]
- [at 1 m distance]

PARTIAL LOAD OPERATION

When grid feed is prohibited or FiT does not apply the output can be controlled by an external signal.

REMOTE MONITORING SYSTEM

Online information sharing like operational data, operating condition and warnings.

UNIQUE FEATURES



ADVANCED SYSTEM CONTROLLER

Providing the optimum energy balance between demand and output as well as for easy functional-, monitoring-, alarm-, and emergency stop functions input.



ALL WEATHER CANOPY

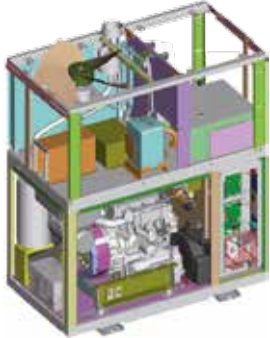
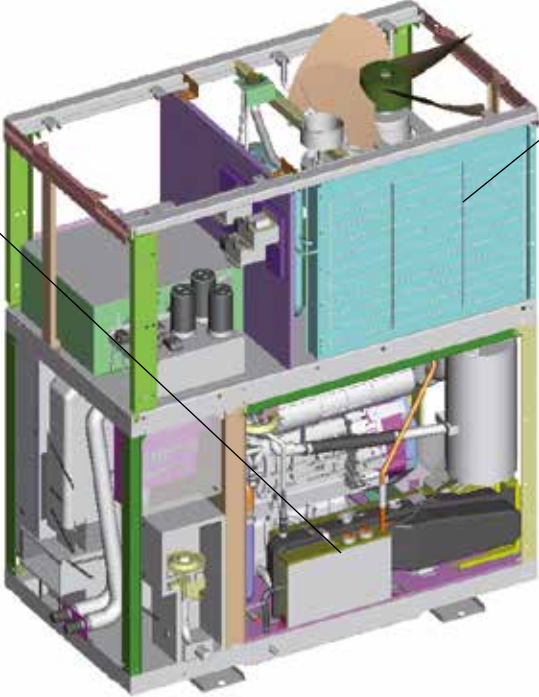
Indoor as well as outdoor installation with the IP44 standard and protective powder coating.

INTEGRATED NEUTRALIZER

Exhaust drainage with build-in neutralizer and syphon.

INTEGRATED RADIATOR PACKAGE

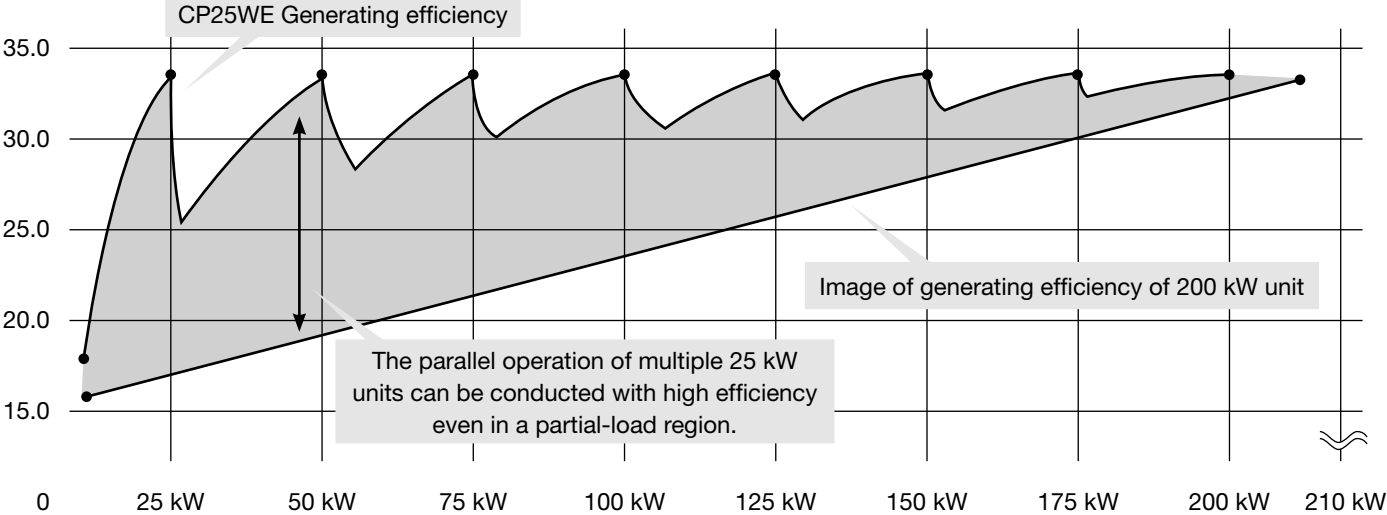
Electrical power oriented operation possible by dumping the generated heat through build-in fan and radiator.



MULTIPLE-UNIT OPERATION

- Up to 8 units parallel running
- High efficiency operation at partial load
- Continue running during maintenance
- Rotating operation for same time maintenance

GENERATING EFFICIENCY [%] FOR CP25WE [8 UNITS]



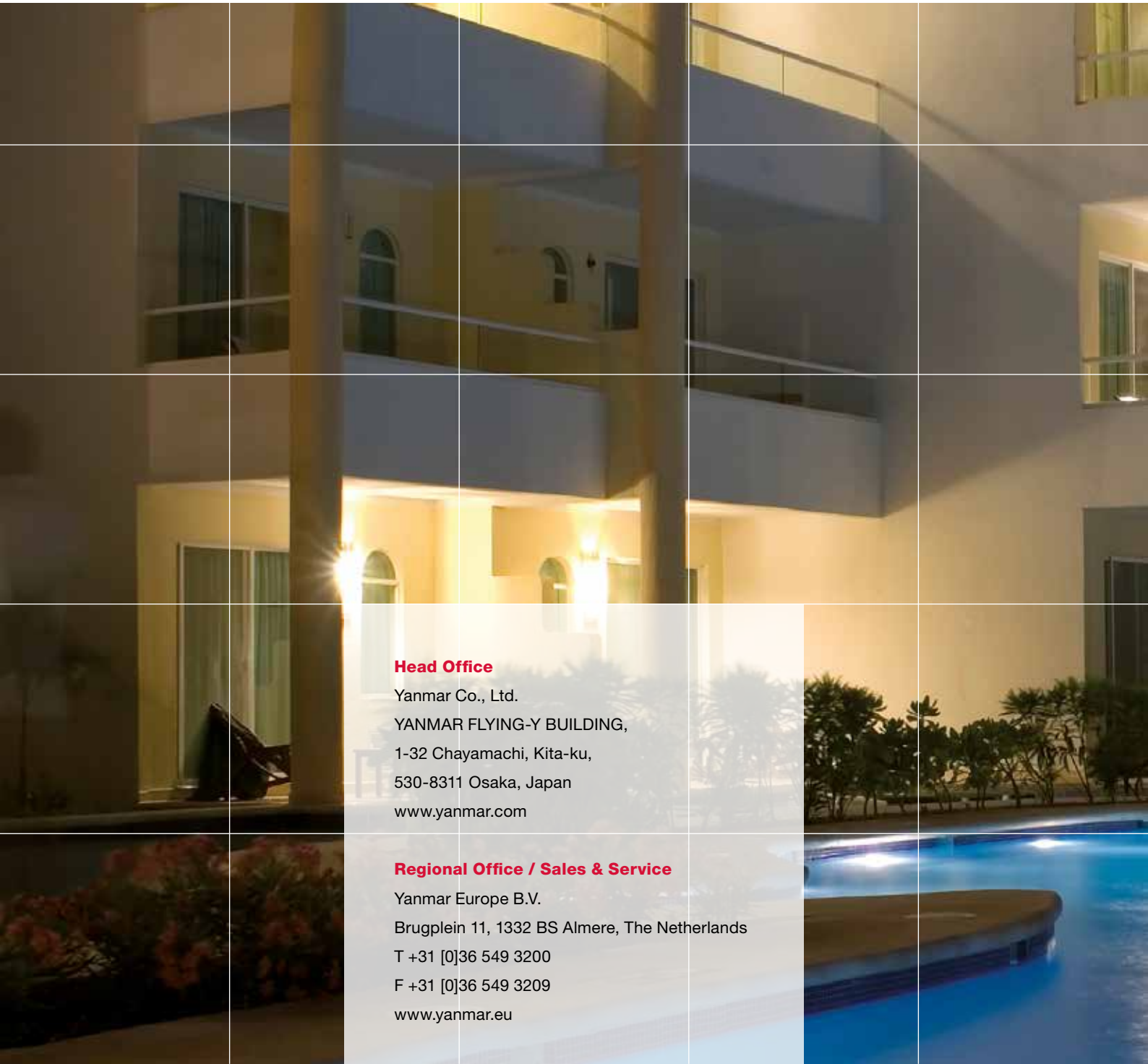
TECHNICAL SPECIFICATION

CP Series - Technical specification		Unit	CP5WG1	CP10WE1	CP10WG		CP25WE		CP25WE [biogas]	
Output	Rated output*1	kW	5.0	10.0	10.0		25.0			
	Frequency	Hz	50	50	50		50			
	Voltage	V	400	400	400		400			
	Current	A	7.2	14	14.0		35.4			
	Phase / Wires	-	Three phase / four wires	Three phase / four wires	Three phase / four wires		Three phase / four wires			
	Transmission method	-	Inverter	Inverter	Inverter		Inverter			
Power control	Reverse power flow	-	Standard	Standard	Standard		Standard			
	Reverse power prevention	-	Option	Option	Option		By external signal			
Heat recovery	Recovered heat	kW	9.9	16.2	17.6	17.5	38.4	38.7	38.7	40.6
	Water temperature inlet	°C	60	65	60		70			
	Water temperature outlet	°C	80	70 ~ 78	80		75 ~ 85			
	Water flow rate	l/min	6.6	48.2	12.6	110		110	116	
Efficiency	Overall efficiency	%	85.0	84.0	87.0	86.5	85.0	84.0	84.0	84.0
	Electrical generation efficiency	%	28.5	32.0	31.5	31.5	33.5	33.0	33.0	32.0
	Heat recovery ratio	%	56.5	52.0	55.5	55.0	51.5	51.0	51.0	52.0
Operating sound levels *2		dB[A]	50	54	53		62			
Multiple unit operation		-	8 units by group / by unit rotation	8 units by group / by unit rotation	8 units by group / by unit rotation		8 units by group / by unit rotation			
Fuel	Gas type	-	Natural gas group E,H,L,LL LPG [propane]	Natural gas group E,H,L,LL	Natural gas group E,H,L,LL	LPG [propane]	Natural gas group E,H,L,LL LPG [propane]	Natural gas group L,LL LPG [propane]	Biogas CH4 80-90%	Biogas CH4 60-70%
	Gas consumption [LHV basis]	kW	17.5	31.2	31.7		74.6	75.8	75.8	78.1
	Gas supply pressure	mbar	10 ~ 30 [LPG : 50]	15 ~ 30	10 ~ 30	50	15 ~ 30		15 ~ 25	
Maintenance interval		h	10 000	10 000	10 000		10 000		6 000	
Installation location		-	Outside / Inside	Outside / Inside	Outside / Inside		Outside / Inside			
Remote monitoring system		-	Option	Option	Option		Option			
Ambient temperature	-5 to +40 °C	-	Standard	Standard	Standard		Standard			
	-15 to +40 °C	-	Option	Option	Option		Option			
Dimensions	Width	mm	1 000	1 470	1 470		2 150			
	Depth	mm	500 (570 including protrusions)	800 [900 including protrusions]	800 [900 including protrusions]		800 [900 including protrusions]			
	Height	mm	1 200	1 790	1 450		2 010			
	Weight	kg	365	790	710		1 320			

*1 Power consumption by CP is included.

*2 Values are the maximum of anechoic readings measured in 4 directions at a point 1m from the unit, 1.2m above the ground with the radiator fan off.

Note: all data subject to alteration without notice.



Head Office

Yanmar Co., Ltd.
YANMAR FLYING-Y BUILDING,
1-32 Chayamachi, Kita-ku,
530-8311 Osaka, Japan
www.yanmar.com

Regional Office / Sales & Service

Yanmar Europe B.V.
Brugplein 11, 1332 BS Almere, The Netherlands
T +31 [0]36 549 3200
F +31 [0]36 549 3209
www.yanmar.eu

www.yanmar.eu

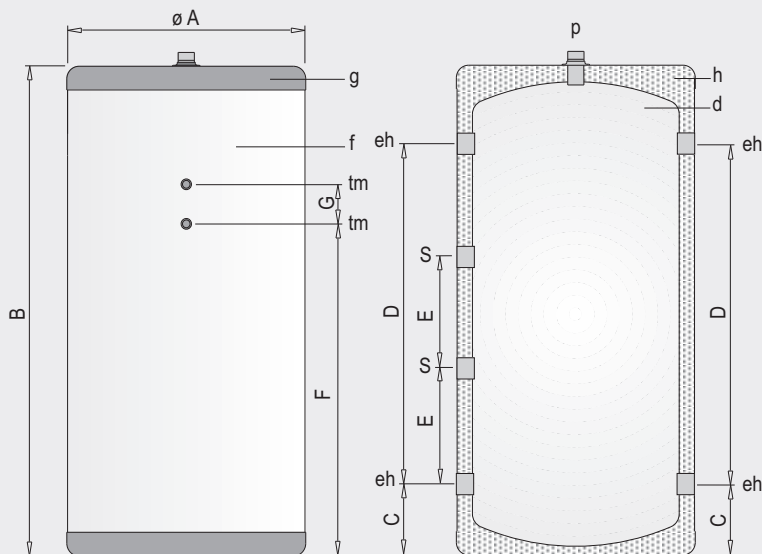
Depósitos acumuladores
para circuito primario



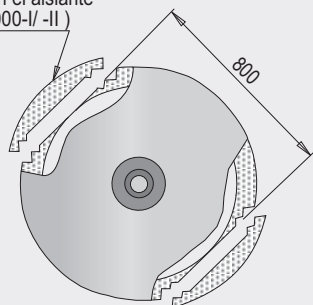
• Información Técnica

G-...-I: Depósitos de inercia

G-...-II: Depósitos de inercia con acabado apto para intemperie



Precortados en el aislante*
(G-800/ 1000-I /-II)



Sistema de transporte
(Sólo G-1500-I)

- d - Depósito de inercia
- f - Forro externo**
- g - Cubierta**
- h - Aislante
- ** opcional y sin montar en modelo G-1500-I

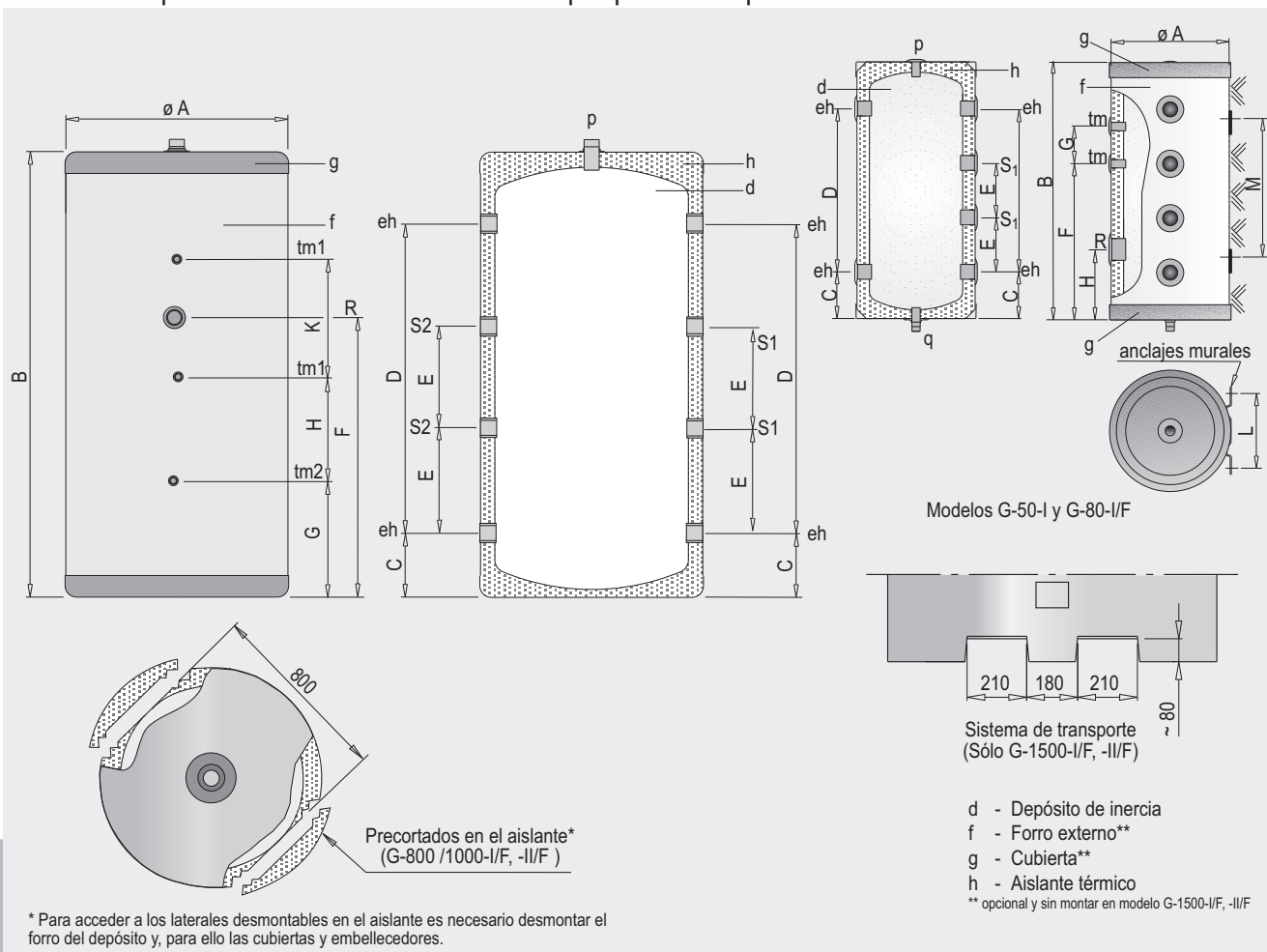
* Para acceder a los laterales desmontables en el aislante es necesario desmontar el forro del depósito y, para ello las cubiertas y embellecedores.

