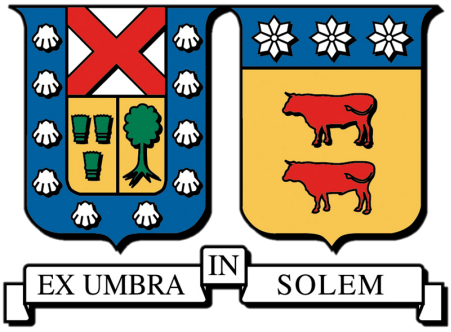
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO - CHILE




# IMPLEMENTACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE UNA MICROTURBINA DE CICLO BRAYTON COMO PLATAFORMA EXPERIMENTAL PARA DOCENCIA E INVESTIGACIÓN

MARTÍN EDUARDO GUERRA PULGAR

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA: DR. MARIO TOLEDO T.
PROFESOR CO-REFERENTE: DR. (C) CLAUDIO MUÑOZ H.

ENERO 2026

# CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

**1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO**

**Tipo de monografía (marcar una opción):** ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

**Título del trabajo: I**MPLEMENTACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE UNA MICROTURBINA DE CICLO BRAYTON COMO PLATAFORMA EXPERIMENTAL PARA DOCENCIA E INVESTIGACIÓN.

**Nombre del candidato(a):** Martín Eduardo Guerra Pulgar

**Carrera / Grado:** Ingeniería Civil Mecánica

**Campus:** Casa Central Valparaíso **Departamento:** Departamento de Ingeniería Mecánica USM

**2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS**

Yo, Mario Gonzalo Toledo Torres, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

**3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)**

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por **(marcar una opción)**:

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

**Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):**

_____

_____

_____

**4.- FIRMAS**

**Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:**

**Fecha:** 23/02/2026 **Firma:** _____



**Estudiante o Candidato(a):**

**Fecha:** 23/02/2026 **Firma:** _____



*Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.*

# Agradecimientos

Quisiera agradecer a todas las personas que me han acompañado en este camino y que me han mostrado su apoyo y fe en el proceso, especialmente a mis amigos, quienes lograron hacer que toda esta etapa haya estado llena de risas y buenos momentos.

Agradezco a mi profesor guía, Dr. Mario Toledo por su compromiso y apoyo en este desafío, por su simpatía y buena disposición. Al equipo que tuve durante el desarrollo de este trabajo de título, hicieron que todo el proceso fuera mucho más ameno y agradable, gracias totales.

A mi Sofía, gracias por contenerme, darme tu cariño y creer en mí en todo momento, sin tu amor nada de esto sería igual. Finalmente, a mis padres y a mi hermano. Sin ustedes no estaría donde estoy, me han entregado todas las herramientas para llegar hasta acá y estoy enormemente agradecido de su esfuerzo, su cariño y apoyo incondicional, les agradezco de todo corazón.

# Resumen

En el contexto de la transición energética global, Chile se ha comprometido a alcanzar la carbono neutralidad al año 2050. Este objetivo hace necesaria la incorporación de tecnologías de respaldo flexibles que permitan complementar la intermitencia inherente a las energías renovables variables. Bajo esta premisa, la microturbina Capstone C65 se posiciona como una herramienta tecnológica clave para el estudio y análisis de este tipo de tecnologías. En consecuencia, el presente trabajo de título documenta la implementación y puesta en marcha de este equipo en el Laboratorio de Energías Renovables (LER) de la Universidad Técnica Federico Santa María, Sede Viña del Mar, estableciendo una plataforma experimental única en Chile para la docencia e investigación aplicada en el uso de combustibles verdes.

El equipo se basa en el ciclo termodinámico Brayton con regeneración, un sistema que aprovecha el calor de los gases de escape para precalentar el aire de combustión, alcanzando una eficiencia eléctrica nominal al 28% bajo condiciones ISO. El equipo seleccionado posee una potencia neta de 65 kW y tiene la capacidad de operar con gas natural a alta presión y mezclas de hidrógeno de hasta un 30% volumétrico.

El desarrollo de la ingeniería de detalles se rigió por un estricto cumplimiento de las recomendaciones del fabricante, así como también la normativa nacional e internacional, incluyendo los Decretos Supremos N°66, N°43 y N°13, además de la norma NFPA 2 para tecnologías de hidrógeno. Entre las adecuaciones de infraestructura más relevantes, destaca el diseño de líneas de combustible diferenciadas: cobre tipo K para metano y acero inoxidable 316L para hidrógeno, con el fin de mitigar riesgos de fragilización por hidrógeno. Asimismo, se actualizaron los sistemas de almacenamiento de sustancias peligrosas para segregar el amoníaco del hidrógeno y del metano debido a su incompatibilidad y cumplir con la normativa de instalación. Además, se instaló un banco de carga resistivo de 100 kW para gestionar de forma segura el excedente de potencia generado, dada la limitación de la red eléctrica local de 38 kW.

La fase de puesta en marcha validó la integridad de la instalación mediante protocolos del fabricante y pruebas bajo diferentes cargas. Los resultados operativos confirmaron que el equipo funciona correctamente, alcanzando una potencia real máxima de 56.33 kW con una eficiencia del 21.12% bajo las condiciones ambientales locales. La estabilidad del ciclo se alcanzó en 1.28 min, alcanzando una temperatura de gases expansión de la turbina constante de 635 °C y una velocidad de rotor de 95 924 rpm cercana al máximo nominal.

Como resultado final, se entregó un Manual de Operaciones y Mantenimiento estandarizado que asegura la trazabilidad y seguridad de los ensayos futuros. Este proyecto no solo dota a la institución de una máquina operativa, sino que consolida una plataforma de investigación estratégica para el estudio de la combustión limpia y la generación distribuida, cerrando una brecha tecnológica clave para el desarrollo energético de Chile.

# Abstract

In the context of the global energy transition, Chile has committed to achieving carbon neutrality by the year 2050. This objective necessitates the incorporation of flexible backup technologies to complement the inherent intermittency of variable renewable energies. Under this premise, the Capstone C65 microturbine is positioned as a key technological tool for the study and analysis of these technologies. Consequently, this work documents the implementation and commissioning of this equipment at the Renewable Energy Laboratory (LER) of the Universidad Técnica Federico Santa María, Viña del Mar Campus, establishing a unique experimental platform in Chile for teaching and applied research regarding the use of green fuels.

The equipment is based on the regenerative Brayton thermodynamic cycle, a system that utilizes exhaust gas heat to preheat combustion air, achieving a nominal electrical efficiency of 28% under ISO conditions. The selected unit has a net power output of 65 kW and is capable of operating with high-pressure natural gas and hydrogen blends of up to 30% by volume.

The development of the detailed engineering was governed by strict compliance with the manufacturer's recommendations, as well as national and international regulations, including Supreme Decrees No. 66, No. 43, and No. 13, in addition to the NFPA 2 standard for hydrogen technologies. Among the most relevant infrastructure adaptations is the design of differentiated fuel lines: Type K copper for methane and 316L stainless steel for hydrogen, to mitigate hydrogen embrittlement risks. Likewise, hazardous substance storage systems were updated to segregate ammonia from hydrogen and methane due to their incompatibility and to comply with installation regulations. Additionally, a 100 kW resistive load bank was installed to safely manage the generated power surplus, given the local electrical grid limitation of 38 kW.

The commissioning phase validated the installation's integrity through manufacturer protocols and tests under different loads. Operational results confirmed that the equipment functions correctly, achieving a maximum real power output of 56.33 kW with an efficiency of 21.12% under local environmental conditions. Cycle stability was achieved in 1.28 min, reaching a constant turbine expansion gas temperature of 635 °C and a rotor speed of 95,924 rpm, close to the nominal maximum.

As a final result, a standardized Operations and Maintenance Manual was delivered to ensure the traceability and safety of future tests. This project not only equips the institution with an operational machine but also consolidates a strategic research platform for the study of clean combustion and distributed generation, closing a key technological gap for Chile's energy development.

# Tabla de Contenidos

**Resumen** **ii**

**Abstract** **iii**

**1 Introducción y objetivos** **1**
1.1 Introducción . . . 1
1.1.1 Tecnologías de respaldo y flexibilidad del sistema eléctrico . . . 3
1.1.2 Instituciones que utilizan microturbinas a gas para investigación . . . 5
1.2 Objetivo general . . . 7
1.3 Objetivos específicos . . . 7

**2 Marco teórico** **8**
2.1 Turbinas a gas . . . 8
2.1.1 Compresor . . . 9
2.1.2 Turbinas . . . 11
2.1.3 Cámaras de combustión . . . 11
2.1.4 Recuperadores de calor . . . 13
2.1.5 Ciclo Brayton . . . 13
2.1.6 Ciclo Brayton con regeneración . . . 15
2.1.7 Aplicaciones y usos de turbinas a gas . . . 16
2.1.8 Proyectos nacionales que utilizan ciclo Brayton . . . 17
2.2 Microturbinas . . . 18
2.2.1 Aplicaciones de las microturbinas . . . 20
2.3 Reconversión tecnológica y operación con mezclas de combustibles . . . 21
2.4 Gas Natural . . . 22
2.5 Hidrógeno . . . 23
2.6 Propiedades relevantes de los combustibles . . . 24
2.6.1 Poder Calorífico . . . 24
2.6.2 Relación Aire/Combustible . . . 24
2.6.3 Relación de equivalencia . . . 24
2.6.4 Limites de inflamabilidad . . . 24
2.6.5 Indice de Wobbe . . . 25
2.6.6 Propiedades de los gases . . . 25

**3 Descripción del equipo** **26**
3.1 Descripción técnica de la microturbina . . . 27
3.1.1 Tipo de combustible y rango de operación . . . 28
3.1.2 Principales componentes y configuración . . . 29

**4 Normativa y regulación en Chile** **31**
4.1 Normativa para sistemas de piping y alimentación de combustibles . . . 31
4.2 Normativa para sistemas eléctricos . . . 32

**5 Emplazamiento** **33**
5.1 Configuraciones de instalación . . . . . 34

**6 Instalación del Equipo** **35**
6.1 Llegada del equipo . . . . . 35
6.2 Adecuación y preparación de espacios . . . . . 36
6.3 Izaje y montaje del equipo . . . . . 37
6.4 Almacenamiento de combustibles . . . . . 38
6.4.1 Modificación de gabinetes . . . . . 38
6.4.2 Gabinete de amoniaco . . . . . 39
6.4.3 Gabinete para metano - hidrógeno . . . . . 41
6.4.4 Pictogramas requeridos . . . . . 42
6.5 Diseño e instalación de líneas de combustible . . . . . 44
6.5.1 Descripción del sistema y diagrama P&ID . . . . . 44
6.5.2 Especificaciones de las líneas de combustible . . . . . 46
6.5.3 Memoria de cálculo para tuberías . . . . . 47
6.5.4 Duración de combustible . . . . . 50
6.5.5 Instalación y pruebas de hermeticidad en líneas . . . . . 52
6.6 Instalación de sistema de gases de escape y ventilación . . . . . 54
6.6.1 Memoria de calculo para tubería de escape . . . . . 54
6.7 Instalación de sistema eléctrico . . . . . 58
6.7.1 Actualización de tablero eléctrico . . . . . 59
6.7.2 Canalización de cableado . . . . . 60
6.7.3 Gestión de la potencia excedente . . . . . 60

**7 Protocolos de operación y mantenimiento** **63**
7.1 Protocolo de Operaciones . . . . . 63
7.2 Manual de mantenimiento . . . . . 63

**8 Puesta en marcha** **64**
8.1 Lista de verificación de puesta en marcha . . . . . 64
8.2 Primer encendido del equipo . . . . . 65
8.3 Resultados de puesta en marcha . . . . . 67
8.4 Comparación con modelos ideales . . . . . 72

**9 Conclusiones y recomendaciones** **75**
9.1 Recomendaciones para próximos trabajos . . . . . 77

**Referencias** **78**

**Anexos** **82**
Anexo 1. Detalles de normativa . . . . . 82
Anexo 2. Modelo de emplazamiento . . . . . 89
Anexo 3. Diseño de gabinete para amoniaco . . . . . 91
Anexo 4. Proceso de construcción y modificación de gabinetes . . . . . 94
Anexo 5. Diagrama P&ID completo de LER . . . . . 95

Anexo 6. Tabla de rendimiento microturbina C65 a condiciones ISO . . . . . 96
Anexo 7. Factores de perdida y rugosidad para líneas de escape . . . . . 98
Anexo 8. Proceso de instalación sistemas eléctricos . . . . . 101
Anexo 9. Estados de operación MT . . . . . 101
Anexo 10. Manual de operación y mantenimiento para microturbina . . . . . 103

# Lista de Tablas


1 Instituciones internacionales que utilizan microturbinas para investigación experimental. . . . . 6
2 Comparación de tipos de compresor en función de la relación de presiones [19]. 10
3 Proyectos nacionales que utilizan turbinas a gas. . . . . 17
4 Comparación de propiedades de combustibles [17]. . . . . 25
5 Especificaciones de MT. . . . . 26
6 Especificaciones generales microturbina C65 [37]. . . . . 27
7 Especificaciones generales microturbina C65 Pt.2 [37]. . . . . 28
8 Ajustes del valor mínimo/máximo del índice de Wobbe para una microturbina C65 [32]. . . . . 28
9 Principales componentes de MT Capstone C65 HPNG [32]. . . . . 29
10 Requisitos mínimos de espacio [37]. . . . . 38
11 Especificaciones técnicas del extractor de gases. . . . . 41
12 Identificación de riesgos para $H_2$ [43] [45] [44] [42]. . . . . 42
13 Identificación de riesgos para $NH_3$ [43] [45] [44]. . . . . 43
14 Identificación de riesgos para $CH_4$ [43] [45] [44]. . . . . 43
15 Especificaciones de las tuberías. . . . . 46
16 Componentes de tubería en la instalación. . . . . 47
17 Siglas, significados y unidades de calculo para perdidas en tuberias. . . . . 48
18 Parámetros de las secciones de tubería metano. . . . . 49
19 Parámetros de las secciones de tubería hidrógeno. . . . . 49
20 Factor KL para accesorios de la instalación. . . . . 55
21 Especificaciones técnicas extractor de gases LER. . . . . 56
22 Especificaciones técnicas del interruptor automático de protección (Mitsubishi NF125-CV/SV). . . . . 60
23 Especificaciones técnicas de conductores utilizados. . . . . 60
24 Especificaciones técnicas del banco de carga resistivo [49]. . . . . 61
25 Parámetros de ajuste previos al encendido de la MT. . . . . 66
26 Valores de entalpía para gas ideal. . . . . 73
27 Resumen de Normativas para Sustancias Peligrosas . . . . . 83
28 Rendimientos HPNG en condiciones ISO . . . . . 96
29 Rendimientos HPNG en condiciones ISO (Continuación) . . . . . 97
30 Perdidas en Pa en la línea de gases de escape (Sin extractor). . . . . 99

# Lista de Figuras


1 Aumento de temperatura media global respecto al promedio entre los años 1861-1890 [2]. . . . . 1
2 Proyección de generación eléctrica por tipo de fuente en Chile. [7] . . . . . 2
3 Representación gráfica de rampa en una unidad generadora [10]. . . . . 3
4 Elementos de un sistema eléctrico que aportan a la flexibilidad [9]. . . . . 5
5 Diagrama de componentes turbina a gas [18]. . . . . 8
6 Presión y velocidad a través de un compresor centrífugo [19]. . . . . 9
7 Corte transversal de las etapas de un compresor axial (Rotor/Estator) [20]. . 10
8 Diagrama de cámara de combustión [21]. . . . . 12
9 Recuperador de calor anular [22]. . . . . 13
10 Esquema de componentes utilizados en un ciclo Brayton ideal. . . . . 14
11 Diagramas P-v y T-s para ciclo Brayton ideal [17]. . . . . 14
12 Eficiencia general del ciclo Brayton en función de la temperatura de combustión y la relación de presión [19]. . . . . 15
13 Esquema de componentes utilizados en un ciclo Brayton con regeneración. . 16
14 Diagrama T-s de ciclo Brayton con regeneración [17]. . . . . 16
15 Esquema de microturbina Capstone C65 [32]. . . . . 18
16 Eficiencia de microturbina en función de temperatura ambiente [32]. . . . . 19
17 Emisiones del gas natural en comparación con otros combustibles [34]. . . . . 22
18 Aplicaciones y usos del hidrógeno [36]. . . . . 23
19 Microturbina C65 HPNG GC. . . . . 26
20 Componentes Microturbina Casptone C65 [32]. . . . . 29
21 Esquema de conexiones internas de gas en microturbina [38]. . . . . 30
22 Válvula Woodward [22]. . . . . 30
23 Ubicación de Laboratorio de Energías Renovables. . . . . 33
24 Configuración de instalación de la MT N°1. . . . . 34
25 Configuración de instalación de la MT N°2. . . . . 34
26 Etapas de manipulación de la microturbina. . . . . 35
27 Documento técnico para desembalaje microturbina. . . . . 36
28 Proceso de adecuación y preparación de espacios. . . . . 37
29 Izaje de microturbina. . . . . 37
30 Espacios libres requeridos para posicionamiento de MT [38]. . . . . 38
31 Gabinete previo a modificaciones. . . . . 39
32 Diseño de gabinete de amoniaco. . . . . 40
33 Gabinete de amoniaco fabricado. . . . . 41
34 Gabinetes actualizados según normativa. . . . . 44
35 Diagrama P&ID de instalación. . . . . 45
36 Componentes requeridos según fabricante [38]. . . . . 46
37 Longitudes de tubería. . . . . 48
38 Conexiones de distribución. . . . . 52
39 Tramo final de línea. . . . . 52
40 Prueba de hermeticidad con manómetro digital. . . . . 53
41 Nitrógeno gaseoso para prueba de hermeticidad. . . . . 53