Características técnicas /Conexiones /Dimensiones		G-370 -I /-II	G-600 -I /-II	G-800 -I /-II	G-1000 -I /-II	G-1500 -I /-II
Capacidad de depósito de inercia	l	370	600	800	1000	1500
Presión máx. depósito de inercia	MPa (bar)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)
Temperatura máx. depósito de inercia	°C	100	100	100	100	100
Peso en vacío aprox.	Kg	68	95	174	205	310
p: conexión superior	"GAS/M	1	1	1	1	1
eh: conexión lateral	"GAS/H	2	3	3	3	3
S: conexión lateral	"GAS/H	2	3	3	3	3
tm: conexión sensores laterales	"GAS/H	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
Cota A: diámetro exterior	mm	620	770	950	950	1160
Cota B: longitud total	mm	1725	1730	1840	2250	2320
Cota C:	mm	168	197	341	341	561
Cota D:	mm	1350	1291	1170	1580	1320
Cota E:	mm	450	430	390	526	440
Cota F:	mm	1323	1288	1311	1721	1611
Cota G:	mm	100	100	100	100	100

ErP		G-370 -I /-II	G-600 -I /-II	G-800 -I /-II	G-1000 -I /-II	G-1500 -I /-II
Pérdidas estáticas	W	85	95	99	114	156
Clase de eficiencia energética		C	C	C	C	C
Volumen	l.	369	600	800	1000	1500

G-...-I/F: Depósitos de inercia

G-...-II/F: Depósitos de inercia con acabado apto para intemperie

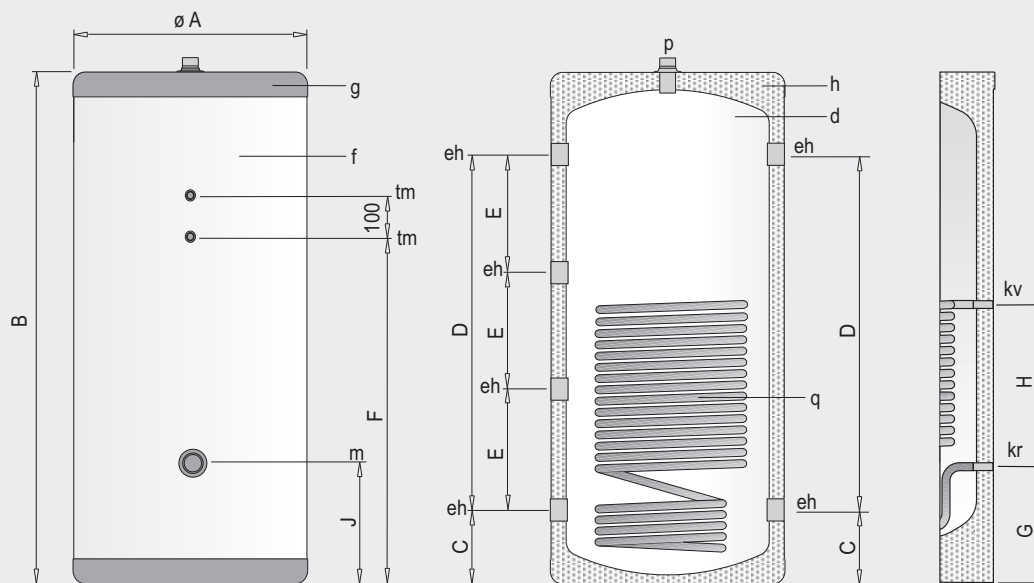


Características técnicas / Conexiones / Dimensiones		G-50	G-80	G-140	G-200	G-260	G-370	G-600	G-800	G-1000	G-1500
		-I, -II	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F
Capacidad	l	50	80	140	200	260	370	600	800	1000	1500
Presión máxima depósito	MPa (bar)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)
Temperatura máx. depósito de inercia	°C	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Peso en vacío (aprox.)	Kg	20	25	30	40	55	70	110	190	220	300
Nº conexión lateral		6	6	8	8	8	8	8	8	8	8
Nº conexión sensores laterales		2	2	3	3	3	3	3	3	3	3
p: Conexión superior	"GAZ	1/2/F	1/2/F	1/M	1/M	1/M	1/M	1/M	1/M	1/M	1/M
q: Conexión inferior	"GAZ/M	3/4	1	-	-	-	-	-	-	-	-
eh: Conexión lateral	"GAZ/F	1-1/4	1-1/4	1-1/4	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2
S1: Conexión lateral	"GAZ/F	1-1/4	1-1/4	1-1/4	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2
S2: Conexión lateral	"GAZ/F	-	-	1-1/4	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2
tm1: Conexión sensores laterales	"GAZ/F	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
tm2: Conexión sensores laterales	"GAZ/F	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
R: Conexión resistencia eléctrica	"GAZ/F	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Cota A: Diámetro exterior	mm	380	480	480	620	620	620	770	950	950	1160
Cota B: Longitud total	mm	835	749	1155	985	1240	1725	1730	1840	2250	2320
Cota C:	mm	174	155	161	168	168	168	197	341	341	561
Cota D:	mm	492	435	840	625	875	1350	1290	1170	1580	1350
Cota E:	mm	164	145	280	210	290	450	430	390	525	450
Cota F:	mm	210	455	755	620	791	1114	1107	1191	1464	1536
Cota G:	mm	415	100	262	194	279	441	437	521	658	530
Cota H:	mm	-	165	316	283	326	407	405	405	473	690
Cota K:	mm	-	-	316	283	326	407	405	405	473	690
Cota L:	mm	240	253	-	-	-	-	-	-	-	-
Cota M:	mm	445	287	-	-	-	-	-	-	-	-

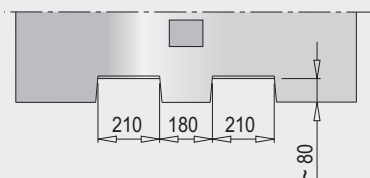
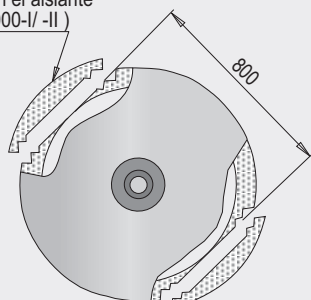
ErP		G-50	G-80	G-140	G-200	G-260	G-370	G-600	G-800	G-1000	G-1500
		-I, -II	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F	-I/F, -II/F
Pérdidas estáticas	W	37	45	60	60	83	85	95	99	114	156
Clase de eficiencia energética		B	B	C	B	C	C	C	C	C	C
Volumen	l.	51	80	136	200	260	369	600	800	1000	1500

Modelos G-...-IS: Depósitos de inercia con serpentín

Modelos G-...-IIS: Depósitos de inercia con serpentín con acabado apto para intemperie



Precortados en el aislante*
(G-800/ 1000-I/-II)



Sistema de transporte
(Sólo G-1500-IS)

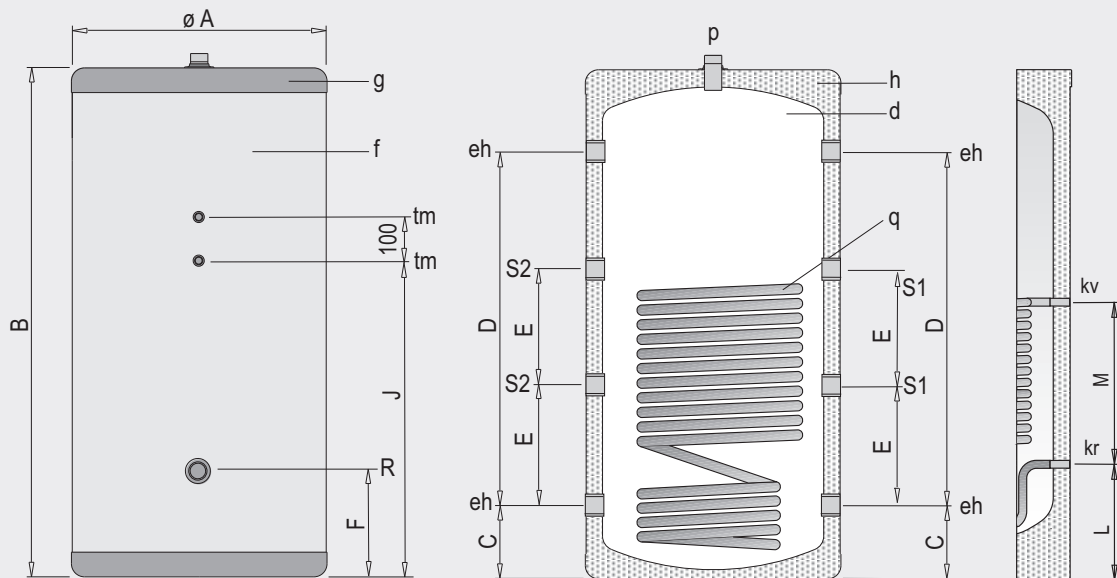
- d - Depósito de inercia
- f - Forro externo**
- g - Cubierta**
- h - Aislante térmico
- q - Serpentín
- ** opcional y sin montar en modelo G-1500-IS

* Para acceder a los laterales desmontables en el aislante es necesario desmontar el forro del depósito y, para ello las cubiertas y embellecedores.

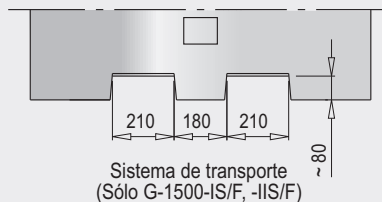
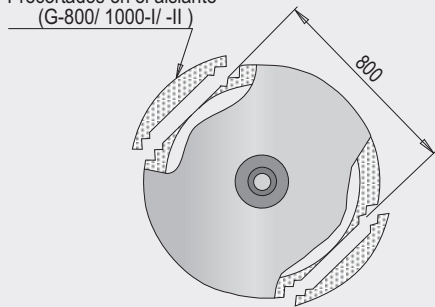
Características técnicas /Conexiones /Dimensiones		G-370-IS /IS	G-600-IS /IS	G-800-IS /IS	G-1000-IS /IS	G-1500-IS /IS
Capacidad depósito de inercia	l	370	600	800	1000	1500
Presión máx. depósito de inercia	MPa (bar)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)
Temperatura máx. depósito de inercia	°C	100	100	100	100	100
Sup. intercambio serpentín	m ²	1.32	1.83	2.7	2.7	3.3
Presión máx. serpentín	MPa (bar)	2.5 (25)	2.5 (25)	2.5 (25)	2.5 (25)	2.5 (25)
Temperatura máx. serpentín	°C	200	200	200	200	200
Peso en vacío aprox.	Kg	85	120	174	205	345
p: conexión superior	"GAS/M	1	1	1	1	1
eh: conexión lateral	"GAS/H	2	3	3	3	3
kv/kr: conexiones serpentín <i>serpentin</i> as	"GAS/H	1	1	1	1	1
tm: conexión sensores laterales	"GAS/H	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
m: conexión lateral <i>lateral</i>	"GAS/H	2	2	2	2	1-1/2
Cota A: diámetro exterior	mm	620	770	950	950	1160
Cota B: longitud total	mm	1725	1730	1840	2250	2320
Cota C:	mm	168	197	341	341	561
Cota D:	mm	1350	1290	1170	1580	1320
Cota E:	mm	450	430	390	526	440
Cota F:	mm	1323	1288	1311	1721	1611
Cota G:	mm	233	272	366	366	561
Cota H:	mm	555	550	600	600	710
Cota J:	mm	263	292	586	586	566
ErP		G-370-IS /IS	G-600-IS /IS	G-800-IS /IS	G-1000-IS /IS	G-1500-IS /IS
Pérdidas estáticas	W	85	95	99	114	156
Clase de eficiencia energética		C	C	C	C	C
Volumen	l.	369	600	800	1000	1500

G-...-IS/F: Depósitos de inercia

G-...-IIS/F: Depósitos de inercia con acabado apto para intemperie



Precortados en el aislante*
(G-800/1000-I/-II)



Sistema de transporte
(Sólo G-1500-IS/F, -IIS/F)

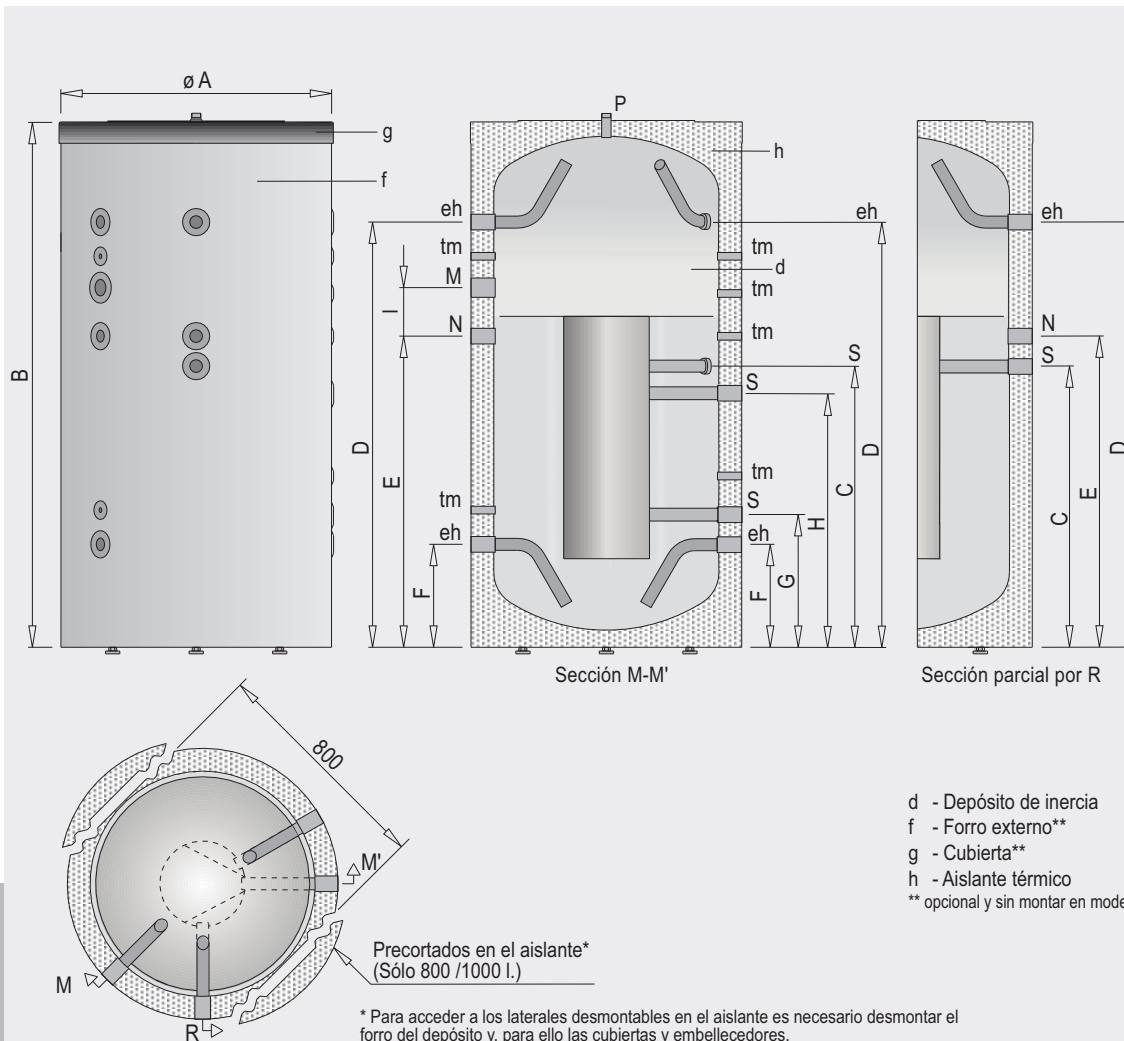
- d - Depósito de inercia
- f - Forro externo**
- g - Cubierta**
- h - Aislante térmico
- q - Serpentín
- ** opcional y sin montar en modelo G-1500-IS/F, -IIS/F

* Para acceder a los laterales desmontables en el aislante es necesario desmontar el forro del depósito y, para ello las cubiertas y embellecedores.

Características técnicas / Conexiones / Dimensiones		G-260	G-370	G-600	G-800	G-1000	G-1500
		-IS/F, -IIS/F	-IS/F, -IIS/F	-IS/F, -IIS/F	-IS/F, -IIS/F	-IS/F, -IIS/F	-IS/F, -IIS/F
Capacidad	l	260	370	600	800	1000	1500
Presión máxima depósito	MPa (bar)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)
Temperatura máx. depósito de inercia	°C	100	100	100	100	100	100
Sup. intercambio serpentín	m ²	1.32	1.32	1.83	2.7	2.7	3.3
Presión máx. serpentín	bar	25	25	25	25	25	25
Temperatura máx. serpentín	°C	200	200	200	200	200	200
Peso en vacío (aprox.)	Kg	70	86	123	199	231	339
p: Conexión superior	"GAZ/M	1	1	1	1	1	1
eh: Conexión lateral	"GAZ/F	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2
S1: Conexión lateral	"GAZ/F	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2
S2: Conexión lateral	"GAZ/F	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2	1-1/2
kv/kr: conexiones serpentín	"GAZ/F	1	1	1	1	1	1
tm: Conexión sensores laterales	"GAZ/F	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
R: Conexión resistencia eléctrica	"GAZ/F	2	2	2	2	2	2
Cota A: Diámetro	mm	620	620	770	950	950	1160
Cota B: Longitud	mm	1240	1725	1730	1840	2250	2320
Cota C:	mm	168	168	197	341	341	561
Cota D:	mm	875	1350	1290	1170	1580	1350
Cota E:	mm	290	450	430	390	525	450
Cota F:	mm	263	263	292	586	586	566
Cota J:	mm	843	1323	1288	1311	1721	1611
Cota L:	mm	233	233	272	366	366	561
Cota M:	mm	555	555	550	600	600	710

ErP		G-260	G-370	G-600	G-800	G-1000	G-1500
		-IS/F, -IIS/F	-IS/F, -IIS/F	-IS/F, -IIS/F	-IS/F, -IIS/F	-IS/F, -IIS/F	-IS/F, -IIS/F
Pérdidas estáticas	W	83	85	95	99	114	156
Clase de eficiencia energética		C	C	C	C	C	C
Volumen	l.	260	369	600	800	1000	1500

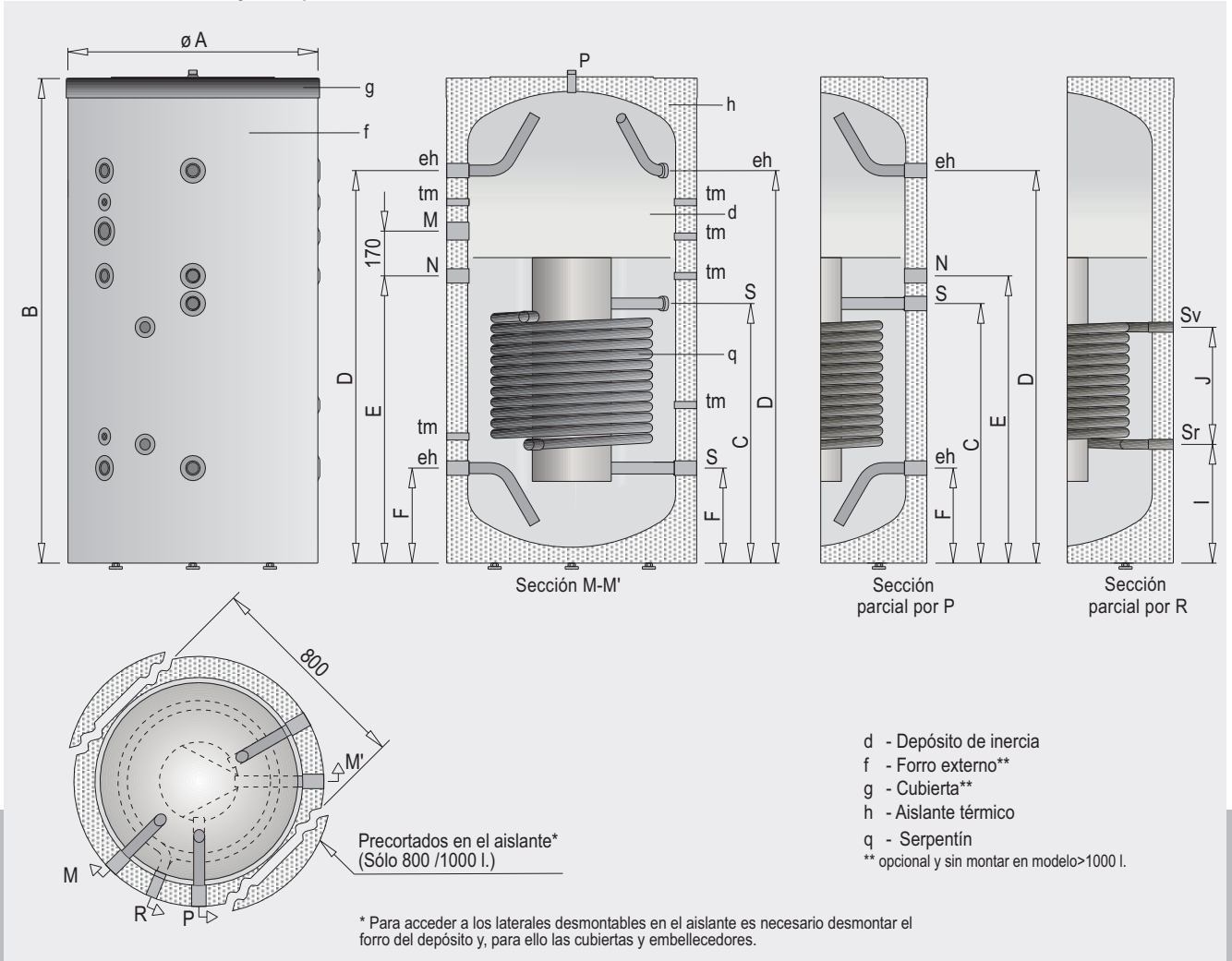
con estratificador



Características técnicas / Conexiones / Dimensiones		G 800 L	G 1000 L	G 1500 L
Capacidad	l	800	1000	1500
Temperatura máxima de trabajo	°C	100	100	100
Presión máxima depósito	MPa (bar)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)
Peso en vacío (aprox.)	Kg	179	200	302
eh: Conexión lateral	"GAS/H	1-1/2	1-1/2	2
S: Conexión lateral	"GAS/H	1-1/2	1-1/2	2
N: Conexión lateral	"GAS/H	1-1/2	1-1/2	2
M: Conexión lateral	"GAS/H	2	2	2
tm: Conexión sensores laterales	"GAS/H	1/2	1/2	1/2
P: Conexión superior	"GAS/M	1	1	1
Cota A: Diámetro exterior	mm	950	950	1160
Cota B: Longitud total	mm	1840	2250	2320
Cota C:	mm	986	1146	1289
Cota D:	mm	1491	1901	1911
Cota E:	mm	1091	1251	1409
Cota F:	mm	361	361	531
Cota G:	mm	456	456	649
Cota H:	mm	914	1051	1144
Cota I:	mm	170	170	170

ErP		G 800 L	G 1000 L	G 1500 L
Pérdidas estáticas	W	87	114	156
Clase de eficiencia energética		B	C	C
Volumen	l.	800	1000	1500

con estratificador y serpentín



Características técnicas / Conexiones / Dimensiones		G 800 LW	G 1000 LW	G 1500 LW
Capacidad	l	800	1000	1500
Temperatura máxima de trabajo	°C	100	100	100
Presión máxima depósito	MPa (bar)	0.6 (6)	0.6 (6)	0.6 (6)
Sup. intercambio serpentín	m ²	2.2	3	4
Peso en vacío (aprox.)	Kg	221	282	355
eh: Conexión lateral	"GAS/H	1-1/2	1-1/2	2
S: Conexión lateral	"GAS/H	1-1/2	1-1/2	2
N: Conexión lateral	"GAS/H	1-1/2	1-1/2	2
M: Conexión lateral	"GAS/H	2	2	2
Sv, Sr: Conexión serpentín	"GAS/H	1	1	1
tm: Conexión sensores laterales	"GAS/H	1/2	1/2	1/2
P: Conexión superior superior	"GAS/M	1	1	1
Cota A: Diámetro exterior	mm	950	950	1160
Cota B: Longitud total	mm	1840	2250	2320
Cota C:	mm	986	1146	1289
Cota D:	mm	1491	1901	1911
Cota E:	mm	1091	1251	1409
Cota F:	mm	361	361	531
Cota J:	mm	451	451	606
Cota I:	mm	445	605	605

ErP		G 800 LW	G 1000 LW	G 1500 LW
Pérdidas estáticas	W	87	114	156
Clase de eficiencia energética		B	C	C
Volumen	l.	800	1000	1500

Electropompes avec roue périphérique

 Eaux claires

 Usage domestique



PLAGE DES PERFORMANCES

- Débit jusqu'à **90 l/min** (5.4 m³/h)
- Hauteur manométrique totale jusqu'à **100 m**

LIMITES D'UTILISATION

- Hauteur manométrique d'aspiration jusqu'à **8 m**
- Température du liquide de **-10 °C** à **+60 °C**
- Température ambiante jusqu'à **+40 °C** (**+45 °C** pour PK 60)
- Pression maxi dans le corps de pompe:
 - **6 bar** pour PK 60, PK 60-MD, PK 65
 - **7 bar** pour PK 70, PK 80
 - **10 bar** pour PK 90, PK 100, PK 200, PK 300
- Service continu **S1**

EXÉCUTION ET NORMES DE SÉCURITÉ

EN 60335-1
IEC 60335-1
CEI 61-150

EN 60034-1
IEC 60034-1
CEI 2-3



CERTIFICATIONS

Société avec système de gestion certifié DNV
ISO 9001: QUALITE
ISO 14001: ENVIRONNEMENT



UTILISATIONS ET INSTALLATIONS

Elles sont conseillées pour pomper de l'eau propre sans particules abrasives et des liquides chimiquement neutres vis-à-vis des matériaux de la pompe.

Grâce à leur fiabilité, à leur simplicité d'utilisation et à leur caractère économique, elles sont indiquées pour l'usage domestique et en particulier pour la distribution de l'eau, associées à de petits réservoirs surpresseurs, pour l'irrigation de potagers et de jardins. Elles doivent être installées dans des lieux fermés ou à l'abri des intempéries.

BREVETS - MARQUES - MODÈLES

- Modèle déposé n° 009875394 PKm 60[®]
- Lanterne: brevet n° IT1243605
- Arbre: brevet n° 0000275945 (PK60, PK65)
- Corps de pompe: brevet n° 0000275946 (PK60, PK65)
- Modèle communautaire enregistré n° 01894478

EXÉCUTIONS SUR DEMANDE

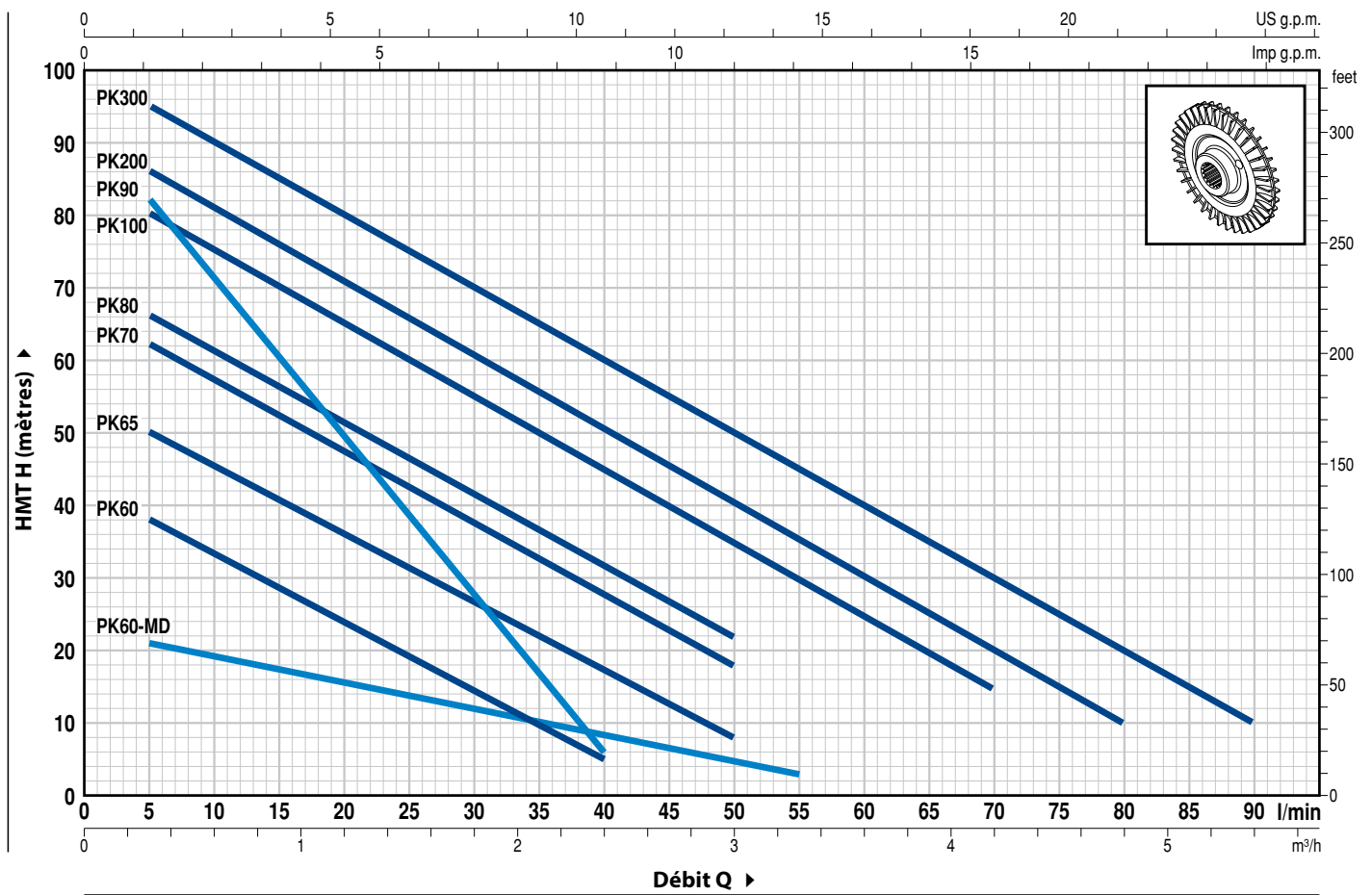
- Garniture mécanique spéciale
- Autres tensions ou fréquence à 60 Hz
- Protection IP X5 pour PK 70-80-90-100-200-300

GARANTIE

2 ans selon nos conditions générales de vente

COURBES ET CARACTÉRISTIQUES DE PERFORMANCE

50 Hz n= 2900 rpm HS= 0 m



TYPE		PUISSANCE (P ₂)		Q	H																
Monophasé	Triphasé	kW	HP		m ³ /h	0	0.3	0.6	0.9	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	3.0	3.3	4.2	4.8	5.4		
				l/min	0	5	10	15	20	25	30	35	40	50	55	70	80	90			
PKm 60°	PK 60°	0.37	0.50	H mètres	40	38	33.5	29	24	19.5	15	10	5								
PKm 60°-MD	PK 60°-MD	0.37	0.50		22	21	19	17.5	15.5	13.8	12	10	8.5	5	3						
PKm 65	PK 65	0.50	0.70		55	50	45.5	40.5	36	31	27	22	17	8							
PKm 70	PK 70	0.60	0.85		65	62	57	52	47	42	37	32	27	18							
PKm 80	PK 80	0.75	1		70	66	61	56	51	46	41	36.5	31	22							
PKm 90	PK 90	0.75	1		90	82	71	60	49	38	27	17	5								
PKm 100	PK 100	1.1	1.5		85	80	75	70	65	60	55	50	45	35	30	15					
PKm 200	PK 200	1.5	2		90	86	81	76	71	65.5	60	55	50	40	35	20	10				
-	PK 300	2.2	3		100	95	90	85	80	75	70	65	60	50	45	30	20	10			

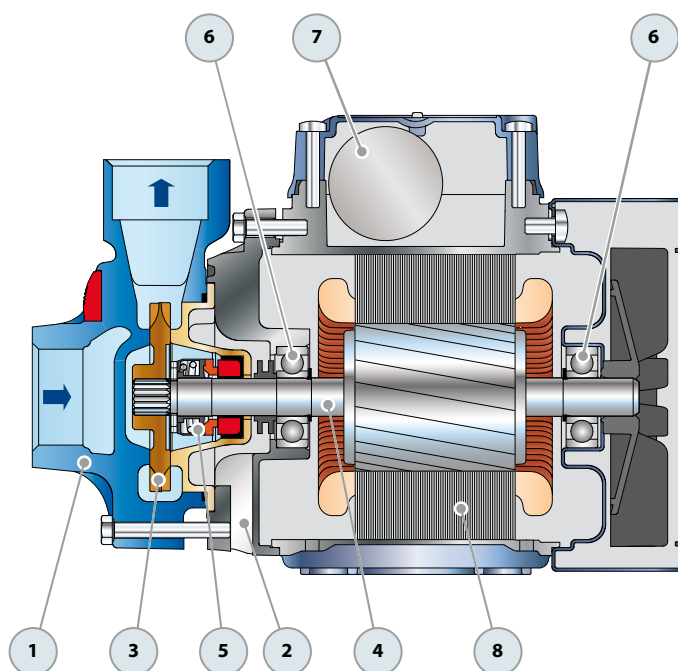
Q = Débit H = Hauteur manométrique totale HS = Hauteur d'aspiration

Tolérance des courbes de prestation selon EN ISO 9906 Degré 3B.