42 Diseño de tubería para conexión de gases de escape a red existente. . . . . 54
43 Extractor centrifugo para gases de escape . . . . . 56
44 Curva de desempeño extractor de gases [48]. . . . . 57
45 Línea de escape fabricada e instalada. . . . . 57
46 Plano eléctrico de instalación MT. . . . . 58
47 Proceso de adecuación y actualización de tablero eléctrico. . . . . 59
48 Vista frontal de banco de carga. . . . . 62
49 Vista lateral banco de carga. . . . . 62
50 Formulario de *Commissioning Checklist* . . . . . 64
51 Revisión de conexiones en tablero eléctrico. . . . . 65
52 Verificación de resistencia y aislación en conductores eléctricos. . . . . 65
53 Puesta en marcha microturbina. . . . . 67
54 Variables de monitoreo CRMS. . . . . 68
55 Potencia demandada y potencia generada real. . . . . 69
56 Velocidad de rotor en operación. . . . . 70
57 Temperatura de gases antes del recuperador. . . . . 70
58 Eficiencia de microturbina (%) y potencia generada real (kW). . . . . 71
59 Ciclo Brayton con regeneración. . . . . 72
60 Tabla 7.2.1.1 de NFPA 2: Separación de gases [42]. . . . . 82
61 Modelo de emplazamiento. . . . . 89
62 Modelo de emplazamiento. . . . . 89
63 Layout de instalación. . . . . 90
64 Plano de Gabinete Amoniaco. . . . . 91
65 Plano de fabricación para estructura de acero, gabinete de amoniaco. . . . . 92
66 Plano de puerta para gabinete de amoniaco. . . . . 93
67 Situación inicial de gabinetes de gases. . . . . 94
68 Fabricación y modificación de gabinetes de gases. . . . . 94
69 P&ID instalación Laboratorio de energías renovables . . . . . 95
70 Rugosidad equivalente [47]. . . . . 98
71 Coeficientes de perdida para conexiones y uniones de tubería [47]. . . . . 98
72 Armado de gabinete y tablero eléctrico . . . . . 101
73 Proceso de canalización . . . . . 101
74 Diagrama de estados para la operación de la microturbina [32]. . . . . 103

# Nomenclatura

| Símbolo | Significado, unidades |
|---|---|
| $p$ | Presión, bar - Pa |
| $T$ | Temperatura, K |
| $u$ | Vector de velocidad, m/s |
| $\rho$ | Densidad, kg/m$^3$ |
| Gr | Densidad relativa, - |
| g | Aceleración de gravedad, Nm$^2$/Kg$^2$ |
| $\dot{m}$ | Flujo másico, Kg/s |
| $C_p$ | Calor especifico a presión constante, J/Kg K |
| $C_v$ | Calor especifico a volumen constante, J/Kg K |
| $Re$ | Numero de Reynolds. - |
| $V_{prom}$ | Velocidad Promedio, m/s |
| $f$ | Factor de fricción en tuberias, - |
| $\varepsilon/D$ | Rugosidad Relativa, - |
| Q | Caudal, m$^3$/h |
| Z | Viscosidad del gas, cP (Centipoise) |
| **Siglas** | **Significado** |
| HHV | Poder Calorífico Superior |
| LHV | Poder Calorífico Inferior |
| MT | Microturbina |
| IW | Indice de Wobbe |
| CRMS | Capstone Remote Monitoring Software |
| HEV | Vehiculos eléctricos híbridos |
| ISO | International Organization for Standardization |
| FONDEQUIP | Fondo de Equipamiento Científico y Tecnológico |
| HPNG | High Pressure Natural Gas |
| GC | Grid Connect |
| ERV | Energías Renovables Variables |
| SEC | Superintendencia de Electricidad y Combustibles |
| P&ID | Piping and Instrumentation Diagram |
| LMCC | Ley Marco de Cambio Climático |
| SSL | System Severity Level |
| TET | Turbine Exhaust Temperature |

# 1 Introducción y objetivos

## 1.1 Introducción

La transición energética constituye actualmente uno de los principales desafíos a nivel mundial, impulsada por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y generar búsquedas de fuentes energéticas más limpias y sostenibles en el tiempo. Una de los eventos más relevantes en este ámbito fue la firma del Acuerdo de París [1] en 2015, bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en el cual más de 190 entidades se comprometieron a limitar el aumento de la temperatura media global por debajo de 2°C respecto a niveles preindustriales. En la figura 1 se muestra el aumento de la temperatura media global a través de los años, tomando de referencia la temperatura media en los años preindustriales (1861-1890). El acuerdo de París constituye un marco político y jurídico que impulsa la transformación de sistemas energéticos hacia una matriz mas sostenible.

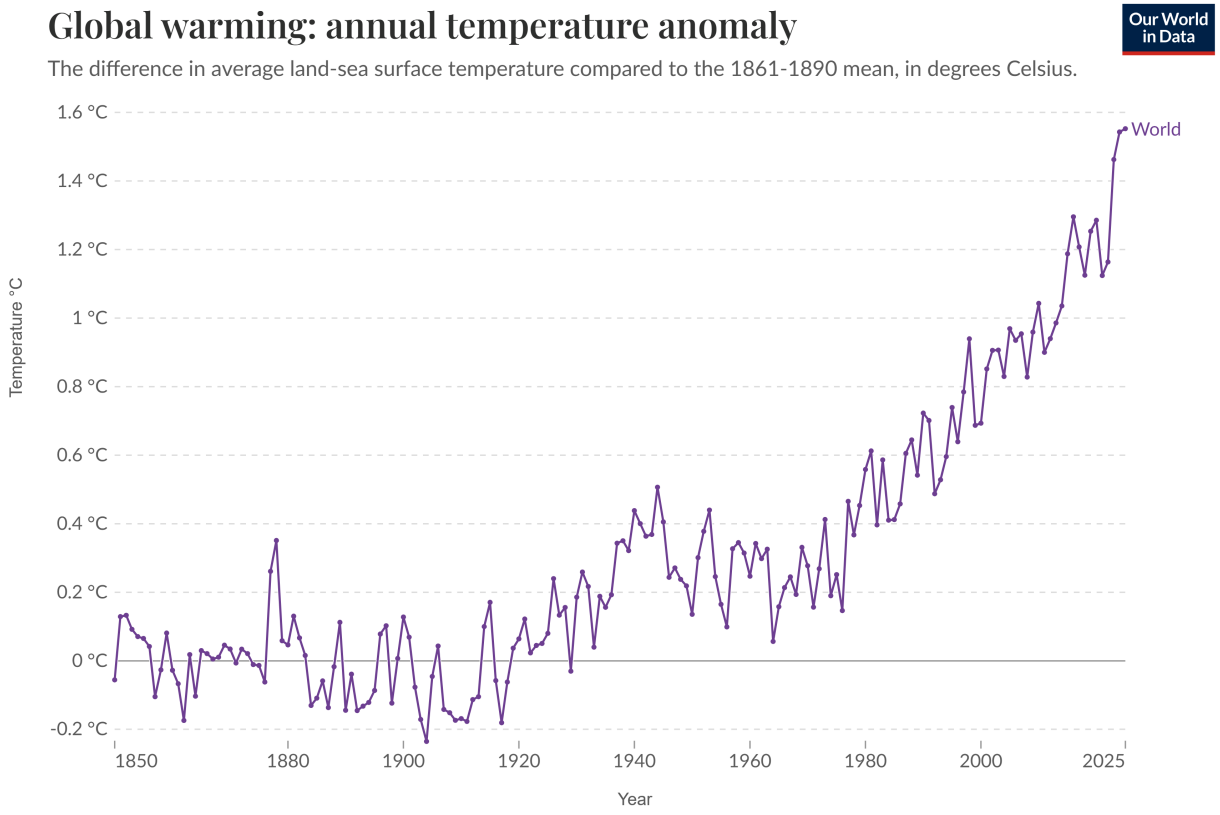



Figura 1: Aumento de temperatura media global respecto al promedio entre los años 1861-1890 [2].

Chile se ha comprometido de manera explicita en transformar su matriz energética en el marco de los acuerdos internacionales sobre el cambio climático y la descarbonización. Tras la firma del acuerdo de París, se establecieron metas de reducción de emisiones de gases de

efecto invernadero, relacionándolas con la modificación de la matriz energética actual, la que representa dos tercios de las emisiones nacionales [3].

En el año 2022 fue publicada la Ley Marco de Cambio Climático (LMCC)[4], la que crea un marco jurídico para poder enfrentar el cambio climático mediante la mitigación y la adaptación a largo plazo. Para esto se estableció una meta que propone alcanzar la carbono neutralidad a mas tardar en el año 2050. Esta meta es revisada cada cinco años por el Ministerio del Medio Ambiente.

A la par del desarrollo de energías renovables se han establecido metas explicitas de descarbonización del parque generador. En el año 2019, el Gobierno de Chile y las principales empresas eléctricas firmaron el Plan de retiro del Carbón [5], que establece el cierre progresivo o reconversión de todas las centrales termoeléctricas a carbón a mas tardar al año 2040. En la figura 2 se indica la proyección eléctrica desarrollada por el Ministerio de Energía en su informe de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) [6].

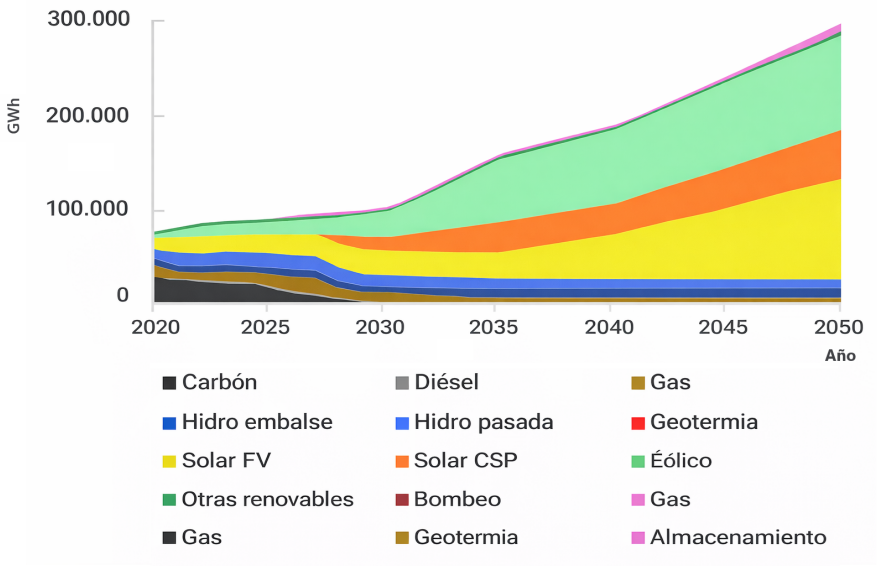



Figura 2: Proyección de generación eléctrica por tipo de fuente en Chile. [7]

Este proceso, si bien reducirá de manera significativa las emisiones de gases de efecto invernadero, plantea un desafío técnico de gran magnitud; reemplazar más de 4.000 MW de generación aportados por centrales de carbón [8]. La estrategia nacional ha apuntado a que dicha sustitución provenga de fuentes de energías renovables, la que en los últimos años ha mostrado un crecimiento sostenido y competitivo. No obstante, estas fuentes presentan intermitencia intrínseca asociada a la variabilidad climática y a la ausencia de control directo sobre su disponibilidad.

Esto implica que, aunque la expansión renovable es indispensable, no basta por sí sola para garantizar la seguridad del suministro eléctrico. En consecuencia, el sistema requiere tecnologías de respaldo menos contaminantes que el carbón, capaces de entregar potencia

gestionable y responder de manera dinámica a fluctuaciones en la generación renovable. Así, uno de los mayores desafíos es aumentar la flexibilidad del sistema para equilibrar una matriz energética, manteniendo las bajas emisiones.

### 1.1.1 Tecnologías de respaldo y flexibilidad del sistema eléctrico

Este concepto ha cobrado una mayor relevancia debido al aumento de la generación eléctrica utilizando energías renovables variables (ERV). La flexibilidad del sistema eléctrico se define como la capacidad del sistema para responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda, de manera segura y económica, en distintas escalas de tiempo.

En la operación de sistemas de potencia, se define como rampa a la tasa de variación temporal de la potencia activa entregada por un equipo de generación. Este parámetro representa la velocidad a la cual un equipo de generación es capaz de modificar su punto de operación (aumentar o disminuir carga) para ajustarse a los requerimientos de la red. En la Figura 3, este parámetro representa geométricamente la pendiente de la curva de generación. Las restricciones de rampa definen la tasa máxima admisible de variación de la potencia activa de un equipo de generación, limitando el incremento o decremento de su producción por unidad de tiempo. Se estima que en el año 2035, el sistema nacional requerirá rampas de hasta 3000 MW/h y reservas de frecuencia de 1500 MW, entendidas como capacidad de respaldo instantáneo para corregir desviaciones súbitas en el balance de carga y generación. La falta de recursos flexibles podría incrementar los costos del sistema eléctrico en hasta un 25% [9].

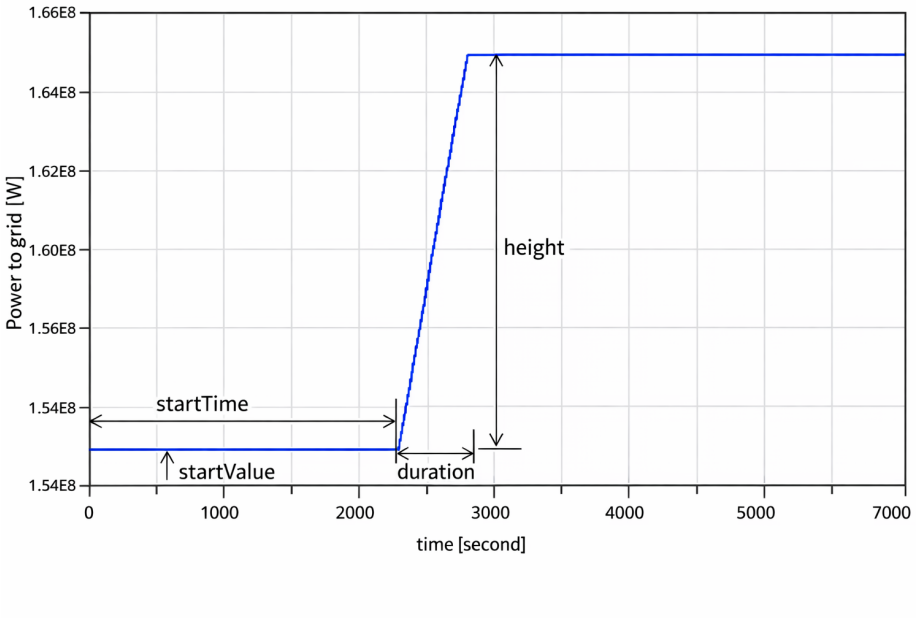



Figura 3: Representación gráfica de rampa en una unidad generadora [10].

La flexibilidad de un sistema eléctrico depende de dos factores principales: las características intrínsecas de sus componentes como las instalaciones de generación, redes de transmisión y

distribución, la demanda y los sistemas de almacenamiento de energía. Además, la flexibilidad también está directamente influenciada por el diseño del mercado, los procedimientos de operación del sistema y el estado operacional en un momento dado.

En la Figura 4 se esquematizan los principales recursos capaces de aportar flexibilidad al sistema. A continuación, se describe cada uno de ellos:

- **Generación:** La generación convencional flexible es clave para seguir rampas rápidas de demanda o variabilidad renovable, los equipos que tienen una reacción rápida son principalmente sistemas hidráulicos, turbinas a gas y motores reciprocantes. Estas tecnologías son esenciales como "Backup" cuando las ERV caen abruptamente.

- **Redes de transmisión:** Una red robusta permite transportar excedentes renovables desde zonas de alto potencial. La flexibilidad de red incluye contar con capacidad suficiente y mallado, que reduzca congestiones y pérdidas.

- **Almacenamiento:** El almacenamiento permite acumular energía excedente en horas de alta producción renovable y liberarla en momentos de baja disponibilidad. Baterías de litio responden en segundos, entregando servicios complementarios como regulación de frecuencia y control de voltaje. El bombeo hidráulico puede desplazar energía entre horas de baja y alta demanda, contribuyendo al balance diario. Asimismo se encuentran en desarrollo sistemas emergentes como el almacenamiento térmico y el uso de hidrógeno como vector.

- **Gestión de la demanda:** Implica la capacidad de los consumidores (industriales, comerciales o residenciales) de ajustar su consumo eléctrico en respuesta a señales de precio o requerimientos del sistema. Esto convierte a la demanda en un recurso activo de flexibilidad, reduciendo la necesidad de sobreinstalar generación de respaldo.

- **Diseño de mercado y marcos regulatorios:** La flexibilidad también depende de reglas e incentivos económicos. Un mercado que remunere la reserva, la rampa y la capacidad flexible incentivará la inversión en sistemas innovadores. Sin un diseño adecuado, aunque existan tecnologías disponibles, no habrá señales económicas para que entren al sistema.

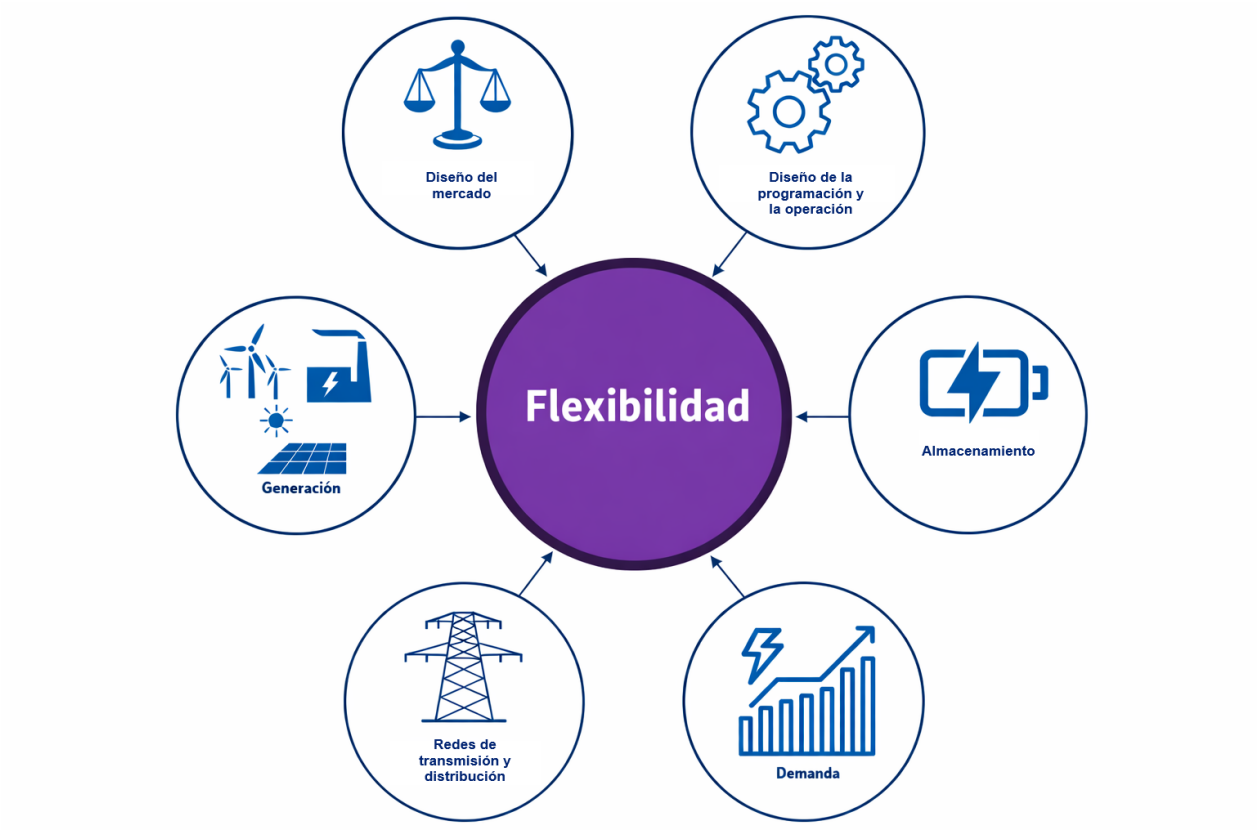



Figura 4: Elementos de un sistema eléctrico que aportan a la flexibilidad [9].

Dentro de las tecnologías de generación flexible mencionadas, las turbinas a gas son fundamentales debido a su capacidad de respuesta frente a la necesidad de potencia, y como alternativa más limpia en comparación con otro tipo de fuentes que producen energía a partir de combustibles. El capitulo 2 detalla sus principios de funcionamiento.

### 1.1.2 Instituciones que utilizan microturbinas a gas para investigación

En este escenario global, las microturbinas de ciclo Brayton se han convertido en plataformas experimentales clave para investigar combustión avanzada, integración con hidrógeno, y sistemas dedicados a la generación distribuida. En este marco, la tabla 1 detalla las distintas instituciones a nivel internacional cuentan con la capacidad para investigar y experimentar con estos sistemas.

Tabla 1: Instituciones internacionales que utilizan microturbinas para investigación experimental.

| **Institución / Centro** | **País** | **Evidencia del uso de microturbina** | **Ref.** |
|---|---|---|---|
| German Aerospace Center (DLR) | Alemania | Uso de microturbinas experimentales: Capstone C30, Turbec T100 y otros sistemas para combustión avanzada y combustibles sintéticos. | [11] |
| Karlsruhe Institute of Technology (KIT) | Alemania | Operación conjunta con DLR de un banco de pruebas móvil de microturbina para estudios de power-to-gas y combustibles alternativos. | [12] |
| University of Stavanger (UiS) | Noruega | Microturbina Turbec T100 modificada para operar al 100% con hidrógeno, utilizada en una planta de microcogeneración. | [13] |
| Lund University – Gas Turbine Laboratory | Suecia | Laboratorio basado en una microturbina Turbec T100 de 100 kW, utilizada para estudios del ciclo Brayton recuperado y humidificado. | [14] |
| Università degli Studi di Genova | Italia | Banco experimental "Micro Gas Turbine Test Rig" construido alrededor de una Turbec T100, usado en investigación en trigeneración e híbridos con SOFC. | [15] |
| HySA Infrastructure – North-West University | Sudáfrica | Microturbina modificada para operación dual-fuel (hidrógeno/metano), utilizada en investigación de combustión limpia. | [16] |

En Chile no se encontraron registros de la existencia de una infraestructura con estas capacidades. La implementación de la microturbina asociada al proyecto FONDEQUIP EQM230146 en la Universidad Técnica Federico Santa María busca cerrar esta brecha tecnológica y posicionar al país dentro de una red internacional de instituciones que desarrollan investigación experimental en el ciclo Brayton y en el uso de combustibles carbono-neutrales. Esta instalación constituye una infraestructura única a nivel nacional, comparable en términos técnicos e instrumentales con laboratorios europeos que actualmente lideran la investigación en turbomáquinas y tecnologías energéticas avanzadas.

La relevancia del presente trabajo de título trasciende la implementación técnica de un equipo, al materializar una necesidad país: la transición energética y la descarbonización al año 2050, en una aplicación definida dentro del Laboratorio de Energías Renovables (LER). Este desarrollo corresponde a un ejercicio de ingeniería, en el cual el análisis teórico sustentó el diseño e integración de los sistemas necesarios para el funcionamiento de una microturbina a escala de laboratorio.

En este contexto, la microturbina no solo opera como unidad de generación, sino que se establece como una plataforma experimental avanzada. Su capacidad de operar con metano y mezclas de hidrógeno, junto con el monitoreo detallado de variables térmicas, fluidodinámicas y eléctricas, habilita la realización de estudios experimentales de alto nivel en el país. De este modo, el proyecto entrega una unidad operativa desarrollada mediante la coordinación entre áreas técnicas y académicas, y aporta una herramienta de investigación que fortalece las capacidades experimentales de la universidad y su rol en el desarrollo tecnológico del sector energético.

## 1.2 Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo es implementar y poner en marcha una microturbina Capstone C65 en el Laboratorio de Energías Renovables de la UTFSM, integrando criterios técnicos, normativos y de seguridad.

## 1.3 Objetivos específicos

- Analizar el estado del arte y el marco regulatorio aplicable al uso de microturbinas y combustibles verdes en Chile.
- Diseñar la configuración técnica del emplazamiento, sistemas eléctricos y de alimentación de combustibles (metano, hidrógeno, otros), cumpliendo con las normativas vigentes y las recomendaciones del fabricante.
- Gestionar la instalación de la microturbina y sus sistemas auxiliares, aplicando buenas prácticas de ingeniería y asegurando la trazabilidad del proceso.
- Elaborar los protocolos de puesta en marcha y operación, verificando parámetros de seguridad, eficiencia y confiabilidad del sistema.
- Realizar la puesta en marcha de la microturbina.

# 2 Marco teórico

## 2.1 Turbinas a gas

Las turbinas a gas son máquinas térmicas diseñadas para obtener energía mecánica a través de la energía liberada durante el proceso de combustión. Su funcionamiento se basa en la operación de tres elementos principales: Un compresor, una cámara de combustión y una turbina.

Inicialmente, se introduce aire en condiciones ambientales al compresor, donde la temperatura y la presión aumentan. El aire a alta presión sigue hacia la cámara de combustión en donde el combustible se quema a presión constante. Los gases de combustión, a alta temperatura entran a la turbina en donde se expanden hasta alcanzar presión atmosférica, produciendo potencia. Finalmente, estos gases son expulsados del sistema. En turbinas dedicadas a la producción de energía eléctrica, la energía mecánica se transmite mediante el rotor a un generador, produciendo así energía eléctrica en función del giro del rotor [17]. En la figura 5 se muestran las principales etapas de una turbina de flujo axial. En las secciones 2.1.1 hasta 2.1.4 se detallan los principales componentes que conforman una turbina a gas convencional.

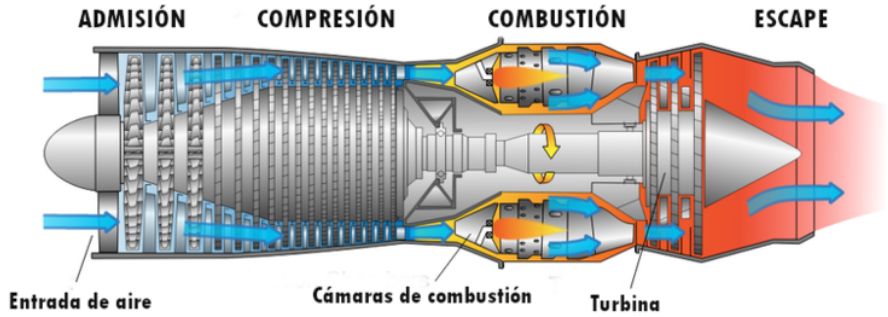



Figura 5: Diagrama de componentes turbina a gas [18].

La eficiencia global del sistema está determinada por la eficiencia de sus componentes individuales, como del compresor, la turbina y los equipos de transferencia de calor, así como también de las condiciones de operación. Por lo general, la eficiencia de las turbinas a gas ronda entre el 30% y el 40% y la potencia obtenida se encuentra en el rango de 1 - 500 MW [19].

### 2.1.1 Compresor

El compresor es un dispositivo que se encarga de aumentar la presión a un fluido de trabajo. En las turbinas de gas se utilizan dos tipos de compresores; los compresores centrífugos, utilizados para caudales y carga media, y por otro lado los compresores de flujo axial utilizados para alto caudal y baja presión.

En un compresor centrífugo típico, el fluido es forzado a través del impulsor (impeller) al girar rápidamente las aspas. La velocidad del fluido se convierte en presión, a medida que se transporta desde el impulsor hasta los difusores estacionarios. Una de las características de este tipo de compresor es que el fluido sale de manera perpendicular a la dirección de la entrada. La figura 6 muestra la trayectoria del flujo a través de un compresor centrifugo, detallando la evolución de los perfiles de velocidad y presión en cada una de las secciones de paso.

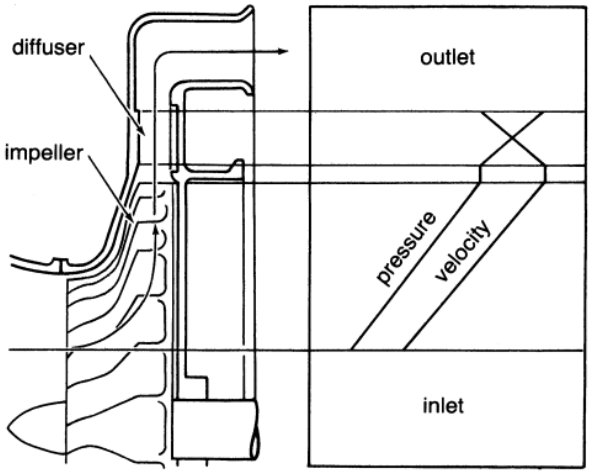



Figura 6: Presión y velocidad a través de un compresor centrífugo [19].

El compresor de flujo axial, esquematizado en la figura 7, realiza la compresión incrementando inicialmente la velocidad del fluido para luego convertir dicha energía cinética en presión estática mediante un proceso de difusión. El fluido es acelerado por una fila de perfiles aerodinámicos giratorios llamados rotor, y luego difundido en una fila de álabes estacionarios (el estator). La difusión en el estator convierte el aumento de velocidad ganado en el rotor en un aumento de presión. Un compresor consta de varias etapas. Un rotor y un estator constituyen una etapa en un compresor. Frecuentemente se utiliza una fila adicional de álabes fijos (álabes guía de entrada) a la entrada del compresor para asegurar que el aire entre a los rotores de la primera etapa en el ángulo deseado.

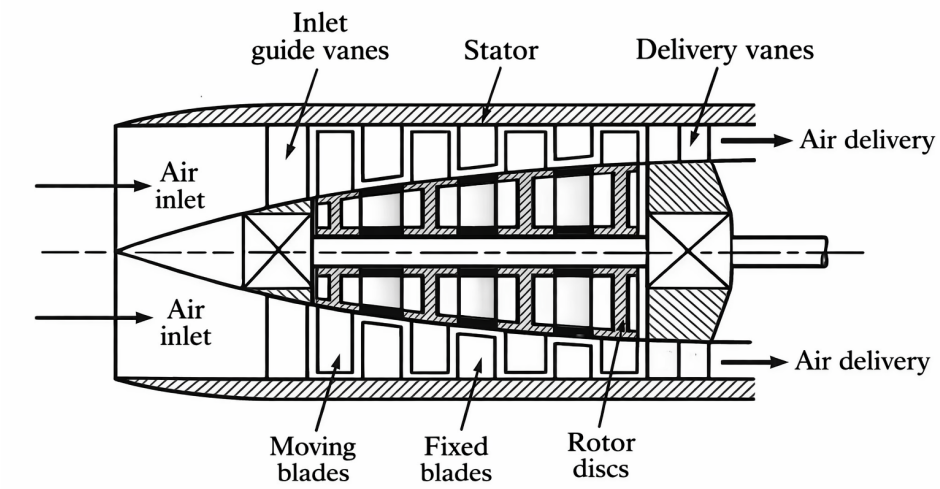



Figura 7: Corte transversal de las etapas de un compresor axial (Rotor/Estator) [20].

La relación de presión ($r_p$) en un compresor, es la razón entre la presión de salida y la de entrada del dispositivo. Este valor se encuentra directamente relacionado con la función y rendimiento del equipo. En la tabla 2 se clasifican los tipos de compresores en función de la relación de presión en nivel industrial, aeroespacial y de investigación.

Tabla 2: Comparación de tipos de compresor en función de la relación de presiones [19].

| Tipos de compresores | Relación de compresión | | | Eficiencia | Rango de operación |
|---|---|---|---|---|---|
| | Industrial | Aeroespacial | Investigación | | |
| Desplazamiento positivo | Hasta 30 | – | – | 75–82% | – |
| Centrífugo | 1.2–1.9 | 2.0–7.0 | 13 | 75–87% | Amplio 25% |
| Axial | 1.05–1.3 | 1.1–1.45 | 2.1 | 80–91% | Estrecho 3–10% |

Se define la eficiencia adiabática como el porcentaje de energía entregada al fluido que se convierte efectivamente en aumento de presión, descontando las pérdidas por fricción y calor que solo incrementan la entropía. Generalmente, este parámetro es superior al 80% en equipos modernos. Su maximización es vital para el ciclo, ya que el compresor demanda entre el 55% y el 60% de la potencia bruta generada por la turbina [19]; por ende, una baja eficiencia adiabática reduciría significativamente la potencia neta disponible. La relación de presión en compresores de aplicación industrial es baja debido a que requiere de un rango operativo grande. El rango operativo es el rango entre el punto de inestabilidad (surge point) y el punto de bloqueo (choke point). El punto de inestabilidad es el punto en el que el flujo se invierte en el compresor, mientras que punto de bloqueo es el punto en el que el flujo ha alcanzado un número de Mach unitario, luego del que no se puede aumentar el flujo másico.

### 2.1.2 Turbinas

Existen dos tipos de turbinas: de flujo axial y de flujo de entrada radial. Una turbina de flujo radial es básicamente un compresor centrífugo con rotación inversa y opuesta, la turbina radial de flujo hacia adentro se utiliza para cargas mas pequeñas y en rango operativo menor que la turbina axial.