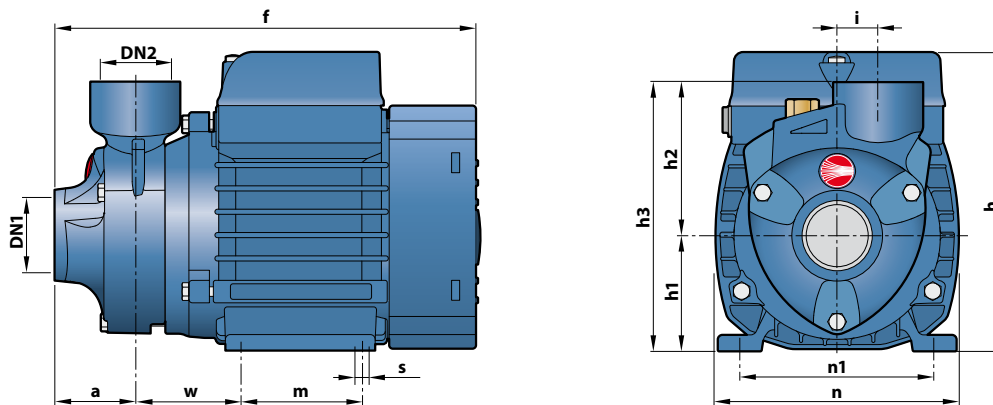
REP. COMPOSANT

CARACTÉRISTIQUES DE CONSTRUCTION

1	CORPS DE POMPE	Fonte avec traitement cataphorèse, avec orifices taraudés ISO 228/1					
2	LANTERNE	Aluminium avec insert en laiton faisant fonction de surface d'usure frontale antiblocage (brevetée)					
3	ROUE	Laiton, du type à aubes périphériques radiales					
4	ARBRE MOTEUR	Acier inox EN 10088-3 - 1.4104					
5	GARNITURE MÉCANIQUE	Électropompe	Garniture	Arbre	Matériaux		
		Type	Type	Diamètre	Bague fixe	Bague mobile	Élastomère
		PK 60-65-70-80 PK60-MD	AR-12	Ø 12 mm	Céramique	Graphite	NBR
		PK 90	ST-12	Ø 12 mm	Carbure silicium	Graphite	NBR
		PK 100-200-300	FN-14	Ø 14 mm	Graphite	Céramique	NBR
6	ROULEMENTS	Électropompe	Type				
		PK 60-65 PK60-MD	6201 ZZ / 6201 ZZ				
		PK 70-80-90	6203 ZZ / 6203 ZZ				
		PK 100-200-300	6204 ZZ / 6204 ZZ				
7	CONDENSATEUR	Électropompe	Capacité				
		Monophasée	(230 V ou 240 V)	(110 V)			
		PKm 60	10 µF - 450 VL	25 µF - 250 VL			
		PKm60-MD					
		PKm 65	14 µF - 450 VL	25 µF - 250 VL			
		PKm 70	16 µF - 450 VL	60 µF - 300 VL			
		PKm 80	20 µF - 450 VL	60 µF - 300 VL			
		PKm 90	20 µF - 450 VL	60 µF - 300 VL			
		PKm 100	31.5 µF - 450 VL	60 µF - 250 VL			
		PKm 200	45 µF - 450 VL	80 µF - 250 VL			
8	MOTEUR ÉLECTRIQUE	<p>PKm: monophasé 230 V - 50 Hz avec protection thermique intégrée au bobinage.</p> <p>PK: triphasé 230/400 V - 50 Hz.</p> <p>↳ Les électropompes triphasées sont équipées de moteurs à haut rendement en classe IE2 jusqu'à P₂=1.1 kW et en classe IE3 à partir de P₂=1.5 kW (IEC 60034-30)</p> <p>- Isolation: classe F</p> <p>- Protection: IP X4</p>					



DIMENSIONS ET POIDS



TYPE		ORIFICES		DIMENSIONS mm											kg		
Monophasé	Triphasé	DN1	DN2	a	f	h	h1	h2	h3	i	m	n	n1	w	s	1~	3~
PKm 60°	PK 60°	1"	1"	39	207	145	56	75	131	20	55	118	93-100	53	7	5.2	5.2
PKm 60°-MD	PK 60°-MD				236	152	63		138		80	120	100			5.1	5.1
PKm 65	PK 65			55	285	180 *	71	85	156		90	140	112	62		10.0	9.9
PKm 70	PK 70			46	278		84	155	19		10.3	10.0					
PKm 80	PK 80	3/4"	3/4"	55	350	212	80	94	174	20	100	164	125	85	9	14.4	12.4
PKm 90	PK 90	1"	1"	46	278			84	155	19						10.3	10.0
PKm 100	PK 100															14.4	12.4
PKm 200	PK 200															15.5	13.4
-	PK 300															-	15.6

(*) h=199 mm pour versions monophasées à 110 V

INTENSITES

TYPE	TENSION		
Monophasé	230 V	240 V	110 V
PKm 60°	2.5 A	2.4 A	5.5 A
PKm 60°-MD	2.2 A	2.1 A	4.4 A
PKm 65	3.7 A	3.4 A	7.4 A
PKm 70	5.2 A	4.8 A	10.8 A
PKm 80	5.2 A	4.8 A	10.5 A
PKm 90	5.6 A	5.1 A	11.5 A
PKm 100	9.0 A	8.2 A	18.0 A
PKm 200	11.5 A	11.0 A	24.0 A

TYPE	TENSION				
Triphasé	230 V	400 V	690 V	240 V	415 V
PK 60°	2.0 A	1.15 A	-	1.9 A	1.1 A
PK 60°-MD	1.9 A	1.1 A	-	1.85 A	1.05 A
PK 65	3.0 A	1.7 A	-	2.8 A	1.6 A
PK 70	3.8 A	2.2 A	-	3.3 A	1.9 A
PK 80	3.8 A	2.2 A	-	3.3 A	1.9 A
PK 90	4.0 A	2.3 A	-	3.8 A	2.2 A
PK 100	6.2 A	3.6 A	2.05 A	5.7 A	3.3 A
PK 200	7.6 A	4.4 A	2.5 A	7.0 A	4.0 A
PK 300	9.3 A	5.4 A	3.15 A	8.7 A	5.0 A

PALETTISATION

TYPE		GROUPAGE	CONTAINER
Monophasé	Triphasé	nb de pompes	nb de pompes
PKm 60°	PK 60°	240	330
PKm 60°-MD	PK 60°-MD	240	330
PKm 65	PK 65	189	243
PKm 70	PK 70	102	170
PKm 80	PK 80	102	170
PKm 90	PK 90	102	170
PKm 100	PK 100	72	96
PKm 200	PK 200	72	96
-	PK 300	72	96

RDC™

Dry cooler 8 - 120 kW



General

RDC is a series of robust and reliable air liquid coolers dedicated to both air condition and industrial applications.

Quick facts

- ▶ High efficiency direct driven axial fans.
- ▶ Optional low noise level.
- ▶ Compact and easy to install.
- ▶ Can be placed horizontal or vertical.
- ▶ Advanced and robust design.

Content

Technical characteristics	2
Technical data	3
Dimensions	5
Installation	6

Technical characteristics

RDC air liquid coolers is a series of robust and reliable units dedicated to both comfort and industrial applications. Thanks to advanced design and highly standardized production process, RDC offer an outstanding combination of performance, compactness, quietness and ease of installation.

Coils

All liquid coils are made of copper tubes with high turbulence aluminium fins for optimal heat transfer. The hydronic circuit design is optimized for the best compromise between performance and pressure drop.

Casing

Unit main structure is made of RAL9002 epoxy painted galvanized sheet metal. Excellent rigidity and corrosion resistance, optimal protection of the liquid coils during transportation and operation. Separation baffles for fans.

Fans

High efficiency direct driven axial fans, available with different noise levels. Available in several fan diameters and for single phase 230V/1/50Hz or three phase 400V/3/50Hz. All fan motors have protection class IP54 according to DIN40050 and are internally protected against thermal overload by thermo contacts

Electrical wirings

All fans are electrically wired in parallel to an IP65 mains switch.

Options

- Pre-coated aluminium fins
- Anticorrosion treatment of liquid coil
- Timber crate packing
- Non-standard power supply
- EC fan motors
- Fan speed control
- Shock absorbers
- Support feets for vertical airflow

Certifications

All products are manufactured according to CE and PED rules.

RDC - Technical data

Order key

Example: DG S 50 2 B S	
DG	Model type: DG - BDM (BDM the largest sizes)
S	Noise level: S (standard) - L (low noise)
50	Fan diameter: 500 - 630 - 800 mm
2	Number of fans.
B	Number of fan rows: A (2) - B (3) - C (4) - D (5)
S	Power supply: S (230/1/50) - T (400/3/50)

Unit size			DGS501AS	DGS501CS	DGS502AS	DGS502BS	DGS502CS	DGS503BS
Capacity								
Exchanged heat	(1)	kW	9,7	13,6	20,0	24,9	28,1	37,0
Coil								
Water flow		m ³ /h	1,8	2,6	3,8	4,7	5,3	7,0
Pressure drops		kPa	29	26	45	39	45	32
In/out connections			1"	1"	1"1/4	1"1/2	1"1/2	2"
Fans								
Quantity		No.	1	1	2	2	2	3
Diameter		mm	500	500	500	500	500	500
Air flow		m ³ /h	7 380	6 494	14 756	13 820	12 992	20 732
Sound level								
Sound power value	(2)	dB(A)	75	75	78	78	78	80
Sound pressure value	(3)	dB(A)	43	43	46	46	46	48
Basic unit size and weights								
Length	(4)	mm	1105	1105	2005	2005	2005	2905
Width	(4)	mm	868	868	868	868	868	868
Height	(4)	mm	846	846	846	846	846	846
Operating weight		kg	67	71	117	127	140	182
Electrical data								
No. x Rated power		No. x kW	1 x 0,68	1 x 0,68	2 x 0,68	2 x 0,68	2 x 0,68	3 x 0,68
Power supply		V/ph/Hz	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%

Unit size			DGS504BS	DGS504CS	DGS634CT	BDMS802DT	BDMS803BT
Capacity							
Exchanged heat	(1)	kW	49,1	56,2	74,8	98,8	119,8
Coil							
Water flow		m ³ /h	9,2	10,6	14,1	18,6	22,5
Pressure drops		kPa	29	42	52	40	49
In/out connections			2"	2"	2"	2"	2"1/2
Fans							
Quantity		No.	4	4	4	2	3
Diameter		mm	800	500	630	800	800
Air flow		m ³ /h	27 640	25 981	33 527	40 860	64 944
Sound level							
Sound power value	(2)	dB(A)	81	81	79	82	84
Sound pressure value	(3)	dB(A)	49	49	47	50	52
Basic unit size and weights							
Length	(4)	mm	3805	3805	4335	3955	5705
Width	(4)	mm	868	868	1210	1451	1451
Height	(4)	mm	846	846	1171	1252	1252
Operating weight		kg	234	252	351	480	600
Electrical data							
No. x Rated power		No. x kW	4 x 0,68	4 x 0,68	4 x 0,84	2 x 1,80	3 x 1,80
Power supply		V/ph/Hz	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%	400/3~/50±5%	400/3~/50±5%	400/3~/50±5%

(1) Water in/out 40/35°C with 30% ethylen glycol; ambient air 30°C
 (2) According to ISO3744 at nominal operating conditions

(3) Sound pressure level at 10m in free field at nominal operating conditions, according to ISO3744
 (4) Referred to horizontal installation (vertical air flow)

RDC/L - Technical data

Unit size			DGL501AS	DGL501BS	DGL502AS	DGL502BS	DGL502CS	DGL503BS
Capacity								
Exchanged heat	(1)	kW	7,7	9,5	15,7	18,6	20,5	28,5
Coil								
Water flow		m ³ /h	1,5	1,8	2,9	3,5	3,8	5,4
Pressure drops		kPa	34	47	42	25	28	39
In/out connections			1"	1"	1"1/4	1"1/2	1"1/2	2"
Fans								
Quantity		No.	1	1	2	2	2	3
Diameter		mm	500	500	500	500	500	500
Air flow		m ³ /h	4 957	4 626	9 918	9 252	8 687	13 878
Sound level								
Sound power value	(2)	dB(A)	67	67	70	70	70	72
Sound pressure value	(3)	dB(A)	35	35	38	38	38	40
Basic unit size and weights								
Length	(4)	mm	1105	1105	2005	2005	2005	2905
Width	(4)	mm	868	868	868	868	868	868
Height	(4)	mm	846	846	846	846	846	846
Operating weight		kg	67	67	117	127	140	182
Electrical data								
No. x Rated power		No. x kW	1 x 0,27	1 x 0,27	2 x 0,27	2 x 0,27	2 x 0,27	3 x 0,27
Power supply		V/ph/Hz	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%

Unit size			DGL504BS	DGL504CS	DGL634BT	BDML802CT	BDML803BT	BDML803DT
Capacity								
Exchanged heat	(1)	kW	38,0	41,6	55,1	73,8	98,1	117,6
Coil								
Water flow		m ³ /h	7,1	7,8	10,3	13,9	18,4	22,1
Pressure drops		kPa	37	39	24	42	37	46
In/out connections			2"	2"	2"	2"	2"1/2	2"1/2
Fans								
Quantity		No.	4	4	4	2	3	3
Diameter		mm	500	500	630	800	800	900
Air flow		m ³ /h	18 504	17 374	28 354	30 953	47 880	44 892
Sound level								
Sound power value	(2)	dB(A)	73	73	75	74	76	76
Sound pressure value	(3)	dB(A)	41	41	43	42	44	44
Basic unit size and weights								
Length	(4)	mm	3805	3805	4335	3955	5705	5705
Width	(4)	mm	868	868	1210	1451	1451	1451
Height	(4)	mm	846	846	1171	1252	1252	1252
Operating weight		kg	234	252	300	440	600	720
Electrical data								
No. x Rated power		No. x kW	4 x 0,27	4 x 0,27	4 x 0,40	2 x 0,80	3 x 0,80	3 x 0,80
Power supply		V/ph/Hz	230/1~/50±5%	230/1~/50±5%	400/3~/50±5%	400/3~/50±5%	400/3~/50±5%	400/3~/50±5%

(1) Water in/out 40/35°C with 30% ethylen glycol; ambient air 30°C

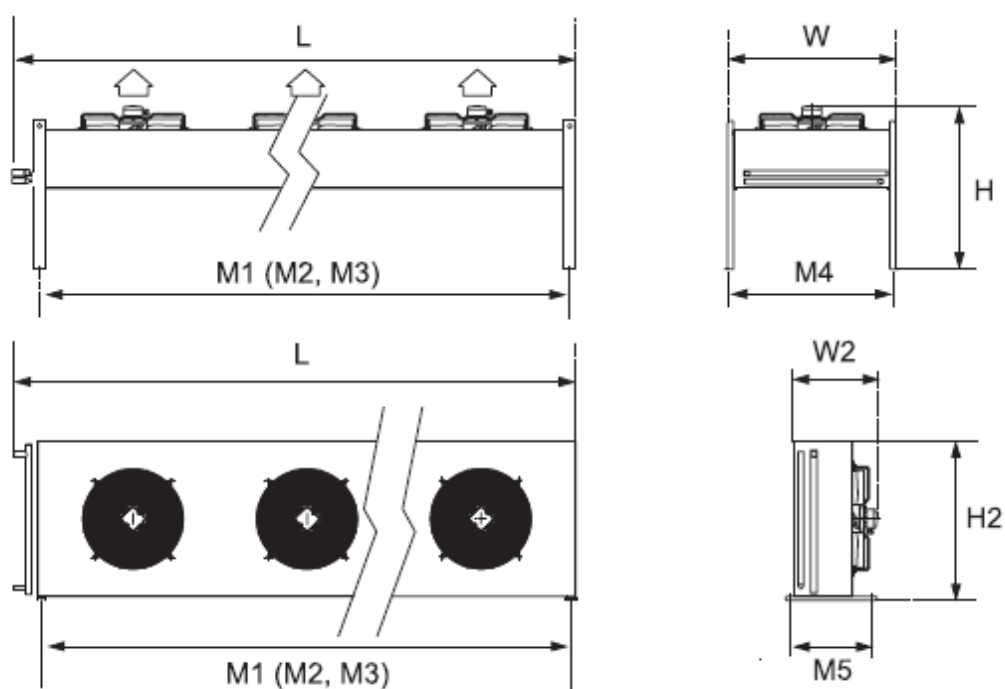
(2) According to ISO3744 at nominal operating conditions

(3) Sound pressure level at 10m in free field at nominal operating conditions, according to ISO3744

(4) Referred to horizontal installation (vertical air flow)

RDC dimensions

Model	Fans No.	L mm	H mm	W mm	H2 mm	W2 mm	M1 mm	M2 mm	M3 mm	M4 mm	M5 mm
DGx501	1	1105	846	868	828	428	940	-	-	868	420
DGx502	2	2005	846	868	828	428	1840	-	-	868	420
DGx503	3	2905	846	868	828	428	2740	-	-	868	420
DGx504	4	3805	846	868	828	428	1800	1840	-	868	420
DGx631	1	1335	1171	1210	1034	750	960	-	-	1105	660
DGx632	2	2335	1171	1210	1034	750	1960	-	-	1105	660
DGx633	3	3335	1171	1210	1034	750	2960	-	-	1105	660
DGx634	4	4335	1171	1210	1034	750	1960	2000	-	1105	660
DGx635	5	5335	1171	1210	1034	750	1960	1000	2000	1105	660
DGx636	6	6335	1171	1210	1034	750	1960	2000	2000	1105	660
BDMx802	2	3955	1252	1451	1493	900	3434	-	-	1308	850
BDMx803	3	5705	1252	1451	1493	900	5154	-	-	1308	850



Installation

Location

- Strictly allow clearances as indicated in Fig. 1.
- Please check that there are no obstructions on the suction of the finned coil and on the discharge of the fans.
- Locate the unit in order to be compatible with environmental requirements (sound level, integration into the site, etc.).