En las turbinas radiales, las toberas son utilizadas para acelerar el flujo hacia la punta del impulsor, generalmente alabes rectos sin diseño de perfil aerodinámico. El vórtice es un espacio sin alabes y permite una igualación de las presiones. El flujo entra en el rotor radial por la punta sin velocidad axial apreciable y sale del rotor a través del exductor de manera axial y con baja velocidad radial.

La turbina de flujo axial, al igual que su contraparte el compresor de flujo axial, tiene un flujo que entra y sale en la dirección axial. Existen dos tipos de turbinas axiales, las de tipo impulso y de tipo reacción.

Las turbinas del tipo impulso tienen toda su caída de entalpía en la tobera, por lo que tienen una alta velocidad al entrar al rotor, mientras que las turbinas de reacción dividen su caída de entalpía entre la tobera y el rotor.

La mayoría de las turbinas de flujo axial constan de más de una etapa. Las etapas frontales son generalmente de impulso y las etapas posteriores tienen alrededor de un 50% de reacción.

### 2.1.3 Cámaras de combustión

Las cámaras de combustión tienen como objetivo principal incrementar la temperatura del gas a alta presión. El aire proveniente del compresor debe ser atravesar un difusor y disminuir su velocidad antes de entrar a la cámara de combustión.

El combustor funciona como un calentador de encendido directo, donde el combustible se quema de manera casi estequiométrica empleando menos de un tercio del aire proveniente del compresor. Luego, los gases producidos se mezclan con el aire restante para lograr la temperatura adecuada antes de ingresar a la turbina. A pesar de los distintos diseños existentes, todas las cámaras de combustión presentan tres zonas de operación.

- **Zona primaria:** Esta es la región crítica donde se inicia la combustión y se estabiliza la llama. Dado que la velocidad del aire proveniente del difusor es típicamente mucho mayor que la velocidad de propagación de la llama. El objetivo principal de esta zona es crear un flujo aerodinámico que "atrape" la llama.

- **Zona secundaria:** El objetivo de esta zona es completar la reacción química para maximizar la eficiencia de combustión. Se inyecta aire adicional a través de orificios en el liner (aire secundario) para reducir ligeramente la temperatura y aportar el oxígeno necesario. Se induce un vórtice de recirculación toroidal. Este vórtice genera una zona de baja presión que obliga a una parte de los gases calientes y químicamente activos a retroceder hacia la boquilla del inyector.

- **Zona de dilución:** Esta es la etapa final del combustor y ocupa la mayor parte de la longitud de la carcasa. En este punto, la reacción química ya ha concluido, pero la temperatura de los gases es demasiado elevada (frecuentemente superior a la temperatura de fusión de los materiales de la turbina).Se inyecta una gran cantidad de aire "frío" (proveniente de la descarga del compresor) a través de grandes orificios de dilución. Este aire puede representar entre el 30% y el 50% del flujo másico total [19]. El objetivo no es solo bajar la temperatura media a un valor admisible para el estator de la turbina, sino también homogeneizar el perfil de temperatura.

El aire que entra a la cámara de combustión puede adoptar un esquema de flujo directo, atravesando el componente en una sola dirección axial, o un esquema de flujo inverso, donde el fluido cambia su sentido de circulación en 180° antes de la expansión. Mientras que la mayoría de los motores aeronáuticos utilizan combustores de flujo directo por razones aerodinámicas, las unidades de generación estacionaria suelen implementar sistemas de flujo inverso, los cuales permiten diseños más compactos, logrando también el precalentamiento del aire. La figura 8 muestra un diagrama de una cámara de combustión utilizada en turbinas a gas.

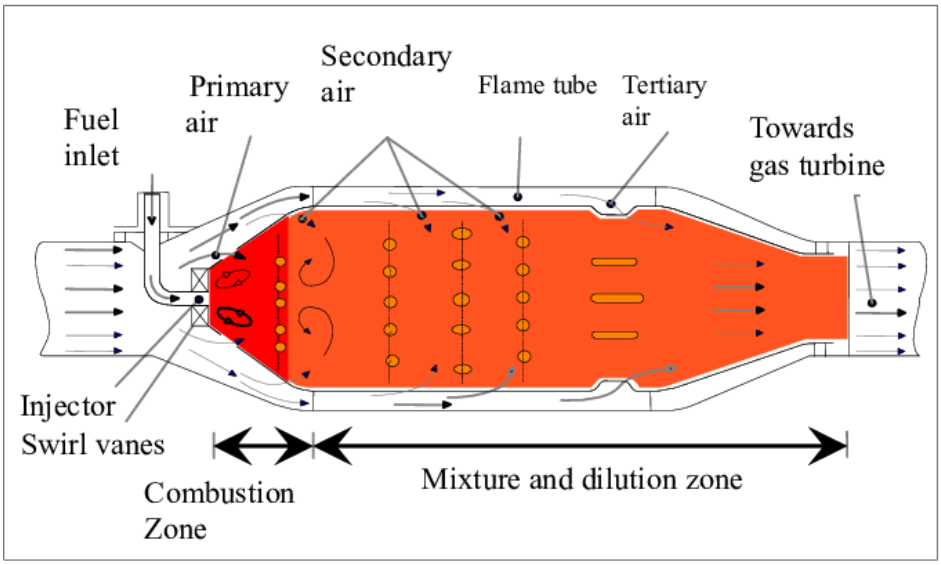



Figura 8: Diagrama de cámara de combustión [21].

El rendimiento de una cámara de combustión se mide por la eficiencia de combustión, la caída de presión encontrada en la cámara de combustión y la uniformidad del perfil de temperatura de salida. La eficiencia de combustión indica la completitud de la reacción química, ya que el poder calorífico de cualquier fracción de combustible no quemado no aporta a aumentar la temperatura de entrada de la turbina.

### 2.1.4 Recuperadores de calor

La integración de sistemas de recuperación de calor en ciclos de turbinas de gas es una estrategia clave para la gestión energética, permitiendo reducir el consumo de combustible hasta en un 30% y aumentando sustancialmente la eficiencia térmica global. Estos intercambiadores operan en estado estacionario mediante una pared separadora fija. En un recuperador, cada elemento de la superficie de transferencia mantiene una temperatura constante en el tiempo. Termodinámicamente, la configuración de contraflujo en estos equipos permite lograr una distribución de temperatura óptima a lo largo de la matriz, maximizando la diferencia de temperatura efectiva disponible para la transferencia de calor. La figura 9 muestra un diagrama que representa la configuración de contraflujo de un recuperador de calor anular, utilizado en microturbinas Capstone C65.

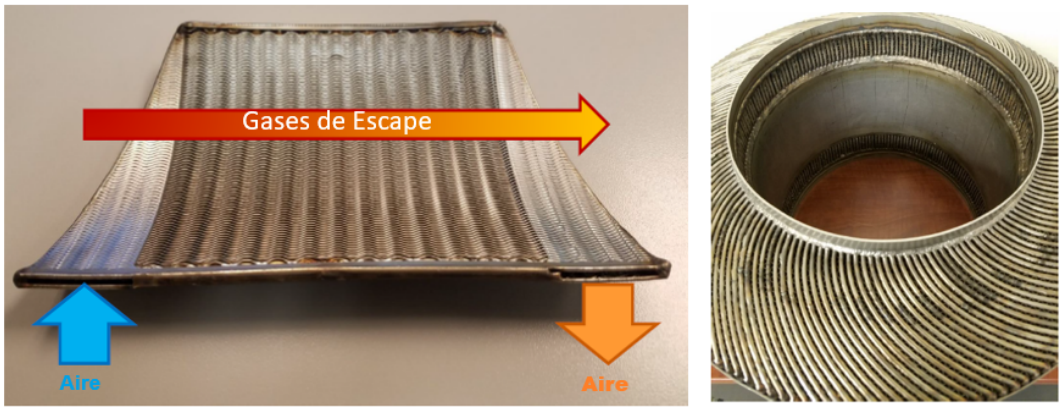



Figura 9: Recuperador de calor anular [22].

### 2.1.5 Ciclo Brayton

Una vez definidos los componentes y principios de funcionamiento de una turbina a gas, el ciclo Brayton permite representar de forma idealizada los procesos termodinámicos que ocurren en su interior. Este ciclo se compone de una secuencia de transformaciones sobre el fluido de trabajo que modelan el intercambio de energía entre los componentes principales del sistema. Este se compone de cuatro procesos internamente reversibles:

- **1-2:** Compresión isentrópica (Compresor)
- **2-3:** Adición de calor a presión constante (Cámara de combustión)
- **3-4:** Expansión isentrópica (Turbina)
- **4-1:** Rechazo de calor a presión constante

En su forma más simple, el ciclo asume procesos reversibles e isentrópicos en la compresión y expansión, y procesos isobáricos en el aporte y rechazo de calor, lo que permite establecer relaciones analíticas entre presión, temperatura y eficiencia. De esta manera, el ciclo Brayton es una herramienta fundamental para el análisis teórico del rendimiento y la eficiencia de las

turbinas de gas, sirviendo como punto de referencia para comparar su comportamiento real con el ideal.

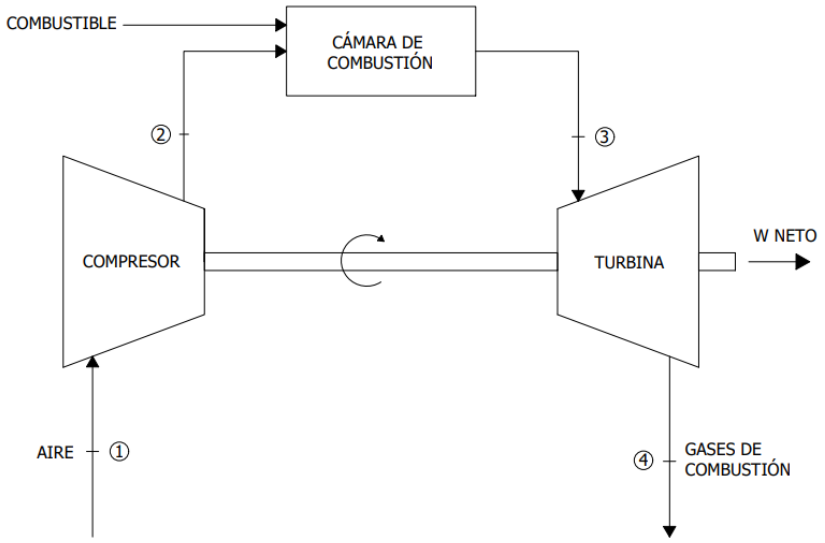
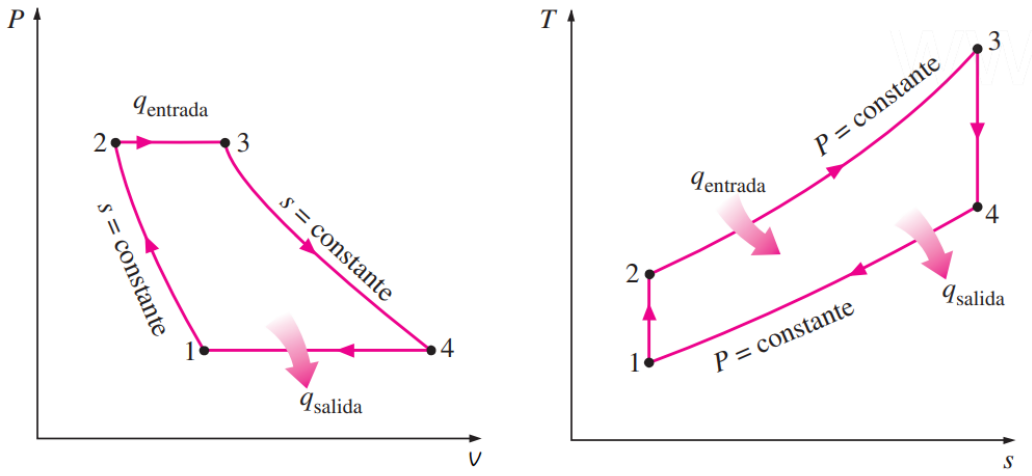



Figura 10: Esquema de componentes utilizados en un ciclo Brayton ideal.




a) Diagrama P-v b) Diagrama T-s

Figura 11: Diagramas P-v y T-s para ciclo Brayton ideal [17].

Bajo el modelo de aire frío estándar (gas con $c_P$ y k constantes), compresión y expansión isentrópicas, y aportes/rechazos de calor isobáricos, la eficiencia térmica del Ciclo Brayton ideal solo depende de la relación de presión $r_p$ y del indice politrópico/adiabático $k$ $(\frac{c_p}{c_v})$

$$\eta_{ter,Brayton} = 1 - \frac{1}{r_p^{(k-1)/k}} \tag{1}$$

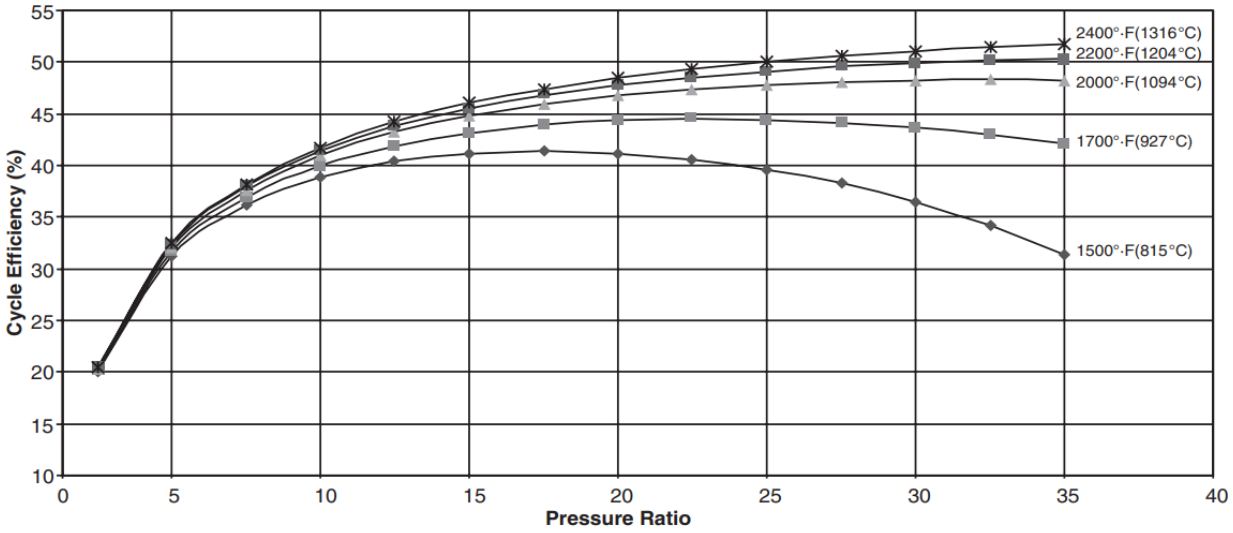



Figura 12: Eficiencia general del ciclo Brayton en función de la temperatura de combustión y la relación de presión [19].

Como se puede apreciar en la figura 12, para que la eficiencia del ciclo sea alta, se busca que la temperatura de la entrada de la turbina sea lo más elevada posible, y a la vez que la temperatura de entrada al compresor sea baja. En las turbinas de gas, el rango de temperaturas operativas se encuentra acotado por factores físicos determinantes. La temperatura máxima del ciclo ($T_3$), correspondiente a la entrada de la turbina, y está restringida por la resistencia térmica de los materiales de los álabes, mientras que la temperatura mínima ($T_1$) en la admisión del compresor queda fijada por las condiciones ambientales. Estas condiciones limitan el rendimiento térmico del equipo.

### 2.1.6 Ciclo Brayton con regeneración

En las turbinas a gas que trabajan con este ciclo, los gases de escape tienen una temperatura considerablemente mayor que la del aire que sale al compresor. Debido a esto, el aire de salida del compresor se puede calentar aprovechando la temperatura los gases de escape provenientes de la turbina. Esto se realiza mediante un intercambiador de calor de contraflujo, mostrado en la figura 13.

La eficiencia térmica del ciclo aumenta como resultado de la regeneración , ya que una fracción de la energía liberada hacia el ambiente es aprovechada para precalentar el aire que entra en la cámara de combustión. Esto disminuye los requerimientos de entrada de calor y de suministro de combustible, para una misma salida de trabajo neto [17].

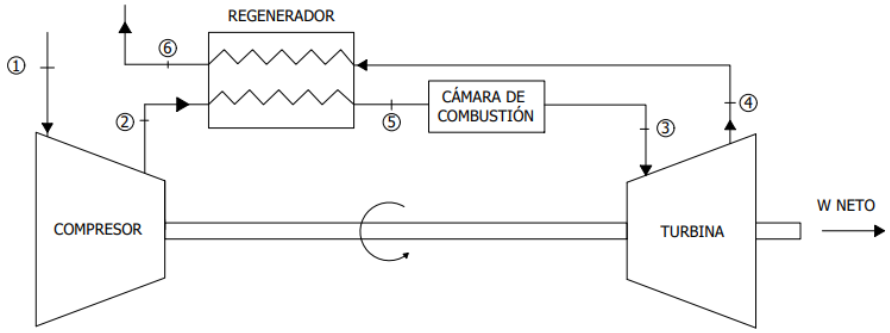



Figura 13: Esquema de componentes utilizados en un ciclo Brayton con regeneración.

El regenerador alcanza su mayor temperatura en $T_4$, indicado en la figura 14, que representa la temperatura de los gases de escape que salen de la turbina y entran al regenerador.

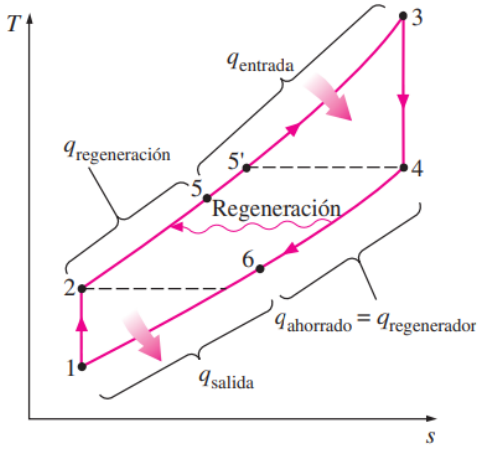



Figura 14: Diagrama T-s de ciclo Brayton con regeneración [17].

Bajo la suposición de aire frio estándar, la eficiencia térmica de un ciclo Brayton ideal con regeneración es:

$$\eta_{ter,reg} = 1 - \left(\frac{T_1}{T_3}\right)(r_p)^{(k-1)/k} \tag{2}$$

En donde $T_1$ es la temperatura de entrada al compresor y $T_3$ la temperatura de entrada a la turbina.

### 2.1.7 Aplicaciones y usos de turbinas a gas

Las turbinas a gas, debido a su alta relación de potencia - peso, su rapidez de arranque y la capacidad de operar de manera continua son aptas para operar en diferentes áreas, dentro de cuales, las tres principales son en la generación eléctrica, propulsión y en el sector industrial [19].

1. **Generación eléctrica:** Las turbinas de gas operan como plantas eléctricas estacionarias que pueden funcionar de dos formas: como unidades independientes (en ciclo simple) para la producción directa de electricidad, o integradas con turbinas de vapor en plantas de ciclo combinado, donde actúan como el componente de alta temperatura del sistema conjunto. Las turbinas de gas dedicadas a la producción de energía eléctrica se pueden dividir en tres [19].

   (a) **Turbinas de menos de 2 MW:** El tamaño mas reducido de estas turbinas están conformadas por compresores centrífugos accionadas por turbinas de flujo radial.

   (b) **Turbinas de tamaño medio, entre 5 - 30 MW:** Son una combinación de turbinas derivadas de la aeronáutica y de tipo frame. Son conformadas por compresores de flujo axial y turbinas de flujo axial.

   (c) **Turbinas de gran tamaño, entre 50 a 500 MW:** Estas turbinas de tipo frame operan a temperaturas de alrededor de 1315°C, con refrigeración proporcionada por vapor, a relaciones de presión que se acercan a 35.

2. **Propulsión aeronáutica, terrestre y naval:** Utilizado como motores con sistemas como el turbojet, turbofan y turboprop, fundamentales en aviación comercial y militar. Por otro lado para el transporte terrestre y naval, son utilizadas en buques, barcos y vehículos pesados.

3. **Sector industrial:** En el sector industrial, este tipo de maquinaria es utilizado en el accionamiento mecánico de bombas y compresores.

### 2.1.8 Proyectos nacionales que utilizan ciclo Brayton

Actualmente Chile cuenta con una variedad de proyectos enfocados en la generación de energía eléctrica para la distribución hacia los consumidores. Los proyectos son principalmente plantas de generación que trabajan con ciclos Brayton abiertos o ciclos combinados Rankine/Brayton. A continuación se presentan en la tabla 3 las principales centrales de ciclo Brayton/Combinado que utilizan gas natural en Chile.

Tabla 3: Proyectos nacionales que utilizan turbinas a gas.

| **Nombre de Planta** | **Tipo** | **Empresa** | **Región** | **Potencia Generada** | **Ref.** |
|---|---|---|---|---|---|
| Nehuenco (I, II y III) | Combinado Dual | Colbún S.A. | Valparaíso | 887 MW | [23] |
| Nueva Renca | Combinado | Generadora Metropolitana<br>AES Andes | Metropolitana | 379 MW | [24] |
| Los Vientos | Abierto | Generadora Metropolitana | Valparaíso | 135 MW | [24] |
| Colmitos | Abierto | IC Power | Valparaíso | 58 MW | [25] |
| Atacama | Combinado | Enel | Antofagasta | 716 MW | [26] |
| Tocopilla | Combinado | Electroandina | Antofagasta | 400 MW | [27] |
| Candelaria | Abierto | Colbún S.A. | O'Higgins | 254 MW | [28] |
| Los Pinos | Abierto | Colbún S.A. | Biobío | 104.2 MW | [29] |
| San Isidro | Combinado Dual | Endesa Chile<br>Enel | Valparaíso | 778 MW | [30] |

## 2.2 Microturbinas

Durante los últimos años se ha implementado la generación distribuida, conocida como generación in-situ, la cual consiste en la generación de energía a pequeña escala instalada en puntos cercanos al consumo, reduciendo pérdidas en las redes de transporte eléctrico. Una de las tecnologías más innovadoras que se proyectan en la actualidad para la generación distribuida son las microturbinas, cuyo rango de utilización se encuentra entre 30 y 500 kW [31].

Las microturbinas son generadores compactos a alta velocidad que funcionan mediante un sistema de turbina a gas. El principio de funcionamiento es igual al de una turbina convencional, el gas se expande en una o más secciones de la microturbina, produciendo energía mecánica rotacional mediante un eje para accionar el compresor y un generador eléctrico. El eje del turbocompresor en una microturbina gira alrededor de 96 000 rpm en maquinas de 30 kW y alrededor de 70 000 rpm en máquinas de 100 kW. En la figura 15 se presenta el esquema del equipo, donde se puede apreciar la reducción del espacio físico lograda mediante el ensamblaje compacto del compresor, la turbina y el recuperador.

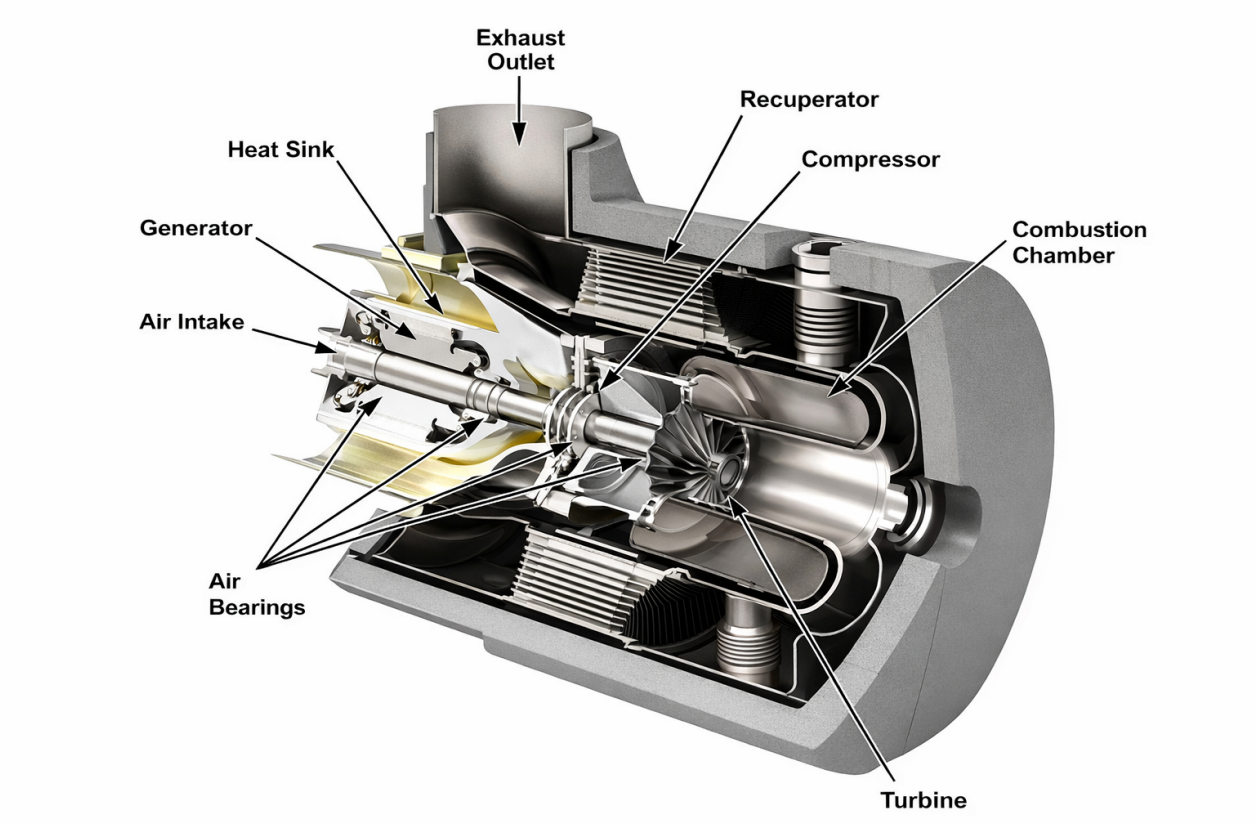



Figura 15: Esquema de microturbina Capstone C65 [32].

La electricidad generada por una microturbina puede producirse de dos maneras: la primera, utilizando un generador de alta velocidad acoplado directamente al turbocompresor y la segunda, a través de una configuración más tradicional con una turbina de potencia, una caja de velocidades y un generador convencional. Sin embargo, la opción más común es el

sistema de generador de alta velocidad de un solo eje, el cual necesita un rectificador y un inversor para funcionar.

En cuanto a su rendimiento, este suele ser bajo en comparación a turbinas de gas convencionales, por lo que se hace indispensable el uso de un recuperador de calor, como el mostrado en la figura 9. Por lo general, la eficiencia de las microturbinas se encuentra en el rango de 25% al 30% utilizando sistema de recuperación, y es cercana al 15% cuando no se utiliza. Además, una de sus principales limitaciones en su eficiencia es la dependencia de las condiciones ambientales. En la figura 16 se muestra un gráfico de variación de eficiencia en función de la temperatura ambiente en las microturbinas Capstone.

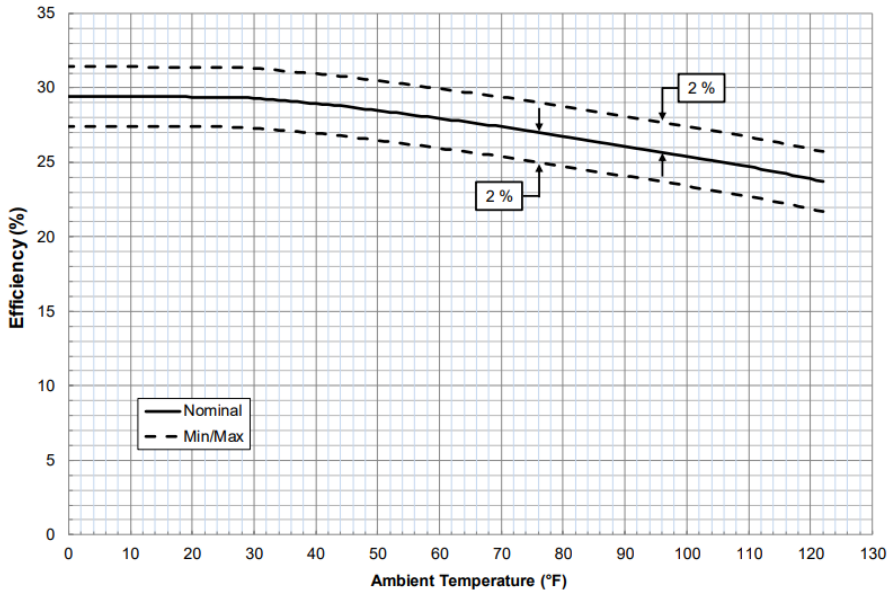



Figura 16: Eficiencia de microturbina en función de temperatura ambiente [32].

### 2.2.1 Aplicaciones de las microturbinas

En el contexto de la actual transición energética, la industria demanda sistemas de generación que logren un equilibrio óptimo entre alta eficiencia, confiabilidad operativa y reducción de la huella de carbono. Bajo estas premisas, las microturbinas (MT) se han consolidado como una tecnología clave [33]. Dada su versatilidad y a sus distintivas cualidades termodinámicas, estos equipos resultan idóneos para ser implementados en un amplio espectro de aplicaciones, tales como:

- **Generación de respaldo:** Se utilizan como fuente de energía de respaldo o sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS). Un generador de respaldo entra en operación en caso de un corte eléctrico, funcionando como un sistema auxiliar automático. De manera similar, un UPS es un dispositivo eléctrico que suministra energía de emergencia a la carga.

- **Recuperación de recursos:** La extracción selectiva de materiales desechados para un uso específico con el fin de obtener el máximo beneficio de los productos se denomina recuperación de recursos. En esta aplicación, las MT queman gases residuales que normalmente serían venteados o liberados directamente a la atmósfera.

- **Transporte:** Su uso ha aumentado en vehículos eléctricos híbridos (HEV), debido a su alta eficiencia y bajas emisiones contaminantes. La aplicación de las MT en transporte incluye autobuses de tránsito y camiones pesados de carácter híbrido. Las MT con bajas emisiones y alto rendimiento son una opción adecuada para aplicaciones de transporte.

- **Carga Base:** Se utilizan como generación de carga base para aumentar la calidad y la confiabilidad del suministro eléctrico. Las fuentes de carga base pueden generar de forma continua la energía necesaria para satisfacer la demanda mínima (cantidad mínima de potencia eléctrica entregada o requerida durante un período a una tasa constante). En general, la operación continua de las MT a capacidad nominal permite alcanzar altas eficiencias.

- **Sistemas hibridos:** Se ha desarrollado investigación centrada en la combinación de dos o más generadores distribuidos (DG), conocidos como sistemas híbridos. Para mejorar la confiabilidad de las energías renovables, una MT es una opción adecuada, y la combinación de una celda de combustible con una MT es un sistema híbrido popular y deseado, alcanzando eficiencias globales de hasta un 50%. Las ventajas de los sistemas híbridos incluyen la reducción de la inversión, menores emisiones contaminantes, mayor confiabilidad, menor consumo de combustible y mayor eficiencia.

- **Generación en zonas remotas:** En lugares donde la construcción de redes eléctricas no es posible o no resulta económicamente viable, las MT permiten generar energía de forma local. Normalmente, el costo de construir red eléctrica supera al de instalar una MT. La flexibilidad de combustible de las MT es un factor determinante para su uso en aplicaciones remotas, ya que reduce significativamente los costos de inversión.

## 2.3 Reconversión tecnológica y operación con mezclas de combustibles

La reconversión tecnológica de los equipos generadores de energía permiten mejorar su rendimiento, eficiencia y flexibilidad para poder adaptarse a los nuevos requerimientos normativos o del mercado. En el contexto de las turbinas a gas o plantas termoeléctricas, existen las siguientes actualizaciones.

- **Sustitución de componentes críticos:** Reemplazo de elementos internos clave como álabes, etapas del compresor, intercambiadores de calor, cámaras de combustión e inyectores.
- **Implementación de control avanzado:** Integración de sistemas de monitoreo y control digital que permiten optimizar el punto de operación en tiempo real.
- **Adopción de tecnologías ambientales:** Incorporación de sistemas para la reducción activa de emisiones contaminantes ($NO_X$ y CO).
- **Flexibilización de combustible:** Adaptación de los sistemas de inyección para el uso de nuevos combustibles y mezclas (como hidrógeno o biogás).

La mezcla de combustibles corresponde al proceso de combinar distintos componentes con el objetivo de obtener un producto final que cumpla con los requisitos de desempeño, costo e impacto ambiental. Este proceso permite formular combustibles adaptados a necesidades específicas, tales como el contenido energético, el comportamiento termodinámico durante la combustión (eficiencia, estabilidad y temperatura de llama) y los niveles de emisiones asociados a la formación de contaminantes como CO, $NO_X$ y material particulado.

La incorporación de la microturbina Capstone C65 establecerá una plataforma experimental estratégica para evaluar la viabilidad técnica y económica de la reconversión tecnológica del parque termoeléctrico existente. Ante el desafío de la descarbonización, este equipo operará como un banco de ensayos a escala piloto, permitiendo validar empíricamente el desempeño de ciclos termodinámicos bajo el uso de nuevos vectores energéticos, tales como mezclas de hidrógeno/gas natural o biocombustibles de segunda generación.

Los estudios derivados de esta instalación permitirán caracterizar la estabilidad de la combustión, los perfiles de emisiones ($NO_X$ y CO) y las variaciones en la eficiencia térmica ante cambios en la composición del combustible. Esta información experimental es un factor crítico para reducir la incertidumbre y los riesgos técnicos asociados a la migración de grandes centrales térmicas hacia tecnologías de generación más limpias y flexibles.