Electrical connections

- Check the wiring diagram enclosed with the unit, in which are always present all the instructions necessary to the electrical connections.
- Do not disconnect electrical supply during temporary stop periods (i.e. weekends).
- Before opening the main switch, stop the unit by acting on the suitable running switches or, if lacking, on the remote control.
- Before servicing the inner components, disconnect electrical supply by opening the main switch.
- The electric supply line must be equipped with an automatic circuit breaker (to be provided by the installer).

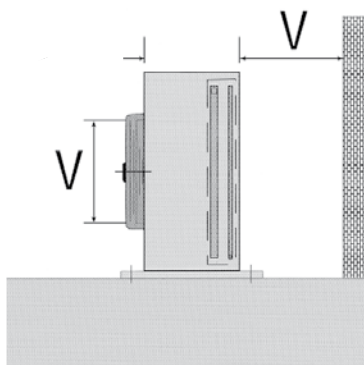
Hydronic connections

- Carefully vent the system, with pump turned off, by acting on the vent valves. This procedure is fundamental: little air bubbles can cause freezing.
- Drain the system during seasonal stops (wintertime) or use proper mixtures with low freezing point.
- Install the hydronic circuit including all the components indicated in the recommended hydronic circuit diagrams (expansion vessel, flow switch, strainer, storage tank, vent valves, shut off valves, flexible connections, etc.).

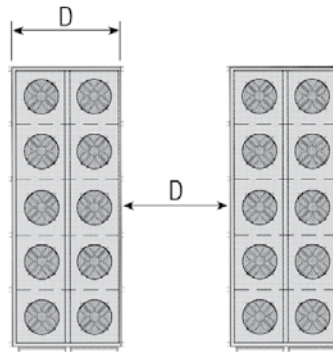
Start up and maintenance

- Strictly follow what reported in use and maintenance manual. All these operations must be carried on by trained personnel only.

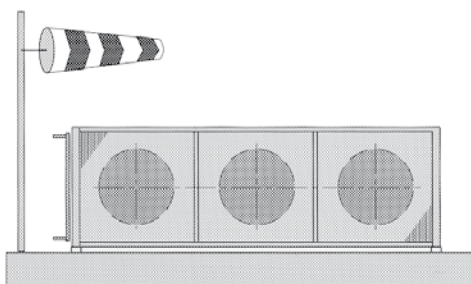
Fig. 1



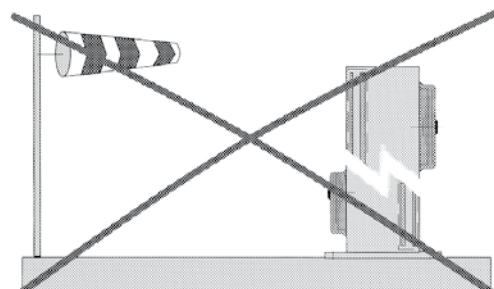
Preferred minimum distance from walls



Preferred minimum distance between units



The preferred position relative to the most frequent wind direction



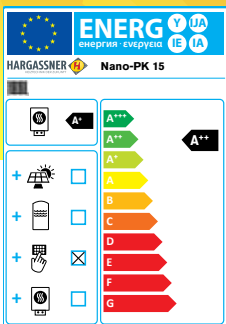
Not preferred position relative to the most frequent wind direction

CALDERA DE PELLETS

Nano-PK 6 – 32 kW

HARGASSNER

EL ESPECIALISTA EN BIOMASA



NANO PK
LA CALDERA DE PELLETS COMPACTA

www.hargassner.es



10 AÑOS **HARGASSNER** EL ESPECIALISTA EN BIOMASA
2008 - 2018
Hargassner Ibérica

Nano-PK 6 – 32 kW

CALDERA DE PELLETS

NANO PK 6 - 32

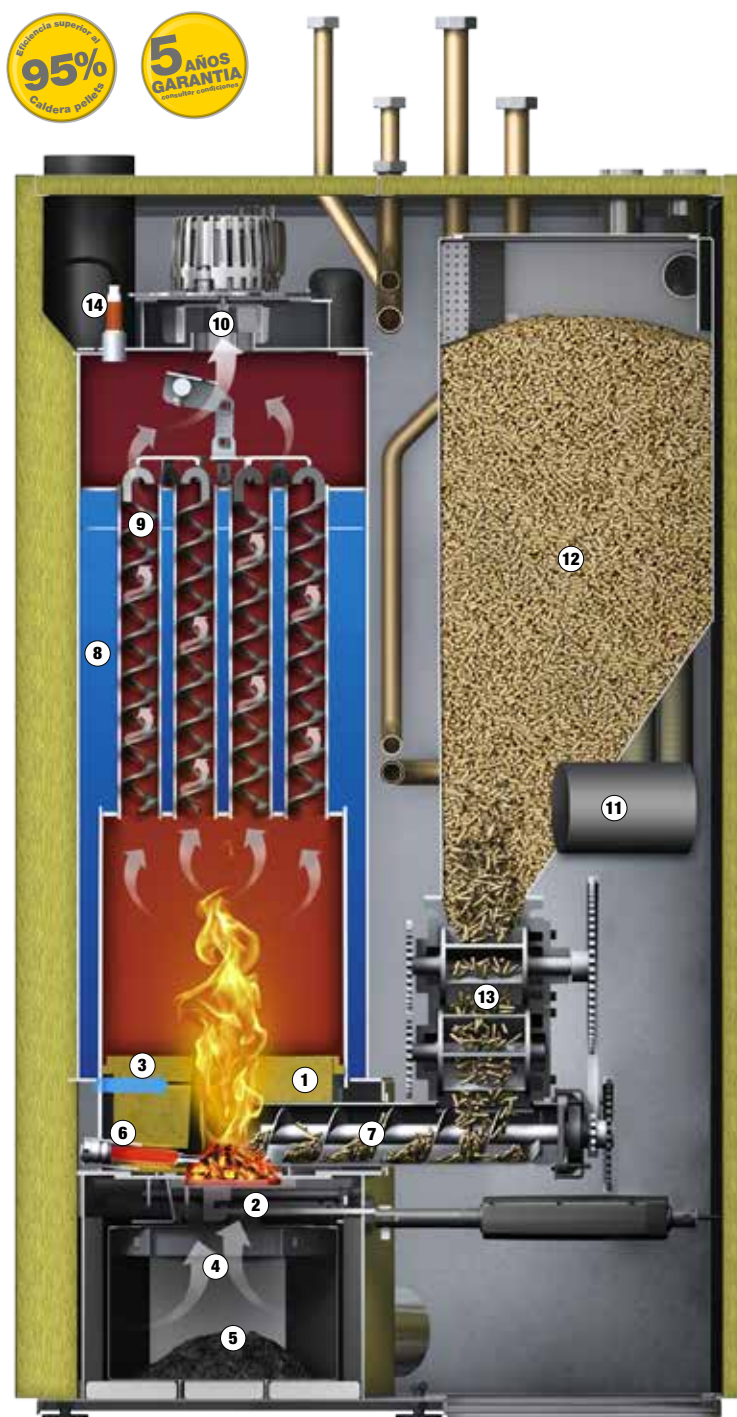
- Espacio mínimo (6-15 kW: sólo 78x58 cm)
- **Eficiente, con bajo consumo eléctrico**
- Moderno en diseño y tecnología
- Encajable entre 3 paredes
- Instalación sencilla
- Caldera de baja temperatura, hasta 38°C
- Salida de humos **trasera, superior o lateral** (izq.)
- Doble válvula rotatoria
- Cámara de combustión con refractario
- Touch-Display

NUEVO

Calificación energética

A++

p.e. Nano-PK15 incl. control



- 01 Cámara de combustión refractaria
- 02 Parrilla de combustible
- 03 Canales de aire secundario
- 04 Aire primario
- 05 Cenicero
- 06 Ignición automática
- 07 Sifnín de alimentación
- 08 Intercambiador
- 09 Tubuladores con sistema de limpieza
- 10 Ventilador de humos
- 11 Turbina de aspiración de pellets
- 12 Depósito nodriza
- 13 Válvula rotatoria doble
- 14 Sonda Lambda de serie

Posibilidades de instalación: sencillo y fácil



Nano-PK 6-15 con ACS WS210



Nano-PK 6 – 32 kW

MINISILO Nano-PK

(de metal con punto de aspiración)

- 340 litros de capacidad
- Capacidad aprox. 220 kg Pellets (con 650 kg/m³)
- Para llenado manual
- No requiere silo externo
- Diseño específico para Nano-PK
- Requiere poco espacio
- A x F x Alto = 58 x 58 x 122 cm



Depósito de pellets integrable con caldera NANO PK (opcional)

Depósito de ACS Nano-WS 210

- Depósito de ACS con diseño NANO de 210 litros
- Interior esmaltado, incl. ánodo de magnesio
- Presión de trabajo: máx. 10 bar
- Temperatura de servicio: máx. 95 °C
- Amplia superficie de intercambio
- Aislamiento de poliuretano sin CFC
- Revestimiento exterior de chapa de acero
- Posición del sensor variable (mediante tubo)
- Kit hidráulico: fácil montaje - no requiere bomba de ACS adicional



SILOS TEXTILES Y ENTERRADOS - LAS SOLUCIONES IDÓNEAS

La caldera NANO PK puede instalarse con cualquiera de los sistemas de alimentación HARGASSNER. Especialmente interesante de cara al espacio es la combinación con un **silo textil**, independientemente si es un GWTS o un GWTS XXL. Otra opción es la de utilizar un **silo enterrado** esférico fabricado con resina de poliéster de fibra de vidrio reforzado, resistente a la corrosión. También puede utilizarse el Minisilo en caso de disponer de muy poco espacio.

SILOS TEXTILES				
Silo textil	Capacidad	Ancho	Fondo	Alto
GWT-MAX 200 x 200	3,6 - 5 t	208 cm	208 cm	195 - 240 cm
GWT-MAX 160 x 250	3,6 - 5 t	168 cm	258 cm	195 - 240 cm
GWT-MAX 200 x 250	4,4 - 6 t	208 cm	258 cm	195 - 240 cm
GWT-MAX 250 x 250	5,6 - 7,6 t	258 cm	258 cm	195 - 240 cm
GWTS 160 x 160	2,0 - 2,5 t	168 cm	168 cm	195 - 250 cm
GWTS 200 x 200	2,7 - 3,6 t	208 cm	208 cm	195 - 250 cm
GWTS 200 x 250	3,3 - 4,3 t	208 cm	258 cm	195 - 250 cm
GWTS 250 x 250	4,0 - 5,3 t	258 cm	258 cm	195 - 250 cm
GWTS 250 x 250	6,1 t	258 cm	258 cm	270 cm
GWTS 160 x 160	2,0 - 2,5 t	168 cm	168 cm	195 - 250 cm

TIPO	CAPACIDAD	DIÁMETRO	PESO
PET 8 m ³	5,2 t	250 cm	280 kg
PET 10 m ³	6,5 t	268 cm	330 kg

Datos técnicos		Nano-PK 6	Nano-PK 9	Nano-PK 12	Nano-PK 15	Nano-PK 20	Nano-PK 25	Nano-PK 32
Rango de potencia	kW	1,6 - 6	2,7 - 9	3,6 - 12	4,5 - 15	6 - 20	7,5 - 25	9,5 - 32
Diámetro del tubo de extracción de humos	mm	100	100	100	100	130	130	130
Conexión general de aire	mm	75	75	75	75	75	75	75
capacidad de agua	Litros	24	24	24	24	42	42	42
Temp. de servicio máx.	°C	85	85	85	85	85	85	85
Presión máx. de servicio	bar	3	3	3	3	3	3	3
Impulsión CC / ACS / Inercia con IHM1 ó 2*	Pulg.	1"	1"	1"	1"	5 / 4"	5 / 4"	5 / 4"
Impulsión inercia IHM1 ó 2*	Pulg.	1"	1"	1"	1"	5 / 4"	5 / 4"	5 / 4"
Impulsión/Retorno CC IHM1*	Pulg.	5 / 4"	5 / 4"	5 / 4"	5 / 4"	6 / 4"	6 / 4"	6 / 4"
Impulsión / retorno caldera**	Pulg.	1"	1"	1"	1"	5 / 4"	5 / 4"	5 / 4"
Peso	kg	220	220	220	220	360	365	370
Altura de la caldera	mm	1350	1350	1350	1350	1550	1550	1550
Ancho de la caldera	mm	780	780	780	780	980	980	980
Fondo de la caldera	mm	580	580	580	580	700	700	700
Acometida eléctrica		230 VAC, 50 HZ, 13 A						

* Rosca interior ** Rosca exterior



Caldera NANO PK 6-15 con el depósito de ACS integrado se consigue un sistema extremadamente compacto. Con el kit hidráulico se puede conectar el depósito a la caldera de manera rápida y elegante. NOTA: para modelos Nano-PK 20-32 no hay kit hidráulico de conexión.

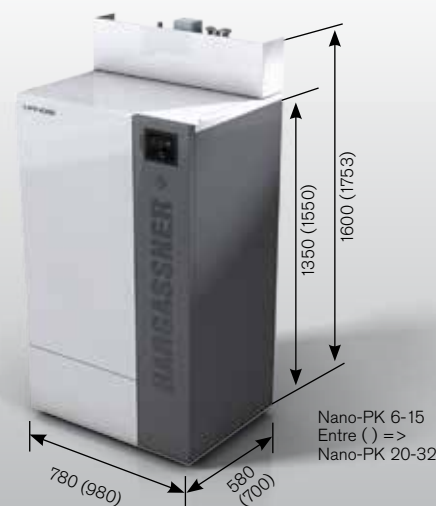


Silo enterrable



Silo textil GWT-MAX

Silo textil: GWTS o GWT MAX



Nano-PK 6-15
Entre () =>
Nano-PK 20-32

ESPAÑA Y PORTUGAL

Hargassner Ibérica SL
Pol. Ind. Asipo. Calle D
Parcela 85 A -4
33428- Cayés-Llanera (Asturias)
Teléfono: 984 281965
Fax: 984 281621
info@hargassner.es

www.hargassner.es

AUSTRIA

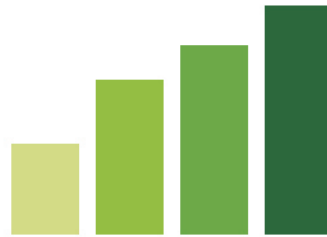
Hargassner Ges.mbh
A-4952 Weng, Alta Austria
Anton Hargassner Straße 1
Teléfono +43(0)7723/5274
Fax +43(0)7723/5274-5
office@hargassner.at

www.hargassner.at



Gama Hargassner **Caldera de pellets, caldera de astilla, caldera de leña, depósito de inercia, caldera gran tamaño 150-200 kW, caldera de biomasa, contenedor de calefacción, sinfín de carga.**

Puede solicitar información adicional en www.hargassner.es



Tarifa Residencial 5250

Fecha emisión: 01 de agosto de 2018

En cumplimiento con lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 67 que “Aprueba Reglamento de Servicio de Gas de Red”, de fecha 25 de febrero de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Artículo 7, GAS SUR S.A., informa a todos sus clientes o consumidores sobre todas sus tarifas ofrecidas.

La presente tarifa es escalonada y aplicable para consumos de 30 días en m³, y no refleja los cambios de tarifas durante un periodo de facturación.

En caso de cambio de tarifas durante un periodo de facturación, se utiliza una tarifa equivalente para el periodo, promediando en forma ponderada cada tarifa sobre la base del número de días de vigencia de cada una de ellas en el periodo correspondiente. Artículo 50° del Decreto N° 67/2004, de Economía, que aprueba el Reglamento de Servicio de Gas de Red.

Valores indicados incluyen IVA.

Mes: Se considera como mes a un período de 30 días.

- **Línea de Gas 5250 clientes Residenciales:** Tarifas para clientes residenciales (boleta) con consumo de Gas 5250.