En la siguiente sección se analizan los combustibles relevantes (gas natural e hidrógeno) para la instalación de la microturbina y las propiedades que determinan su compatibilidad.

## 2.4 Gas Natural

El gas natural es un compuesto no tóxico, incoloro e inodoro, constituido por una mezcla de hidrocarburos gaseosos formados principalmente por metano ($CH_4$), en proporción superior al 70%, Su composición química, no obstante, varía según su procedencia, pudiendo incluir otras moléculas o elementos como el ácido sulfhídrico ($H_2S$), anhídrido carbónico ($CO_2$), nitrógeno ($N_2$) o helio (He).

El gas natural también se compone de otros hidrocarburos ligeros como el etano ($C_2H_6$), el propano ($C_3H_8$), el butano ($C_4H_{10}$) o el pentano($C_5H_{12}$). Habitualmente, se encuentra en una proporción del 85% de metano, mezclado con un 10% de etano, un 3% de propano, un 0.1% de butano y un 0.7% de nitrógeno.

El gas natural se ha consolidado como un combustible atractivo para la generación de electricidad, debido a su mayor eficiencia energética y a su menor impacto ambiental en comparación con otros combustibles fósiles. Cuando se utiliza para producir energía eléctrica, emite aproximadamente un 42% menos de $CO_2$ que el carbón y un 24% menos que el petróleo. Esta diferencia se explica, principalmente, por su menor contenido de carbono por unidad de energía, en contraste con el carbón y el petróleo. Además, el gas natural presenta un mayor contenido energético, lo que contribuye a un desempeño más eficiente en los procesos de conversión. La comparación entre estos tres combustibles se muestra en la Figura 17.

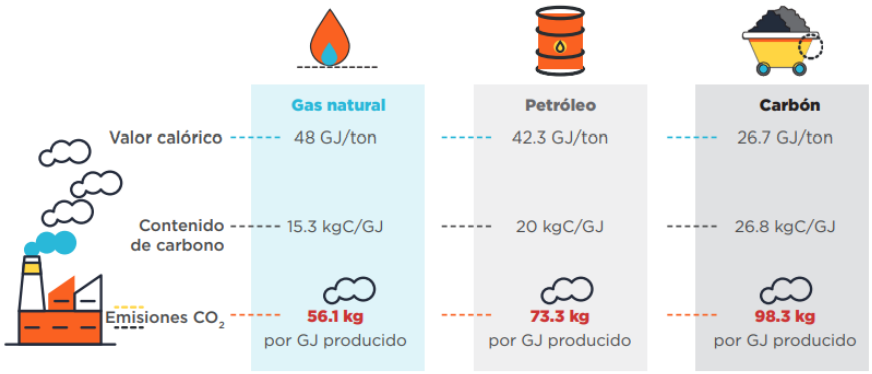



Figura 17: Emisiones del gas natural en comparación con otros combustibles [34].

El papel fundamental del gas natural está dirigido principalmente a sustituir al carbón tanto en el uso industrial, como en la generación eléctrica, cuando no sea factible que sea reemplazado por fuentes renovables en el mediano plazo. Cada país y región modificará esta participación ponderando los riesgos ambientales, sociales y económicos de las estrategias disponibles. Algunos factores cruciales para cambiar la participación es la línea base de la matriz energética, las condiciones del sistema de transmisión y de otras infraestructuras claves, la capacidad institucional y regulatoria, las proyecciones económicas y tecnológicas, entre otras.

## 2.5 Hidrógeno

En el actual escenario de transición energética, el hidrógeno ($H_2$) se posiciona como un vector estratégico para la descarbonización de los sectores industrial y de transporte. Este gas incoloro, inodoro y de alta inflamabilidad se caracteriza porque su combustión ideal genera únicamente vapor de agua como producto, eliminando las emisiones directas de $CO_2$. Estas cualidades lo convierten en una alternativa clave para sustituir a los combustibles fósiles en sistemas de potencia y almacenamiento energético, impulsando el desarrollo de tecnologías más sostenibles. En la figura 18 se señalan las principales aplicaciones del hidrógeno.

Desde una perspectiva termodinámica, el hidrógeno destaca por su elevada densidad energética por unidad de masa. Posee una energía específica de aproximadamente 120 MJ/kg, un valor significativamente superior al de los combustibles convencionales, como el gas natural (50 MJ/kg) o los derivados del petróleo (44.6 MJ/kg) [35]. Sin embargo, esta ventaja másica se contrapone a su extremadamente baja densidad volumétrica en condiciones ambientales, lo que impone desafíos técnicos considerables para su logística. Debido a esto, su almacenamiento y transporte eficiente requieren procesos complejos de compresión a altas presiones o licuefacción criogénica.

Aunque su uso elimina la huella de carbono, la implementación del hidrógeno en turbinas y motores conlleva retos operativos relacionados con la formación de contaminantes secundarios. Debido a su alta temperatura adiabática de llama, la combustión del hidrógeno puede favorecer la generación de óxidos de nitrógeno ($NO_X$) por la vía térmica si no se controlan adecuadamente las condiciones de reacción. A pesar de estas restricciones operativas y logísticas, sus propiedades energéticas superiores mantienen su relevancia como pilar fundamental para la futura matriz energética de Chile y el mundo.

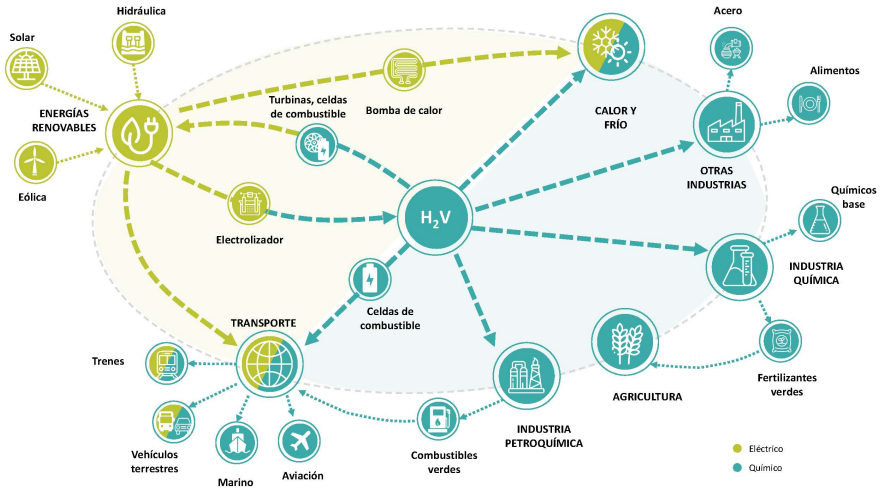



Figura 18: Aplicaciones y usos del hidrógeno [36].

## 2.6 Propiedades relevantes de los combustibles

Para poder evaluar el uso y mezcla de nuevos combustibles, se debe tener en consideración las propiedades mas relevantes de los combustibles gaseosos. Algunos de estos son:

### 2.6.1 Poder Calorífico

El Poder Calorífico de un combustible se define como la cantidad de energía térmica liberada durante la combustión completa de una unidad de masa (o volumen) de combustible, considerando tanto los reactivos como los productos a una misma temperatura de referencia [17].

La presencia de hidrógeno en la composición de gran parte de los combustibles conlleva la formación de agua durante el proceso de combustión. Debido a esto, la definición del poder calorífico se divide en función del estado de agregación del agua en los productos de combustión. El poder calorífico inferior (LHV) se define para el caso en que el agua presente en los productos de combustión permanece en fase vapor. Por otro lado, el poder calorífico superior (HHV) considera la situación en que el agua se condensa completamente, de manera que se recupera el calor de vaporización asociado al cambio de fase.

### 2.6.2 Relación Aire/Combustible

La relación aire combustible se utiliza en procesos de combustión para cuantificar la proporción de combustible y aire consumido, pudiendo expresarse en base de masa y en base molar.

### 2.6.3 Relación de equivalencia

La relación de equivalencia es un numero adimensional que indica la concentración relativa de una mezcla de aire combustible respecto a la estequiométrica.

$$\phi = \frac{(F/A)_{real}}{(F/A)_{esteq}} = \frac{(A/F)_{esteq}}{(A/F)_{real}} \tag{3}$$

### 2.6.4 Limites de inflamabilidad

Los límites de inflamabilidad en combustibles marcan el rango de concentraciones de un combustible en aire (u otro comburente) dentro del cual la mezcla puede encenderse y sostener una combustión en presencia de una fuente de ignición.

- **Límite inferior de inflamabilidad (LII):** Es la concentración mínima de combustible en aire necesaria para que la mezcla pueda inflamarse. Si la concentración es menor, hay exceso de aire y no se forma llama.
- **Límite superior de inflamabilidad (LSI):** Es la concentración máxima de combustible en aire que aún permite combustión. Si se supera, hay demasiado combustible y no hay suficiente oxígeno para sostener la reacción.

### 2.6.5 Indice de Wobbe

El índice de Wobbe (IW) se basa en la descripción física de flujo de gas a través de un orificio de área constante que funciona como inyector o puerto de entrada de energía a un quemador.

El flujo de gas en terminos de energía ($Q_{comb}$) es equivalente al producto entre el HHV y el caudal volumetrico ($Q_v$).

$$Q_{comb} = HHV \times Q_v \tag{4}$$

A presión constante el caudal volumétrico es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de su densidad relativa ($G_r$), siendo la densidad relativa el cociente entre la densidad del gas y la densidad del aire a las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$Q_v \propto \frac{1}{\sqrt{G_r}} \tag{5}$$

De la combinación de estas expresiones surge un indicador que normaliza el aporte energético en función de la gravedad específica del gas. Este cociente permite establecer un criterio de intercambiabilidad, ya que dos gases con el mismo IW entregarán la misma potencia térmica a través de un orificio dado a la misma presión.

$$IW = \frac{HHV}{\sqrt{G_r}} \tag{6}$$

Este índice es ampliamente utilizado en para determinar la intercambiabilidad de los combustibles en máquinas térmicas, así, los combustibles que tengan un mismo IW van a suministrar la misma potencia térmica sin modificar el sistema de inyección de combustible.

### 2.6.6 Propiedades de los gases

A continuación, en la tabla 4 se presentan las principales propiedades de los combustibles de interés.

Tabla 4: Comparación de propiedades de combustibles [17].

| **Propiedad** | **Gas Natural** | **Hidrógeno** | **Metano** |
|---|---|---|---|
| Fórmula Química | $C_nH_{3.8n}N_{0.1n}$ | $H_2$ | $CH_4$ |
| Masa Molar [kg/kmol] | 18 | 2.016 | 16.043 |
| Entalpía de vaporización[1] [kJ/kg] | - | - | 509 |
| Calor específico, $c_p$[2] [kJ/kg K] | 2 | 14.4 | 2.20 |
| Poder calorífico superior (HHV)[3] [kJ/kg] | 50000 | 141800 | 55530 |
| Poder calorífico inferior (LHV)[3] [kJ/kg] | 45000 | 120000 | 50050 |
| Índice de Wobbe [MJ/m$^3$] | 46.5 | 50.6 | 46.5 |

1. A 1 atm y a temperatura normal de ebullición para combustibles gaseosos.
2. A 1 atm y 20°C.
3. A 25°C.

# 3 Descripción del equipo

El equipo principal de este proyecto corresponde a una microturbina Capstone C65 (ver figura 19), seleccionada como plataforma experimental en el marco del proyecto FONDEQUIP EQM230146. Este equipo, opera según el ciclo Brayton regenerativo, alimentada por gas natural a alta presión. Permite la generación de 65 kW eléctricos en configuración conectada a la red eléctrica, y constituye una herramienta ideal para la investigación aplicada en combustibles verdes y sistemas de generación distribuida.




Figura 19: Microturbina C65 HPNG GC.

La Tabla 5 reúne los principales antecedentes de identificación asociados a la microturbina adquirida, los cuales permiten vincular el equipo tanto con el proceso de compra como con su fabricación en origen.

Tabla 5: Especificaciones de MT.

| | |
|---|---|
| **Proveedor** | ISPG |
| **Modelo** | 65R-HG4-BU00 |
| **N° de serie** | 11274 |
| **Orden de venta** | 61084 |
| **Orden de producción** | 824110 |
| **Motor** | 520193-201 |

## 3.1 Descripción técnica de la microturbina

En la tabla 6 y 7 se presentan las principales especificaciones técnicas de la microturbina Capstone C65. Estos datos fueron obtenidos a plena carga y a condiciones ISO, es decir, pruebas realizadas a nivel del mar, a una temperatura aproximada de 15°C y con una presión atmosférica de 101.3 KPa. El equipo cuenta con una potencia eléctrica de salida máxima de 65 kW, y un consumo de 232 kW térmicos, es decir, el consumo energético procedente de los combustibles necesario para poder generar la potencia eléctrica de 65kW con una eficiencia cercana al 28%.

Tabla 6: Especificaciones generales microturbina C65 [37].

| **Parámetro** | **Descripción** |
|---|---|
| **Elementos de desempeño** | |
| Potencia Neta de Salida | 65 kW |
| Eficiencia Neta | 28% |
| Tasa Neta de Calor (LHV) | 12.900 kJ/kWh (12.200 Btu/kWh) |
| **Desempeño eléctrico** | |
| Voltaje de Operación | 400/480 VAC |
| Frecuencia de Operación | 50/60 Hz |
| Conexión de Voltaje de salida | Trifásico - 4 Cables Wye L1, L2, L3, Neutro con puesta a tierra |
| Corriente Máxima de Salida | 100 A RMS |
| Distorsión Armónica Total (THD) | Cumple con IEEE 519, 5% para corriente |
| **Especificaciones de salidas de escape** | |
| Temperatura de gases de Escape | 329 °C |
| Flujo Másico de Escape | 0.49 kg/s |
| Contrapresión Máxima Admisible | 8 in WC (Columna de Agua) |

Tabla 7: Especificaciones generales microturbina C65 Pt.2 [37].

| Parámetro | Valor |
|---|---|
| **Requisito de flujo de aire** | |
| Flujo de aire de entrada para motor | 26300 slpm (Litros por Minuto Estándar) |
| Flujo de aire para componentes electrónicos | 14200 slpm |
| **Ambiente** | |
| Rango de Temperatura<br>Operación<br>Almacenamiento | <br>-20 a 50 °C<br>-40 a 65 °C |
| Humedad relativa media anual | 5 a 80% sin condensación |
| Clasificación del gabinete | NEMA 3R / IP24 |
| Altitud | <3050 m |
| Emisión acústica | 70 dBA |
| Clasificación sísmica | Zona 4 |
| **Dimensiones** | |
| Altura | 2.08 m |
| Ancho | 0.76 m |
| Profundidad | 1.95 m |
| Peso | 758 kg |

### 3.1.1 Tipo de combustible y rango de operación

La microturbina Capstone C65 HPNG GC se encuentra diseñada para operar con gas natural a alta presión, dicho combustible al ser un compuesto de diferentes hidrocarburos y elementos, se encuentra limitado a trabajar en un rango de indice de Wobbe.

Tabla 8: Ajustes del valor mínimo/máximo del índice de Wobbe para una microturbina C65 [32].

| **Tipo de combustible** | **Designación** | **Índice de Wobbe mínimo ($MJ/m^3$)** | **Índice de Wobbe máximo ($MJ/m^3$)** |
|---|---|---|---|
| 1 | Gas tipo A | 12.96 | 26.30 |
| 2 | Gas tipo B | 20.56 | 38.04 |
| 3 | Gas natural | 32.67 | 53.65 |
| 4 | Gas de alto BTU | 49.51 | 64.86 |
| 5 | Propano | 75.44 | 76.23 |
| 6 | GLP-A | 75.44 | 81.96 |
| 7 | GLP-B | 79.99 | 90.27 |

Como se puede apreciar en la tabla 8, el modelo de microturbina seleccionado puede operar en rangos de indice de Wobbe entre 32.67 $MJ/m^3$ y 53.65 $MJ/m^3$, por lo que el uso de mezclas de metano e hidrógeno es factible técnicamente, sin realizar cambios en los sistemas

de inyección de la microturbina, además el propio fabricante asegura que se puede operar el equipo utilizando mezclas de 70% gas natural y 30% hidrógeno volumétricos de manera segura [32].

### 3.1.2 Principales componentes y configuración

El sistema de motor y combustión en la configuración de gas natural a alta presión cuenta con 15 elementos principales [32]. A continuación, en la tabla 9 se adjunta la lista de los componentes y en la figura 20 se muestra su respectiva ubicación.