Tramo Acumulado M ³	Gas Natural 5250	Valor IVA Inc. tramo (\$/M ³)
1	5	\$1.074
5	30	\$1.009
30	50	\$478
50	70	\$375
70	90	\$221
90	100	\$215
100	150	\$695
150	500	\$638
500	800	\$635
800	1.101	\$645
1.101	1.400	\$540
1.400	2.000	\$559
2.000	3.000	\$578
3.000	5.000	\$575
5.000	y más.	\$567

Sin Cobro de Consumo Mínimo Mensual.



Aqua plus

Caldera Mural Aqua Plus



ESPECIALISTAS EN CLIMATIZACION



- Mayor potencia térmica en formato mixto, hasta 40 kw.
- Mayor producción de ACS del mercado, hasta 24 L/m.
- Mayor eficiencia.
- Sistema de ignición electrónico.
- Control por micro computador.
- Modulación electrónica.
- Bajos índices de Nox (Clase 5).
- Panel de control digital independiente.
- Intercambiador de placas para ACS.
- Control proporcional sin escalonamientos.

VENTAJAS DE AQUA PLUS

· **Posee un intercambiador de calor de acero inoxidable**
Alarga la vida útil de la caldera y permite operar con aguas duras de hasta 370 ppm.

· **Sistema de Anti congelamiento.** Cuando la temperatura disminuye bajo 10°C, la bomba de circulación comienza a funcionar automáticamente y en caso de que la temperatura baja de los 6°C enciende en forma automática el quemador para aumentar la temperatura del circuito.

· **Protección contra variaciones de voltaje.** Su electrónica está equipada con un sistema SMPS que permite un funcionamiento normal con una variación de hasta un 30% de voltaje.

· **Funcionamiento con baja presión de gas.** Tiene incorporada una válvula electrónica que permite operar incluso con presiones desde 7 mbar hacia arriba.

· **Funcionamiento con baja presión de agua caliente sanitaria.** Posee un control de flujo que permite su funcionamiento en agua caliente sanitaria con presiones de red de agua potable de hasta 0,3 bar.

· **Sistema de anti trabado.** Luego de 24 horas sin funcionar, la caldera pone en funcionamiento la bomba recirculadora y la válvula de tres vías para evitar que se traben.

· **Sistema de Aceleración de ACS.** La caldera cuenta con una función que mantiene caliente el intercambiador de calor para acelerar la entrega de agua caliente sanitaria.

Pantalla LCD

Indicador luminoso

La luz parpadeando indica una falla en la caldera.

Calefacción

Controla el modo de calefacción y temperatura.

Modo espera

ACS solo sin calefacción.

Descripción de la pantalla LCD



Indicador



Modo de calefacción para el agua de calefacción



Temporizador



Entrega rápida de agua caliente



Agua caliente sanitaria

TEMP

Temperatura acutal

SET

Temperatura de ajuste

SEGURO, MODERNO Y CÓMODO

- Corte automático de gas.
- Detección electrónica de llama.
- Detección de devolución humos.
- Sistema anti-congelamiento.
- Seguridad de sobrecalentamiento ACS.
- Purga automática de aire.
- Sensor de nivel mínimo de agua calefacción.

- Dispositivos de seguridad en el quemador.
- Dispositivos de seguridad anti ebullición.
- Auto diagnóstico de fallas.
- Larga vida útil debido al intercambiador de calor hecho de acero inoxidable.
- Combustión estable a través de un sensor de presión de aire (APS) de alta tecnología.

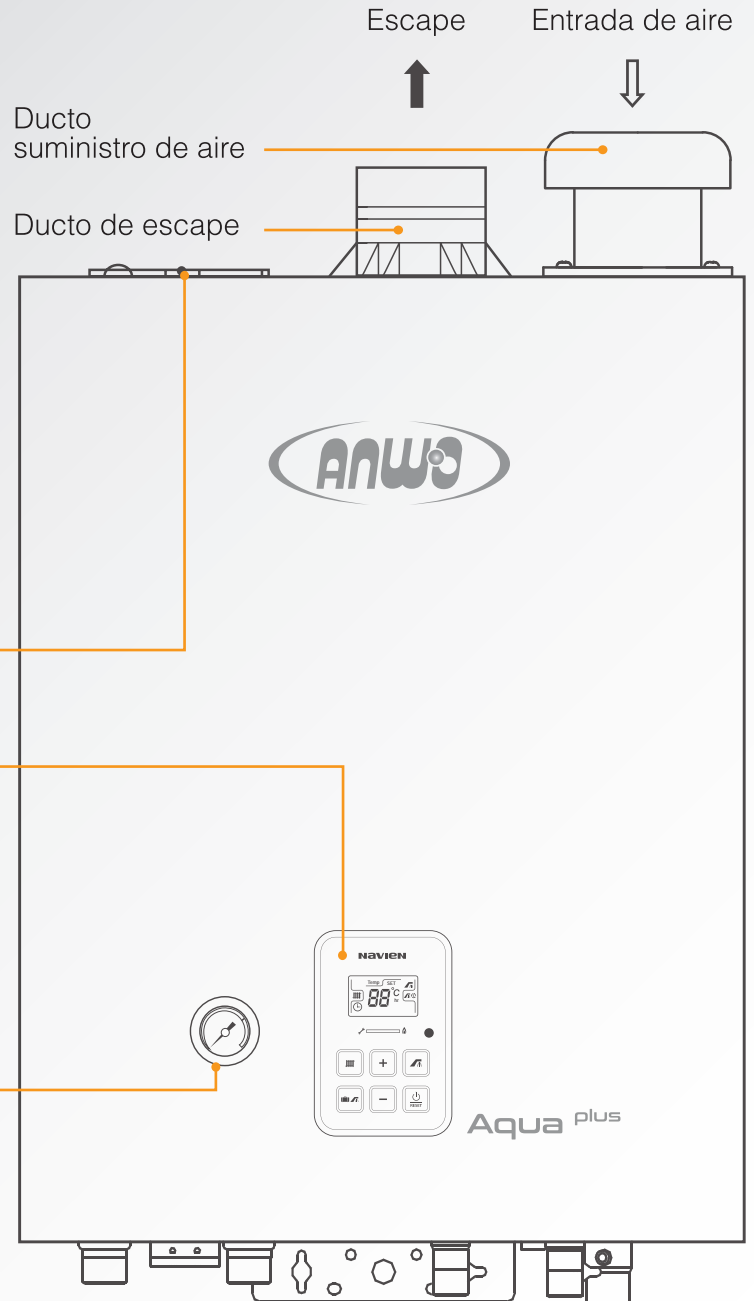


*CONTROL REMOTO (OPCIONAL)

- Ajuste digital de temperatura de Calefacción
- Ajuste digital de temperatura de ACS
- Función de bloqueo
- Acelerador de agua caliente sanitaria
- Modo de verano
- Visualización de fallas y errores.



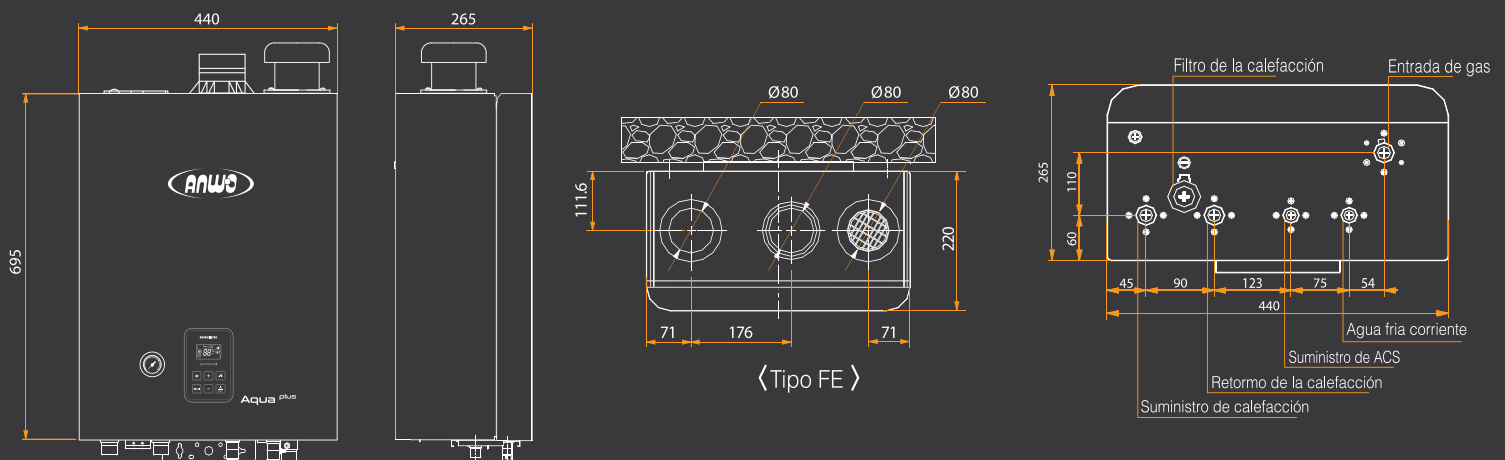
Conexión alternativa para toma de aire

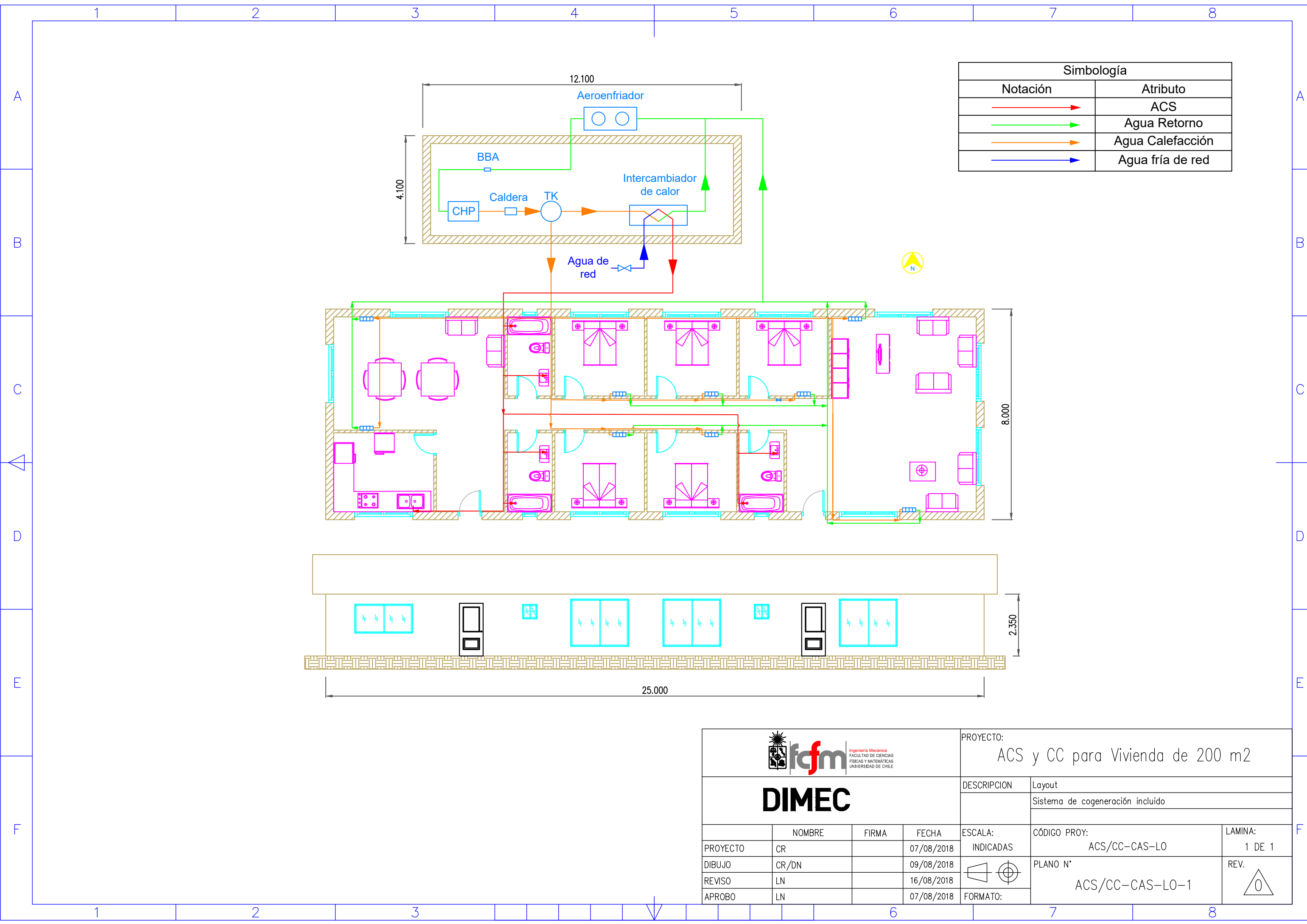


ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

			Aqua Plus 30/32	Aqua Plus 35/42	Aqua Plus 40/42
Potencia de calefacción	Máximo	kW	30	35	40
	Mínimo	kW	11,5	11,5	11,5
Potencia de agua caliente		kW	33,1	41,9	41,9
Propósito	Calefacción y agua caliente sanitaria				
Tipo de calefacción	Circuito cerrado				
Categoría	II 2H3B/P				
Ajuste de Temperatura	Calefacción	°C	40 ~ 80		
	ACS	°C	30 ~ 60		
Presión máxima de func. sistema de calefacción		bar	3		
Presión de funcionamiento del ACS		bar	0,3 ~ 0,8		
Producción de ACS	25°C	L/min	19	24	24
Consumo de gas de la calefacción	GNL	kW	12,7/33,2	12,7/38,7	12,7/44,2
	GLP	kW			
Presión de entrada del gas		mbar	G20(natural): 18mbar, G30(licuado): 28mbar		
Tipo de instalación	Montaje de pared				
Eficiencia máxima de calefacción	GN	%	91,5	91,5	91,5
	GLP	%	90,5	90,5	90,5
Tipo de chimenea	FE				
Fuente de alimentación		V/Hz	220/50		
Dimensiones		mm	440 A x 695 A x 265 L		
Peso		kg	29		
Conexión	Calefacción	Pulg.	(PT 3/4")		
	ACS	Pulg.	(PT 1/2")		
	Entrada de gas	Pulg.	(PT3/4")		
Diámetro de la chimenea		mm	Ø80 / Ø80		
Largo máximo de la chimenea		m	8 {Largos rectos + (cada codo de 90°*2) + (cada codo de 45°*0,5) ≤ 8m} *Codo de 90° = 2 metros *Codo de 45° = 0,5 metros		

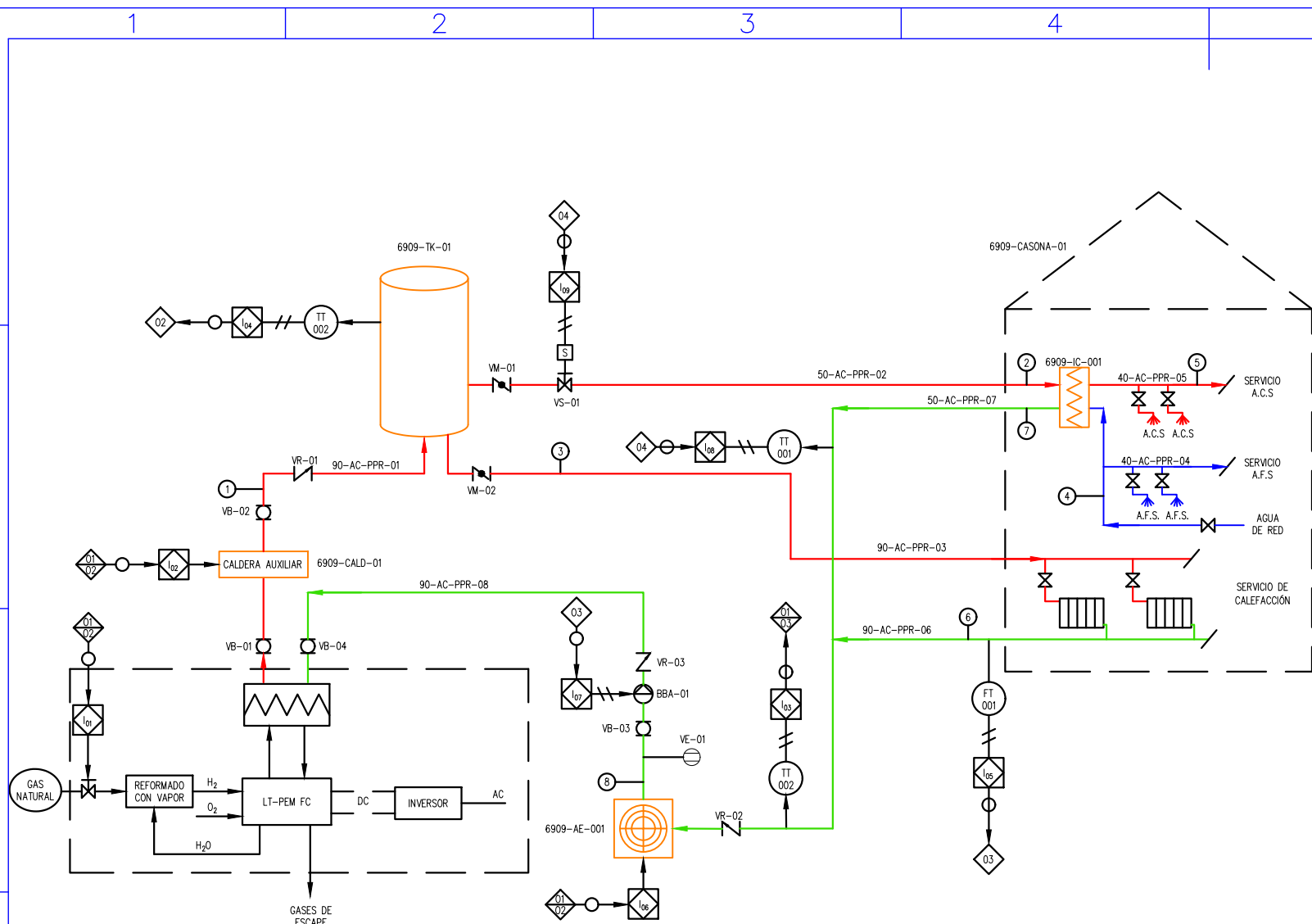
DIMENSIONES





Simbología	
Notación	Atributo
	ACS
	Agua Retorno
	Agua Calefacción
	Agua fría de red

		PROYECTO:		ACS y CC para Vivienda de 200 m ²	
		DESCRIPCION	Layout		
<h1 style="text-align: center;">DIMEC</h1>		Sistema de cogeneración incluido			
		ESCALA:	CÓDIGO PROY:		LAMINA:
		INDICADAS	ACS/CC-CAS-LO		1 DE 1
		PROYECTO	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJO	CR/DN		09/08/2018	ACS/CC-CAS-LO-1	
REVISO	LN		16/08/2018		
APROBO	LN		07/08/2018	REV.	