Tabla 9: Principales componentes de MT Capstone C65 HPNG [32].

| **Identificador** | **Componente** |
|---|---|
| 1 | Válvula de ingreso para combustible |
| 2 | Placa de control de combustible |
| 3 | Colector de combustible gaseoso |
| 4 | Sensor de temperatura (TET) para salida de turbina |
| 5 | Termistor de temperatura de entrada al compresor |
| 6 | Motor |
| 7 | Líneas de combustible |
| 8 | Inyectores |
| 9 | Salida de escape del motor |
| 10 | Sistema de encendido |
| 11 | Conexiones del generador |
| 12 | Válvula de descarga |
| 13 | Unidad de encendido |
| 14 | Válvula dosificadora |
| 15 | Válvula de cierre combustible superior |

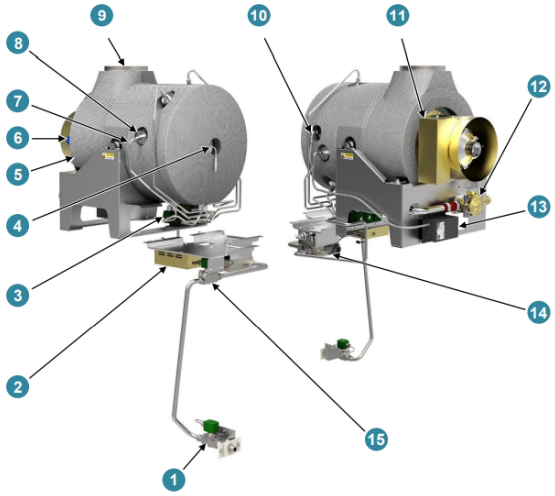



Figura 20: Componentes Microturbina Casptone C65 [32].

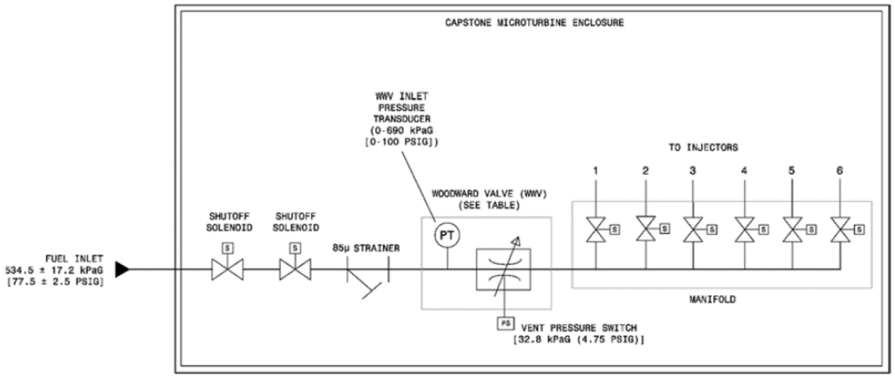



Figura 21: Esquema de conexiones internas de gas en microturbina [38].

Un componente crítico del sistema interno es la Válvula Dosificadora de Combustible (Woodward), señalada en las figuras 21 y 22, cuya función principal es la regulación precisa del flujo másico hacia los seis inyectores de la microturbina. La operación de este actuador es gestionada por el sistema de control electrónico mediante un lazo de retroalimentación basado en la Temperatura de Salida de la Turbina (TET). De esta forma, la válvula modula el ingreso de combustible para mantener la temperatura de entrada al recuperador en un punto de operación óptimo (cercano a los 635°C), lo que permite ajustar la velocidad del rotor según la demanda de carga eléctrica, maximizando la eficiencia del ciclo y protegiendo los límites térmicos de los materiales.

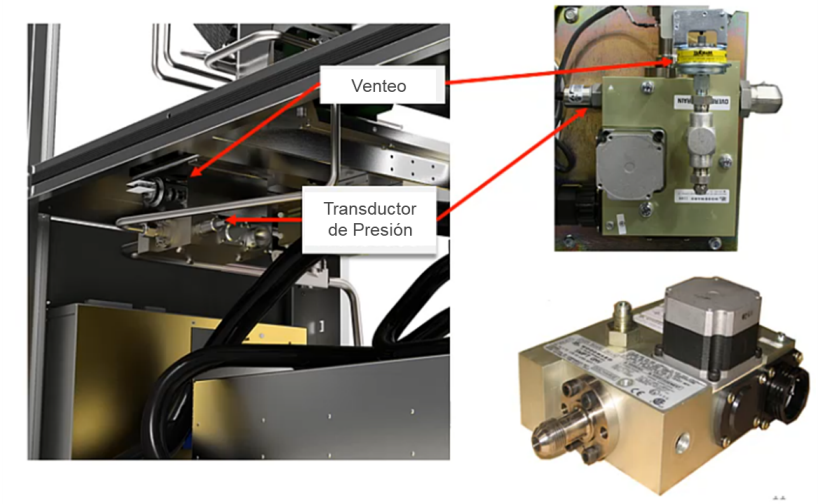



Figura 22: Válvula Woodward [22].

# 4 Normativa y regulación en Chile

Para poder crear diseños de instalación es necesario conocer cuales son las normativas y regulaciones por las que se debe regir la instalación. En este caso el proyecto FONDEQUIP EQM230146 considera la instalación de un equipo que utilizará diferentes tipos de combustibles y que además producirá energía eléctrica para distribución a la red, por lo que se debe hacer una identificación de los dos tipos de sistemas involucrados. Es por esta razón, que se debe estudiar la normativa relacionada a los sistemas de combustible y a las conexiones eléctricas del equipo.

## 4.1 Normativa para sistemas de piping y alimentación de combustibles

- **Decreto Supremo N° 66:** "*Este reglamento establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones interiores de gas, sean individuales o colectivas, abastecidas a través de una red -gas de red- o de envases a presión -cilindros- como asimismo sus medidores de gas, que sean parte integrante de edificios colectivos o casas, de uso residencial, comercial, industrial y público.*" [39]

- **Decreto Supremo N° 43:** "*El presente reglamento establece las condiciones de seguridad de las instalaciones de almacenamiento de sustancias peligrosas. Estas disposiciones regirán preferentemente sobre lo establecido en materias de almacenamiento en el decreto Nº 157 de 2005, del Ministerio de Salud, Reglamento de Pesticidas de Uso Sanitario y Doméstico y de lo establecido en el artículo 42 del decreto Nº 594 de 1999, del Ministerio de Salud, Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo.*"[40]

- **Decreto Supremo N°13:** "*El presente reglamento establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones de hidrógeno en estado de ser utilizado como recurso energético, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación, inspección y término definitivo de operaciones, y en las cuales se realizarán las actividades de producción, acondicionamiento, almacenamiento, transferencia y consumo de hidrógeno. Se establecen, además, las obligaciones y responsabilidades de las personas naturales y jurídicas que intervienen en dichas actividades, con el objetivo de desarrollarlas en forma segura y controlando el riesgo, de manera tal, que no constituyan peligro para las personas o las cosas.*" [41]

- **NFPA 2:** "*Este código proporciona salvaguardias fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, conducción, uso y manipulación del hidrógeno en forma de gas comprimido (GH2) o de líquido criogénico (LH2).*"[42]

- **NCh. 2190:** "*Esta norma establece los requisitos de los distintivos de seguridad con que se deben identificar los riesgos que presentan las sustancias peligrosas; incluyendo requisitos sobre las características de las marcas, etiquetas y rótulos, uso de ellos, excepciones en el uso y lugares en que se deben colocar.*" [43]

- **NCh. 1377:** "*Esta norma establece un sistema de marcas para identificar el gas comprimido para uso industrial, contenido en cilindros; establece también las marcas*

*para identificar las clases de riesgos y la forma en que deben presentarse las principales precauciones de seguridad."* [44]

- **NCh. 1411:** "*Esta norma se aplica para instalaciones en donde se fabrican, almacenan o usan materiales que presentan riesgos. No se aplica al transporte de productos peligrosos."* [45]

## 4.2 Normativa para sistemas eléctricos

La ejecución del proyecto de instalación eléctrica asociado a la microturbina, así como su interconexión a la red, se regirá por la normativa vigente en Chile, fiscalizada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

- **Decreto Supremo Nº8:** "*El presente reglamento establece las exigencias mínimas que deben ser consideradas en el diseño, construcción, puesta en servicio, operación, reparación y mantenimiento de toda instalación de consumo de energía eléctrica hasta el punto de conexión del cliente final con la red de distribución, para que su funcionamiento sea en condiciones seguras para las personas y las cosas."* [46]

# 5 Emplazamiento

La instalación del proyecto FONDEQUIP se llevará a cabo en el Laboratorio de Energías Renovables (LER), ubicado en las dependencias de la Universidad Técnica Federico Santa María, Sede Viña del Mar. Este laboratorio cuenta con una nave industrial de 225 $m^2$ (Resaltada en la figura 23 ) acondicionada para la investigación aplicada, la cual cuenta en su exterior con diversas plataformas de generación eléctrica renovable. Además, se cuenta con sistemas para el estudio de la combustión de combustibles verdes, dentro de los cuales se considera Amoniaco ($NH_3$) e Hidrogeno ($H_2$). Dicha infraestructura lo vuelve un lugar ideal para el emplazamiento de la microturbina.




Figura 23: Ubicación de Laboratorio de Energías Renovables.

La ubicación designada para la instalación de la microturbina es dentro de la nave, debido a protección que la infraestructura ofrece al equipo frente a condiciones ambientales desfavorables.

## 5.1 Configuraciones de instalación

Se desarrollaron dos configuraciones de instalación mostradas en las figuras 24 y 25, las que cambian la orientación de la MT en el galpón considerando los espacios que deben estar liberados para operaciones de mantenimiento y representadas por lineas amarillas.

Se escogió la configuración N° 2 debido a la cercanía con una conexión para los gases de escape, adaptabilidad para la conexión eléctrica y una mayor cercanía hacia los gabinetes de gases.

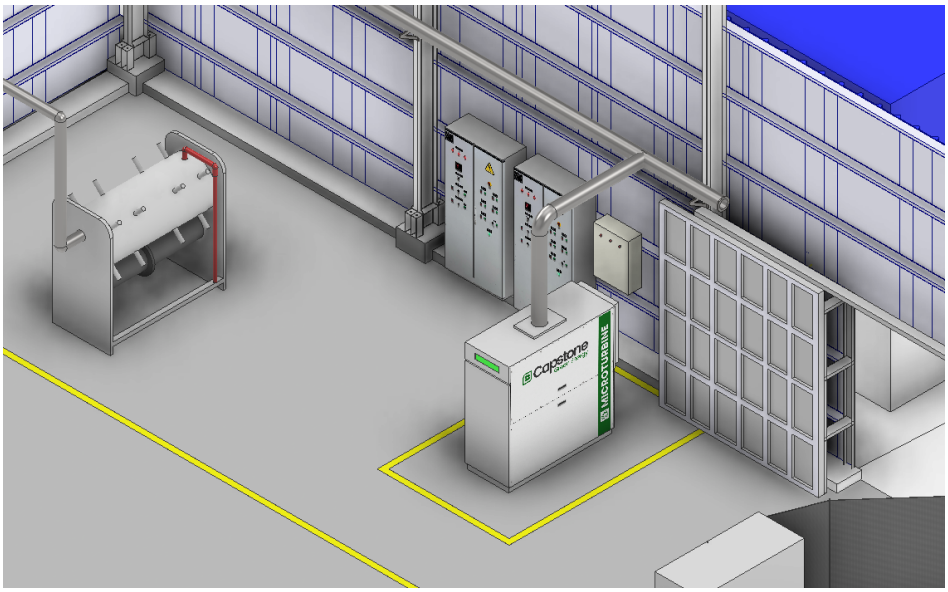



Figura 24: Configuración de instalación de la MT N°1.

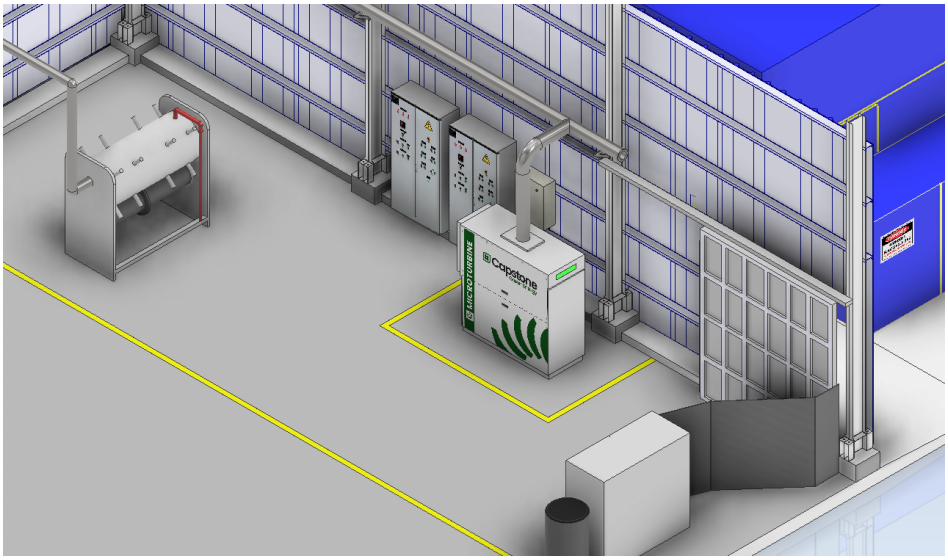



Figura 25: Configuración de instalación de la MT N°2.

# 6 Instalación del Equipo

## 6.1 Llegada del equipo

Cuando el equipo arribó al laboratorio se debió realizar el desembalaje y la revisión de los componentes principales, asegurando y verificando la integridad de los componentes.



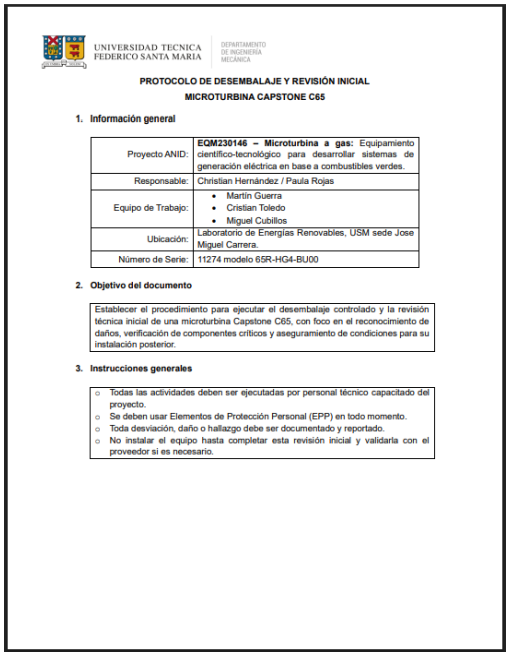
a) Embalaje de Microturbina.




b) Desembalaje de Microturbina.

Figura 26: Etapas de manipulación de la microturbina.

Para documentar el proceso de desembalaje de la microturbina, se desarrollo un documento técnico que registraba en formato de checklist todas las operaciones de desembalaje, esto con la finalidad de detectar posibles defectos en el equipo producto del traslado.



UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA | DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECANICA

**PROTOCOLO DE DESEMBALAJE Y REVISIÓN INICIAL**

**MICROTURBINA CAPSTONE C65**

**1. Información general**

| | |
|---|---|
| Proyecto ANID: | **EQM230146 – Microturbina a gas:** Equipamiento científico-tecnológico para desarrollar sistemas de generación eléctrica en base a combustibles verdes. |
| Responsable: | Christian Hernández / Paula Rojas |
| Equipo de Trabajo: | • Martín Guerra<br>• Cristian Toledo<br>• Miguel Cubillos |
| Ubicación: | Laboratorio de Energías Renovables, USM sede Jose Miguel Carrera. |
| Número de Serie: | 11274 modelo 65R-HG4-BU00 |

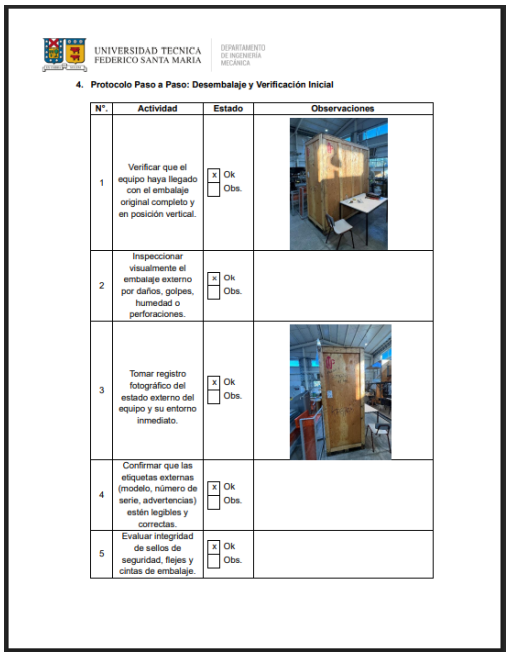
**2. Objetivo del documento**

Establecer el procedimiento para ejecutar el desembalaje controlado y la revisión técnica inicial de una microturbina Capstone C65, con foco en el reconocimiento de daños, verificación de componentes críticos y aseguramiento de condiciones para su instalación posterior.