6909-TK-01
 Depósito de inercia térmica
 Fabricante: Lapesa
 Tipo: Depósito acumulador
 Modelo: G-200-1/F
 Presión máxima: 6 bar
 Capacidad: 200 l
 Temperatura máxima: 100°C
 Masa: 40 kg

6909-BBA-01
 Bomba de circulación
 Fabricante: Pedrollo
 Tipo: Electrobomba Centrífuga
 Modelo: PK 60
 Altura manométrica: 39 m
 Caudal: 0,1 m³/h
 Temperatura: -10 a 60°C
 Potencia: 0,37 kW

6909-AE-01
 Aeroenfriador
 Fabricante: RDC
 Modelo: DGS501 AS
 Potencia: 9,7 kW
 Número de Fans: 1
 Caída de presión: 29 kPa
 Dimensiones: 1105x868x846 mm
 Peso: 67 kg

6909-CHP-01
 Cogenerador con Celda Combustible
 LT-PEM FC con reformado de vapor
 Fabricante: Inhouse
 Modelo: Inhouse 5000+
 Calor Aportado Equipo CHP: 7,5 kW_t
 Electricidad Generada: 5 kW_e
 Combustible: Gas Natural

6909-CALD-01
 Caldera para calefacción y ACS
 Fabricante: HARGASSNER
 Modelo: NANO-PK 6
 Rango de potencia: 1,6 - 6 kW
 Rango de temperatura: 48 - 70 kW
 Presión de operación: 3 bar
 Combustible: PELLETS

6909-IC-01
 Intercambiador de calor de placas
 Acero Inoxidable 304
 Fabricante: TERMA
 Fouling: 0
 Fluidos de trabajo: agua/agua
 Caudal lado caliente: 32 l/h
 Temperatura entrada caliente: 60 °C
 Temperatura salida caliente: 40 °C
 Temperatura entrada frío: 10 °C
 Temperatura salida frío: 55 °C

Simbología Instrumentos y Sistemas de Control

- PLC de Terreno Función de Control
- Control de Apertura / Cierre Suministro de Gas
- Control Encendido, Apagado, Media Carga Caldera
- Control Temperatura de Retorno
- Control Temperatura TK-01
- Control Flujo de Retorno de Calefacción
- Control Encendido, Apagado Aeroenfriador
- Control Partir, parar, Parada Emergencia BBA-01
- Control Temperatura retorno IC
- Control de Apertura/ Cierre Válvula Alimentación IC
- Switch Nivel Alto
- Switch Nivel Bajo
- Transmisor de Temperatura
- Transmisor de Presión
- Transmisor de Flujo

Simbología Equipos de Procesos y Accesorios en Línea

- Intercambiador de Calor
- Bomba (BBA)
- Válvula de Bola (VB)
- Válvula Mariposa (VM)
- Válvula Antirretorno (VR)
- Válvula de Seguridad
- Válvula de Solenoide (VS)
- Puntos de Consumo ACS y AFS
- Aeroenfriador (AE)
- Vaso de Expansión (VE)
- Válvula 3 Vías (V3)
- Radiador

N° de Flujo	1	2	3	4	5	6	7	8
Tipo de Fluido	AC Alimentación	Alimentación IC	Calefacción	Agua Fría Red	ACS	Retorno Calefacción	Retorno IC	AC Retorno
Presión	3 - 6 bar	3 - 6 bar	3 - 6 bar	3,5 bar	3,5 bar	3 - 6 bar	3 - 6 bar	3 - 6 bar
Temperatura	50 - 70 °C	50 - 70 °C	50 - 70 °C	6 - 14 °C	55 - 60 °C	30 - 50 °C	30 - 50 °C	20 - 50 °C
Flujo Máximo	100 l/h	32 l/h	72 l/h	45 l/h	45 l/h	72 l/h	32 l/h	100 l/h

Simbología para Línea de Señal de Instrumentos

- Suministro a Instrumentos o Conexión al Proceso
- Señal de Enlace vía Software
- Señal Eléctrica

Simbología Líneas para Tuberías

- Línea Principal de Proceso

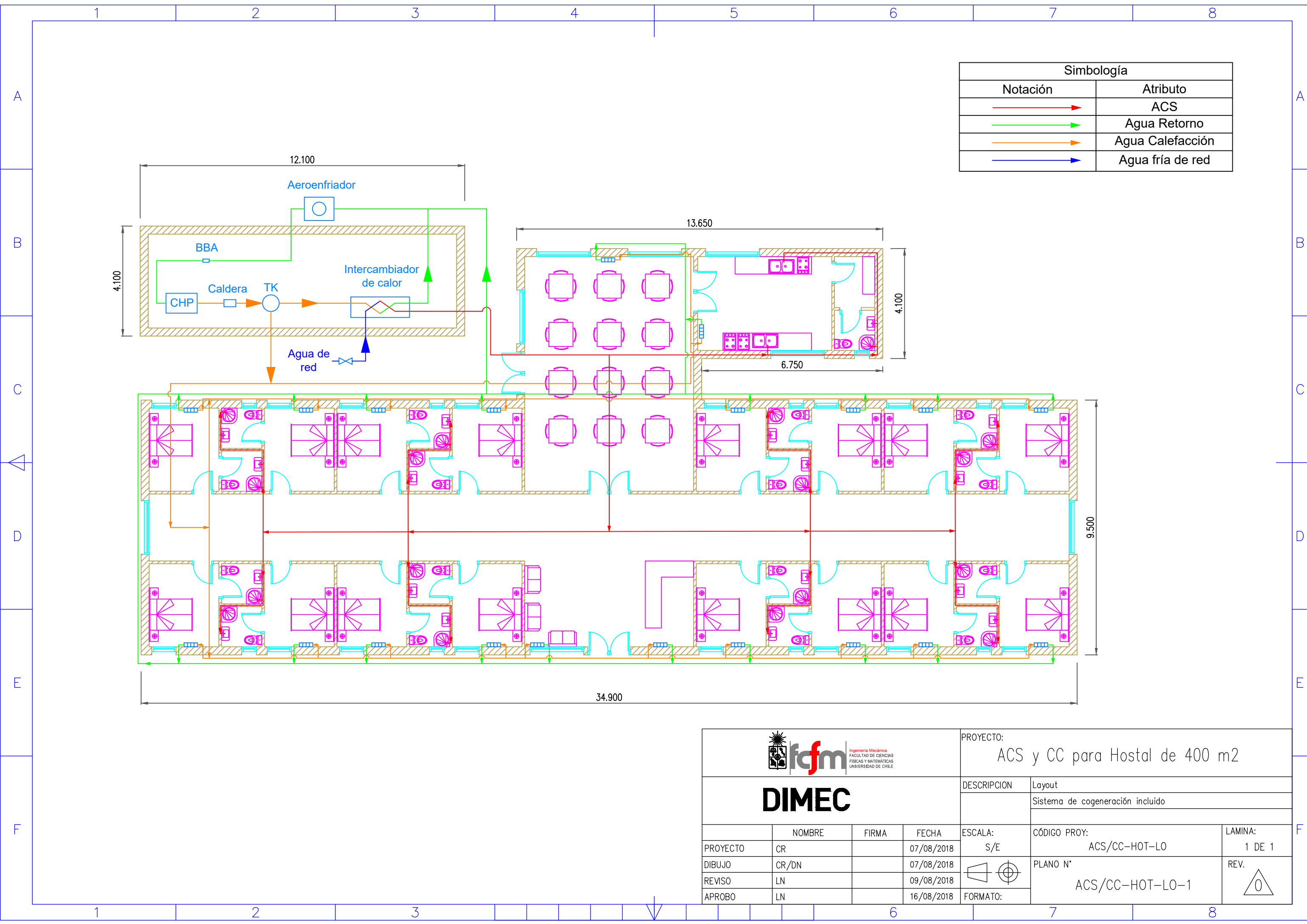
Código Tipo de Servicio
 ACS: Agua Caliente Sanitaria
 AC: Agua de Calefacción

Material de Tubería
 PPR: Polipropileno Random

DIMEC

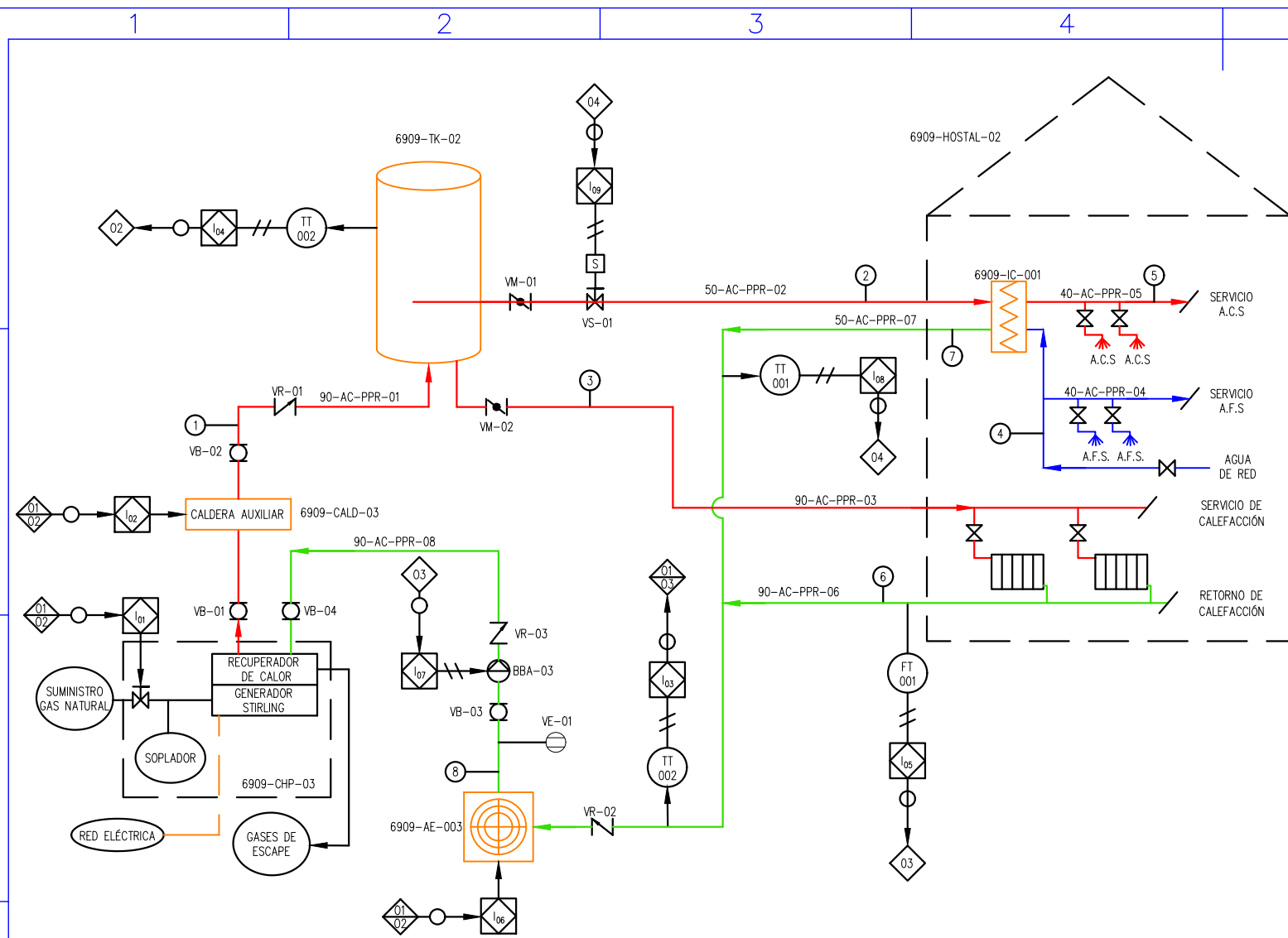
PROYECTO:
Cogeneración para Vivienda de 200 m²

				DESCRIPCION	P&ID
				CHP a Gas Natural con Celda Combustible	
PROYECTO	C.R.	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROJ:
DIBUJO	C.R.		01/08/2018	INDICADAS	CHP-CAS-P&ID
REVISO	L.N.		09/08/2018		PLANO N°
APROBO	L.N.		16/08/2018	FORMATO: A3	CHP-CAS-P&ID-1
					LAMINA:
					1
					REV.



Simbología	
Notación	Atributo
	ACS
	Agua Retorno
	Agua Calefacción
	Agua fría de red

				PROYECTO: ACS y CC para Hostal de 400 m ²		
				DESCRIPCION	Layout	
DIMEC				Sistema de cogeneración incluido		
				PROYECTO	NOMBRE	FIRMA
DIBUJO	CR/DN		07/08/2018	S/E	ACS/CC-HOT-LO	1 DE 1
REVISO	LN		09/08/2018		PLANO N°	REV.
APROBO	LN		16/08/2018	FORMATO:	ACS/CC-HOT-LO-1	



6909-TK-02
Depósito de inercia térmica
Fabricante: Lapesa
Tipo: Depósito acumulador
Modelo: G-600-I/F
Presión máxima: 6 bar
Capacidad: 600 l
Temperatura máxima: 100°C
Masa: 110 kg

6909-BBA-02
Bomba de circulación
Fabricante: Pedrollo
Tipo: Electrobomba Centrífuga
Modelo: PK 60
Altura manométrica: 38 m
Caudal: 0,28 m³/h
Temperatura: -10 a 60°C
Potencia: 0,37 kW

6909-AE-02
Aeroenfriador
Fabricante: RDC
Modelo: DGS502 BS
Potencia: 24,9 kW
Número de Fans: 2
Caida de presión: 29 kPa
Dimensiones: 2005x868x846 mm
Peso: 127 kg

6909-CHP-02
Cogenerador Stirling
Fabricante: Qnergy
Tipo: Motor Stirling Cogenerador
Modelo: PCK80
Calor Aportado Equipo CHP: 25 kW_t
Electricidad Generada: 7,1 kW_e
Combustible: Gas Natural

6909-CALD-02
Caldera para calefacción y ACS
Fabricante: HARGASSNER
Modelo: NANO-PK 6
Rango de potencia: 1,6 - 6 kW
Rango de temperatura: 48 - 70 °C
Presión de operación: 3 bar
Combustible: PELLETS

6909-IC-02
Intercambiador de calor de placas
Acero Inoxidable 304
Fabricante: TERMIA
Fouling: 0
Fluidos de trabajo: agua/agua
Caudal lado caliente: 125 l/h
Temperatura entrada caliente: 60 °C
Temperatura salida caliente: 40 °C
Temperatura entrada frío: 10 °C
Temperatura salida frío: 55 °C

Simbología Instrumentos y Sistemas de Control

- PLC de Terreno Función de Control
- Control de Apertura / Cierre Suministro de Gas
- Control Encendido, Apagado, Media Carga Caldera
- Control Temperatura de Retorno
- Control Temperatura TK-01
- Control Encendido, Apagado Aeroenfriador
- Control Partir, parar, Parada Emergencia BBA-01
- Control Temperatura retorno IC
- Control de Apertura/ Cierre Válvula Alimentación IC
- Switch Nivel Alto
- Switch Nivel Bajo
- Transmisor de Temperatura
- Transmisor de Presión
- Transmisor de Flujo

Simbología Equipos de Procesos y Accesorios en Línea

- Intercambiador de Calor
- Bomba (BBA)
- Válvula de Bola (VB)
- Válvula Mariposa (VM)
- Válvula Antirretorno (VR)
- Válvula de Seguridad
- Válvula de Solenoide (VS)
- Puntos de Consumo ACS y AFS
- Aeroenfriador (AE)
- Vaso de Expansión (VE)
- Válvula 3 Vías (V3)
- Radiador

N° de Flujo	1	2	3	4	5	6	7	8
Tipo de Fluido	AC Alimentación	Alimentación IC	Calefacción	Agua Fría Red	ACS	Retorno Calefacción	Retorno IC	AC Retorno
Presión	3 - 6 bar	3 - 6 bar	3 - 6 bar	3,5 bar	3,5 bar	3 - 6 bar	3 - 6 bar	3 - 6 bar
Temperatura	50 - 70 °C	50 - 70 °C	50 - 70 °C	6 - 14 °C	55 - 60 °C	30 - 50 °C	30 - 50 °C	20 - 50 °C
Flujo Máximo	280 l/h	145 l/h	139 l/h	64 l/h	64 l/h	139 l/h	145 l/h	280 l/h

Código Tipo de Servicio
ACS: Agua Caliente Sanitaria
AC: Agua de Calefacción

Material de Tubería
PPR: Polipropileno Random

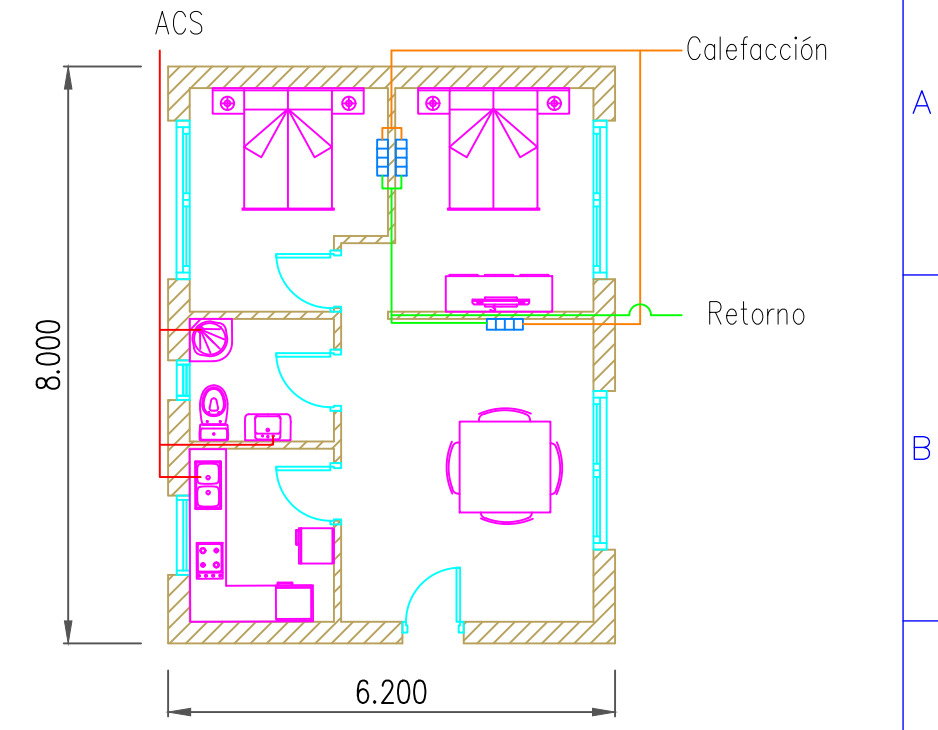
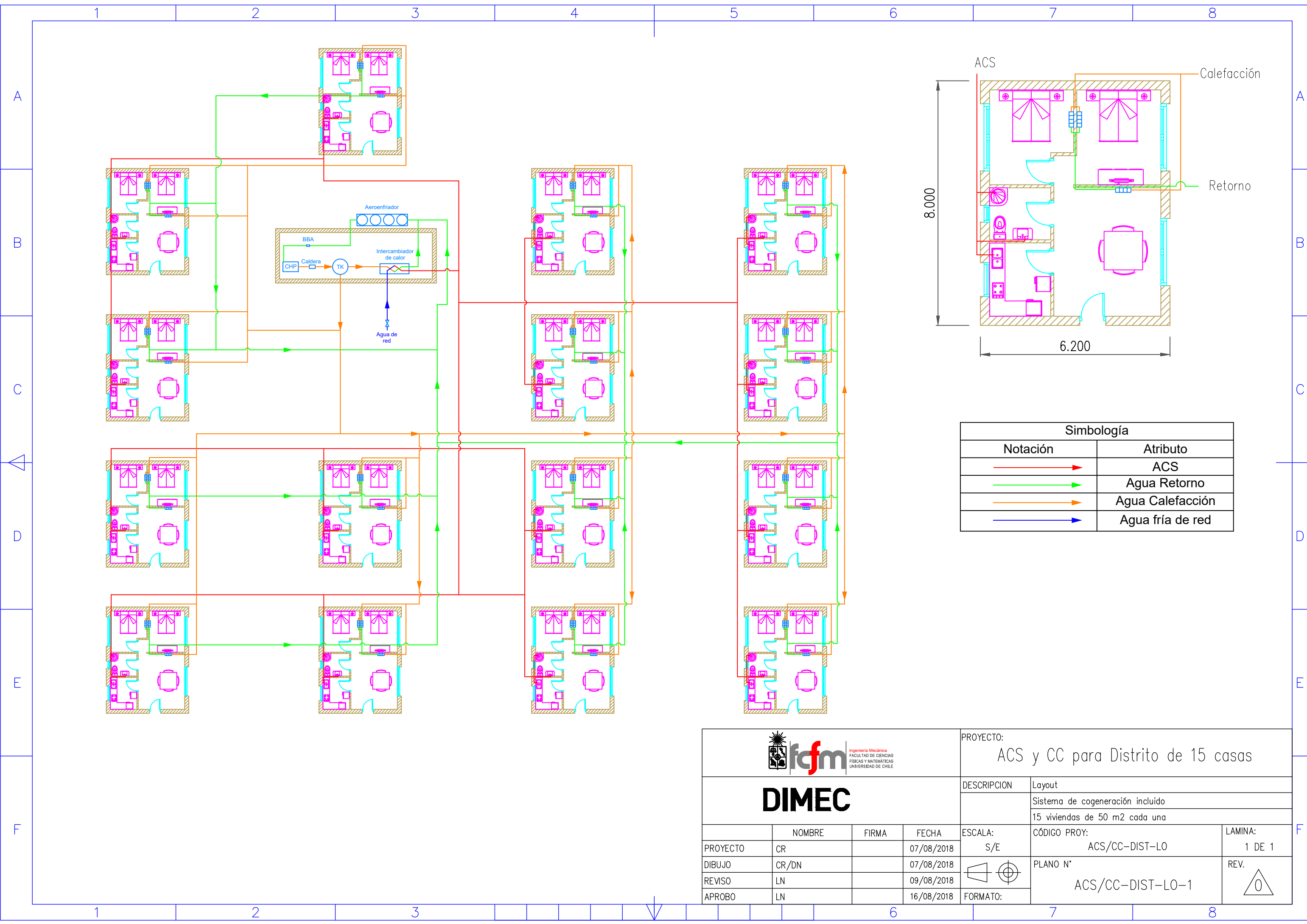
Simbología para Línea de Señal de Instrumentos

- Suministro a Instrumentos o Conexión al Proceso
- Señal de Enlace vía Software
- Señal Eléctrica

Simbología Líneas para Tuberías

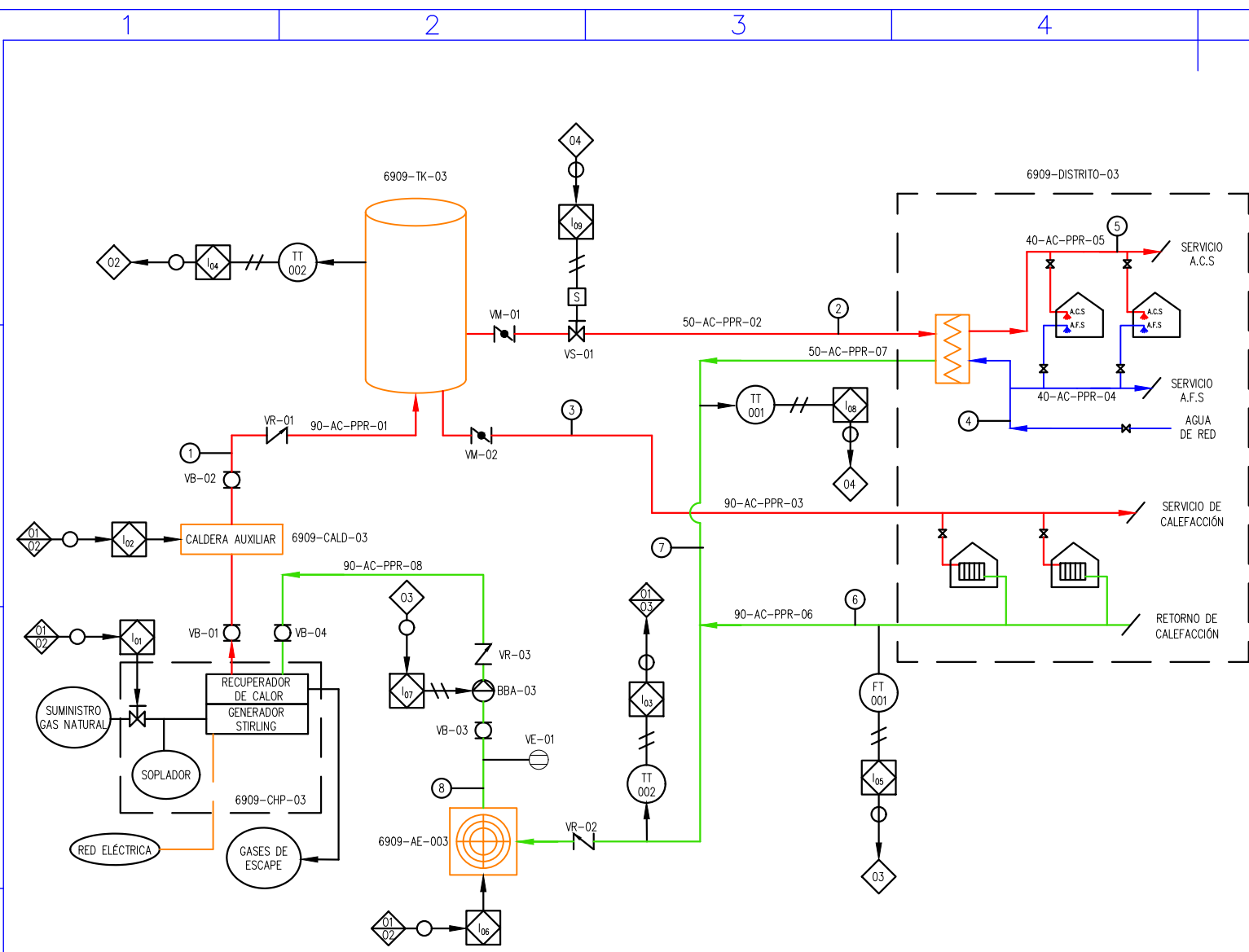
- Línea Principal de Proceso

				PROYECTO: Cogeneración en Hostal de 400 m ²		
				DESCRIPCION	P&ID	
				CHP a Gas Natural con Generador Stirling		
PROYECTO	C.R.	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROJ:	LAMINA:
DIBUJO	C.R.		01/08/2018	INDICADAS	CHP-HOT-P&ID	1
REVISO	L.N.		14/08/2018		PLANO N°	REV.
APROBO	L.N.		16/08/2018	FORMATO: A3	CHP-HOT-P&ID-1	



Simbología	
Notación	Atributo
	ACS
	Agua Retorno
	Agua Calefacción
	Agua fría de red

				PROYECTO: ACS y CC para Distrito de 15 casas		
				DESCRIPCION	Layout	Sistema de cogeneración incluido 15 viviendas de 50 m2 cada una
PROYECTO	NOMBRE	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROY:	LAMINA:
DIBUJO	CR		07/08/2018	S/E	ACS/CC-DIST-LO	1 DE 1
REVISO	CR/DN		07/08/2018		PLANO N°	REV.
APROBO	LN		09/08/2018		ACS/CC-DIST-LO-1	0
	LN		16/08/2018	FORMATO:		



6909-TK-03
 Depósito de inercia térmica
 Fabricante: Lapesa
 Tipo: Depósito acumulador
 Modelo: G-1500-I/F
 Presión máxima: 6 bar
 Capacidad: 1.500 l
 Temperatura máxima: 100°C
 Masa: 300 kg

6909-BBA-03
 Bomba de circulación
 Fabricante: Pedrollo
 Tipo: Electrobomba Centrífuga
 Modelo: PK 65
 Altura manométrica: 47 m
 Caudal: 0,52 m³/h
 Temperatura: -10 a 60°C
 Potencia: 0,5 kW

6909-AE-03
 Aeroenfriador
 Fabricante: RDC
 Modelo: DGS504 BS
 Potencia: 49,1 kW
 Número de Fans: 4
 Caida de presión: 29 kPa
 Dimensiones: 3805x868x846 mm
 Peso: 234 kg

6909-CHP-03
 Cogenerador Stirling
 Fabricante: Qnergy
 Tipo: Motor Stirling Cogenerador
 Modelo: PCK80
 Calor Aportado Equipo CHP: 25 kW_t
 Electricidad Generada: 7,1 kW_e
 Combustible: Gas Natural

6909-CALD-03
 Caldera para calefacción y ACS
 Fabricante: HARGASSNER
 Modelo: NANO-PK 20
 Rango de potencia: 6 - 20 kW
 Rango de temperatura: 48 - 70 kW
 Presión de operación: 3 bar
 Combustible: PELLETS

6909-IC-03
 Intercambiador de calor de placas
 Acero Inoxidable 304
 Fabricante: TERMIA
 Fouling: 0
 Fluidos de trabajo: agua/agua
 Caudal lado caliente: 93 l/h
 Temperatura entrada caliente: 60 °C
 Temperatura salida caliente: 40 °C
 Temperatura entrada frío: 10 °C
 Temperatura salida frío: 55 °C

Simbología Instrumentos y Sistemas de Control

- ◊ PLC de Terreno Función de Control
- ◊01 Control de Apertura / Cierre Suministro de Gas
- ◊02 Control Encendido, Apagado, Media Carga Caldera
- ◊03 Control Temperatura de Retorno
- ◊04 Control Temperatura TK-01
- ◊05 Control Flujo de Retorno de Calefacción
- ◊06 Control Encendido, Apagado Aeroenfriador
- ◊07 Control Partir, parar, Parada Emergencia BBA-01
- ◊08 Control Temperatura retorno IC
- ◊09 Control de Apertura/ Cierre Válvula Alimentación IC
- LSH 001 Switch Nivel Alto
- LSL 001 Switch Nivel Bajo
- TT 001 Transmisor de Temperatura
- PT 001 Transmisor de Presión
- FT 001 Transmisor de Flujo

Simbología Equipos de Procesos y Accesorios en Línea

- ◻ Intercambiador de Calor
- ⊙ Bomba (BBA)
- Válvula de Bola (VB)
- ⌵ Válvula Mariposa (VM)
- ⌵ Válvula Antirretorno (VR)
- W- Válvula de Seguridad
- ⊞ Válvula de Solenoide (VS)
- ▲ Puntos de Consumo ACS y AFS
- ⊕ Aeroenfriador (AE)
- ⊖ Vaso de Expansión (VE)
- ⊞ Válvula 3 Vías (V3)
- ▭ Radiador

N° de Flujo	1	2	3	4	5	6	7	8
Tipo de Fluido	AC Alimentación	Alimentación IC	Calefacción	Agua Fría Red	ACS	Retorno Calefacción	Retorno IC	AC Retorno
Presión	3 - 6 bar	3 - 6 bar	3 - 6 bar	3,5 bar	3,5 bar	3 - 6 bar	3 - 6 bar	3 - 6 bar
Temperatura	50 - 70 °C	50 - 70 °C	50 - 70 °C	6 - 14 °C	55 - 60 °C	30 - 50 °C	30 - 50 °C	20 - 50 °C
Flujo Máximo	520 l/h	93 l/h	434 l/h	232 l/h	232 l/h	434 l/h	93 l/h	520 l/h

Código Tipo de Servicio
 ACS: Agua Caliente Sanitaria
 AC: Agua de Calefacción

Material de Tubería
 PPR: Polipropileno Random

Simbología para Línea de Señal de Instrumentos

- Suministro a Instrumentos o Conexión al Proceso
- Señal de Enlace vía Software
- +++ Señal Eléctrica

Simbología Líneas para Tuberías

- ➔ Línea Principal de Proceso

DIMEC

PROYECTO:
Cogeneración en Distrito

		DESCRIPCION	P&ID
		CHP a Gas Natural con Generador Stirling	
		Distrito de 15 viviendas de 50 m ² construidas cada una	
PROYECTO	NOMBRE	FECHA	ESCALA:
DIBUJO	FIRMA	FECHA	INDICADAS
REVISO			
APROBO			
		CÓDIGO PROJ:	LAMINA:
		CHP-DIST-P&ID	1
		PLANO N°	REV.
		CHP-DIST-P&ID-1	0