**3. Instrucciones generales**

- Todas las actividades deben ser ejecutadas por personal técnico capacitado del proyecto.
- Se deben usar Elementos de Protección Personal (EPP) en todo momento.
- Toda desviación, daño o hallazgo debe ser documentado y reportado.
- No instalar el equipo hasta completar esta revisión inicial y validarla con el proveedor si es necesario.

a) Documento para desembalaje pt.1



UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA | DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECANICA

**4. Protocolo Paso a Paso: Desembalaje y Verificación Inicial**

| N°. | Actividad | Estado | Observaciones |
|---|---|---|---|
| 1 | Verificar que el equipo haya llegado con el embalaje original completo y en posición vertical. | [x] Ok [ ] Obs. | |
| 2 | Inspeccionar visualmente el embalaje externo por daños, golpes, humedad o perforaciones. | [x] Ok [ ] Obs. | |
| 3 | Tomar registro fotográfico del estado externo del equipo y su entorno inmediato. | [x] Ok [ ] Obs. | |
| 4 | Confirmar que las etiquetas externas (modelo, número de serie, advertencias) estén legibles y correctas. | [x] Ok [ ] Obs. | |
| 5 | Evaluar integridad de sellos de seguridad, flejes y cintas de embalaje. | [x] Ok [ ] Obs. | |

b) Documento para desembalaje pt.2

Figura 27: Documento técnico para desembalaje microturbina.

Finalmente se comprobó que la microturbina llegó al laboratorio en buenas condiciones y que contaba con todos los documentos y accesorios correspondientes al equipo.

## 6.2 Adecuación y preparación de espacios

Antes de comenzar con el montaje de la microturbina, fue necesario realizar una etapa de preparación del sitio. En un inicio, el área designada estaba ocupada por diversos objetos y equipos en desuso que actuaban como obstáculos físicos para la instalación.

Debido a esto, se procedió a despejar completamente la zona. Esta limpieza fue necesaria para que las maniobras de izaje pudieran posicionar la microturbina en su lugar definitivo sin riesgo de choques o accidentes. Además, se debía liberar el área para cumplir con los espacios mínimos de separación que exige el manual del equipo. Esto asegura que, una vez instalada, los técnicos tengan acceso seguro para realizar mantenimiento y que el flujo de aire de ventilación no se vea interrumpido.



a) Situación previa a preparación de espacios.




b) Situación posterior a preparación de espacios.

Figura 28: Proceso de adecuación y preparación de espacios.

## 6.3 Izaje y montaje del equipo

Para el montaje de la MT se requirió de levantarla usando los puntos de izaje que provee el equipo, dicho movimiento se realizó de manera controlada, ya que el equipo no puede someterse a movimientos bruscos y debe mantenerse vertical en todo momento.




Figura 29: Izaje de microturbina.

Para la ubicación final se consideraron los espacios libres que se deben tener para operaciones de mantenimiento, estas medidas son necesarias para poder retirar las tapas

laterales, frontales y traseras, para poder también retirar o reemplazar componentes en caso de ser necesario.

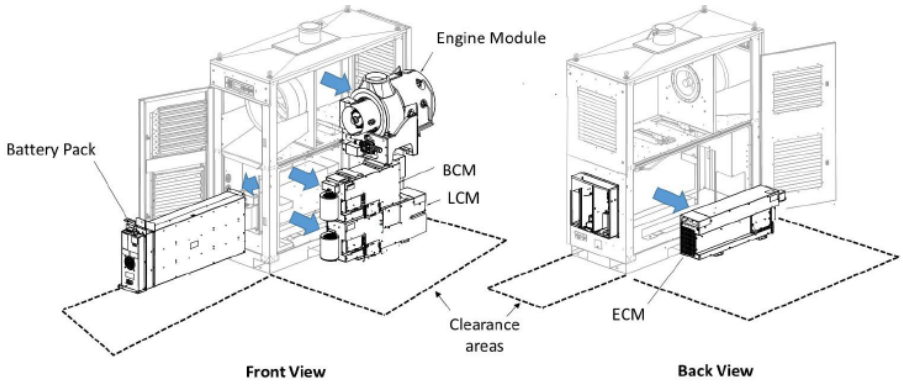



Figura 30: Espacios libres requeridos para posicionamiento de MT [38].

Tabla 10: Requisitos mínimos de espacio [37].

| **Espacio libre horizontal** | |
|---|---|
| Derecha e Izquierda | 0.76 m |
| Zona Frontal | 0.76 m |
| Zona Trasera | 0.91 m |

Finalmente, el equipo se ancló al suelo del edificio mediante 4 pernos de anclaje. El anclaje de la microturbina no requirió de elementos amortiguadores entre el piso y el equipo debido a que el propio fabricante indica que este factor no es necesario dadas las bajas vibraciones de la máquina [38].

## 6.4 Almacenamiento de combustibles

### 6.4.1 Modificación de gabinetes

Debido a que la instalación de los sistemas de almacenamiento y distribución del combustible se deben aprobar ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), fue necesario realizar modificaciones a las instalaciones existentes que almacenan sustancias peligrosas.




Figura 31: Gabinete previo a modificaciones.

El gabinete a modificar almacenaba metano, hidrógeno y amoniaco, en estado gaseoso. De estos gases, el amoniaco según el Decreto Supremo N°43 y la NFPA 2 es considerado incompatible debido a su naturaleza tóxica, por lo que fue necesario separarlo del gabinete en el cual se encontraba almacenado.

Debido a estas incompatibilidades, se debieron realizar cambios a los sistemas, considerando los siguientes puntos para cumplir con la normativa.

1. Separar los gases incompatibles de los compatibles [42].
2. Diseñar nuevo gabinete para almacenar amoniaco anhidro ($NH_3$) en base a características técnicas requeridas por la normativa (D.S. 43, NCh .2190, NCh. 1377 y NCh. 1411.)
3. Modificar el gabinete actual y adaptarlo para que cumpla con la normativa vigente (D.S 13, NFPA 2 y D.S. 66).

### 6.4.2 Gabinete de amoniaco

Dado que la normativa NFPA 2 correspondientes a instalaciones que almacenen hidrógeno exige que los gases de carácter tóxicos se almacenen en gabinetes distintos (Figura 60), es necesario fabricar un nuevo gabinete dedicado al almacenamiento exclusivo de amoniaco anhidro (NH3).

Dicha construcción del gabinete cumple con la normativa exigida en el Decreto Supremo N°43, con el detalle correspondiente en la tabla 27 encontrada en el Anexo 1. El gabinete tiene unas dimensiones de 1 x 1 x 1.85 m, y es utilizado para almacenar 3 cilindros amoniaco

Anhidro, correspondiente al máximo permitido por la norma [40].

Además este gabinete debe mantener las funciones anteriores que eran almacenar y distribuir el amoniaco hacia el Laboratorio de Combustión.

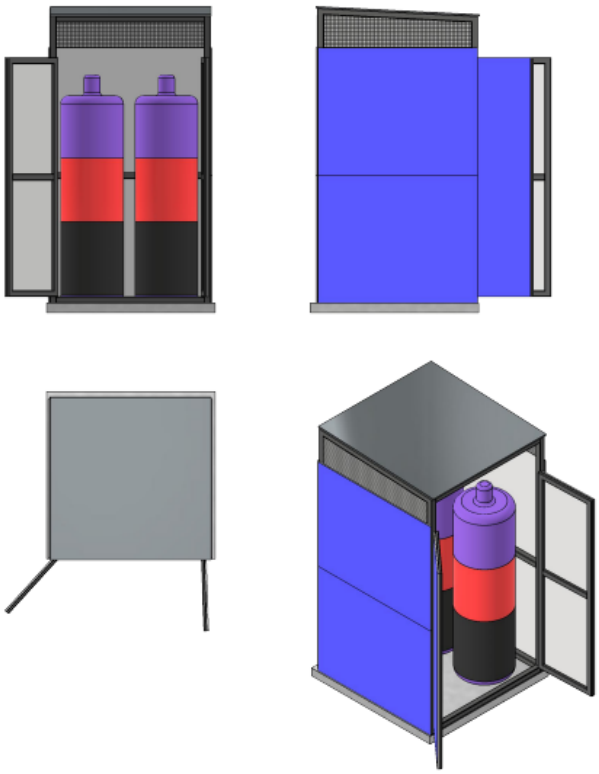


Figura 32: Diseño de gabinete de amoniaco.

Este proceso contempló las etapas de evaluación de normativa, diseño de gabinete, cálculo del material a utilizar y finalmente la fabricación de la estructura.



Figura 33: Gabinete de amoniaco fabricado.

### 6.4.3 Gabinete para metano - hidrógeno

El gabinete no cumplía con la normativa actual, principalmente con el Decreto Supremo N°13 dedicado a las instalaciones de hidrógeno, específicamente el articulo 43 nombrado en la tabla 27, dedicado a los materiales de construcción del gabinete, basados en la NFPA 2.
Las modificaciones que se le debieron realizar a la estructura fueron las siguientes.

1. Cambiar cubiertas por planchas de acero de 2.43 mm mínimos de espesor [42].

2. Añadir un sistema de extracción de aire [42].

Para el sistema de extracción de aire se optó por un extractor axial antiexplosivos debido a la naturaleza de los gases almacenados en el gabinete. En en la tabla 11 se muestran sus principales especificaciones técnicas.

Tabla 11: Especificaciones técnicas del extractor de gases.

| | | |
|---|---|---|
|  | **Marca** | Cherubim Lighting Co. |
| | **Tipo** | Ventilación mecánica antiexplosiva |
| | **Certificación** | Ex Rate: Ex d IIB T4 Gb / Ex d |
| | **Diámetro de hélice** | 300 mm |
| | **Velocidad de rotación** | 1450 rpm |
| | **Volumen de aire desplazado** | 2200 $m^3/h$ |

### 6.4.4 Pictogramas requeridos

Los gabinetes de almacenamiento de gases requieren de pictogramas que indiquen la almacenadas y los peligros asociados a cada una de ellas. A continuación en las tablas 13,12 y 14 se adjuntan los pictogramas que se deben ubicar en las caras externas de los gabinetes, basados en las normas establecidas.

Tabla 12: Identificación de riesgos para $H_2$ [43] [45] [44] [42].

| **Identificación de los riesgos para Hidrógeno ($H_2$)** | | | |
|---|---|---|---|
| **Rótulo** | **Norma NCh 2190** |  | |
| | **Norma NCh 1411/4**<br>**NFPA 74** |  | |
| | **NFPA 2** |  | |
| | **NCh 1377** |  | **Cilindro de color Rojo** |

Tabla 13: Identificación de riesgos para $NH_3$ [43] [45] [44].

| **Identificación de los riesgos para Amoniaco Anhidro ($NH_3$)** | | | |
|---|---|---|---|
| **Rótulo** | **Norma NCh 2190** |  |  |
| | **Norma NCh 1411/4**<br>**NFPA 74** |  | |
| | **NCh 1377** |  | **Colores del cilindro:**<br>Violeta<br>Rojo<br>Negro |

Tabla 14: Identificación de riesgos para $CH_4$ [43] [45] [44].

| **Identificación de los riesgos para Metano ($CH_4$)** | | | |
|---|---|---|---|
| **Rótulo** | **Norma NCh 2190** |  | |
| | **Norma NCh 1411/4**<br>**NFPA 74** |  | |
| | **NCh 1377** |  | **Cilindro de color rojo y base negra** |

Finalmente, se instalaron los pictogramas y se dio por completada la modificación de los gabinetes de almacenamiento de las sustancias peligrosas ubicada en el Laboratorio de Energías Renovables.




Figura 34: Gabinetes actualizados según normativa.

## 6.5 Diseño e instalación de líneas de combustible

A continuación se presentan los cálculos, diseño y los procedimientos de instalación asociados a las líneas de alimentación de combustible para la microturbina Capstone C65. El desarrollo de este sistema se ha regido bajo el cumplimiento de la normativa nacional vigente D.S. N°66 y D.S. N°13, así como los estándares de seguridad y requerimientos de flujo y presión nombrados en el manual de instalación del fabricante.

### 6.5.1 Descripción del sistema y diagrama P&ID

Para poder representar la instalación, se diseñó un diagrama P&ID que muestra las conexiones adicionales que se diseñaron para poder conectar las líneas de combustible existentes hacia la microturbina, considerando el equipamiento y accesorios necesarios para poder operar el equipo de manera segura y controlada.

La particularidad de esta instalación es que el consumo de combustible será de metano e hidrógeno. El metano será suministrado por cilindros a alta presión de 10 $m^3$ de almacenamiento a condiciones ISO. Por otro lado el suministro de hidrógeno provendrá de dos fuentes de alimentación; de cilindros de hidrógeno a alta presión comerciales y de almacenamiento de hidrógeno producido por un electrolizador ubicado en el Laboratorio de Energías Renovables.

Un punto a considerar, es que la instalación se diseñó para poder operar el equipo utilizando mezclas metano e hidrógeno, pero estas no se encontraran habilitadas hasta instalar controladores de flujo másico previos a la unión de ambas líneas, por lo que para la puesta en marcha la microturbina operó únicamente utilizando metano. El diseño del diagrama P&ID se complementó con el diseño realizado por la empresa Quempin en base a las lineas de hidrógeno y se unió con la información y dispositivos existentes del laboratorio de combustión de amoniaco, además de considerar la instalación de la microturbina, la conexión con la producción de hidrógeno y los gabinetes de gases.

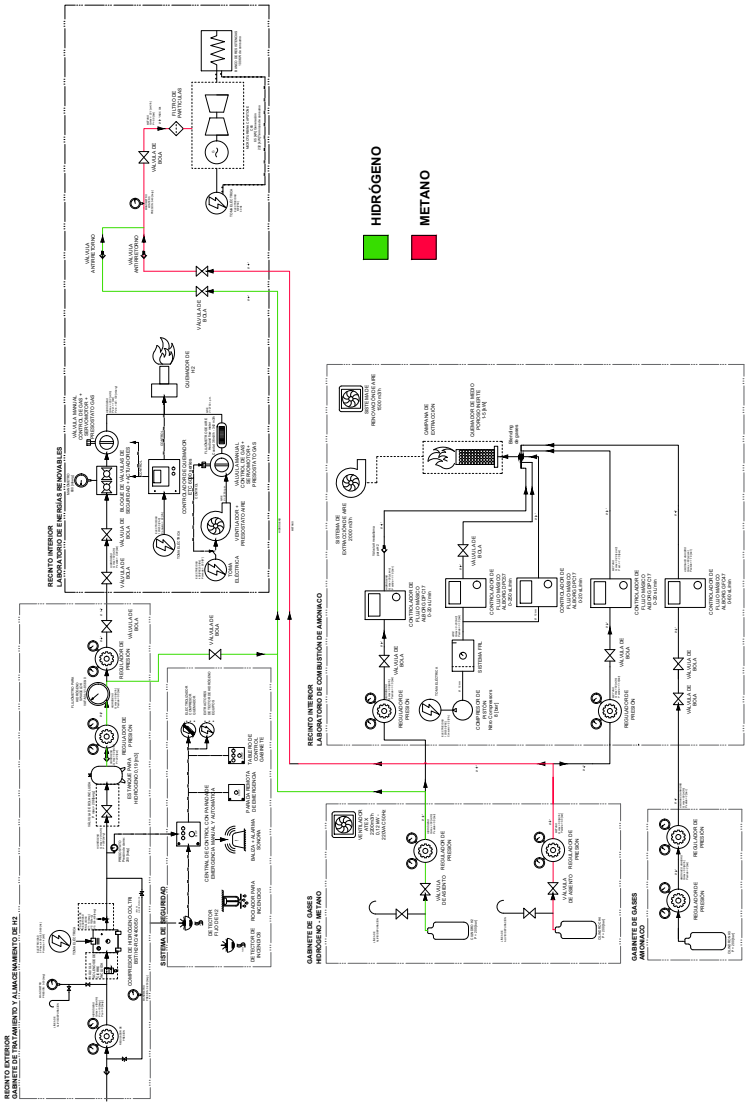



Figura 35: Diagrama P&ID de instalación.

### 6.5.2 Especificaciones de las líneas de combustible

Para la selección del tipo de tuberías se estudio la normativa y se decidió que la línea de metano previa al blending con hidrógeno se instalaría de cobre tipo K debido a los costos asociados. En este caso este material cumple con lo descrito en el Decreto Supremo N° 66, ya que se indica en las sección **45.2. Tuberías Metálicas, Uniones y Accesorios.** que para presiones manométricas superiores a 140 KPa la tubería debe ser de Cobre tipo K o a Acero Schedule 40.

Por otro lado las conexiones de hidrógeno deben ser idealmente de acero inoxidable según la NFPA 2, con el objetivo de mitigar el fenómeno de fragilización. Esto garantiza que la tubería mantenga su ductilidad y resistencia mecánica ante la presencia de hidrógeno, evitando el riesgo de fracturas frágiles repentinas y asegurando la integridad de la instalación para futuras investigaciones con mezclas de $H_2$.

En el punto de convergencia de las líneas de suministro de metano ($CH_4$) e hidrógeno ($H_2$), se implementó un arreglo de válvulas para asegurar la mezcla controlada de los gases. En cada línea, inmediatamente aguas arriba de la unión, se instalaron válvulas antirretorno (tipo check) en serie con válvulas de bola. Esta configuración tiene por objetivo garantizar la unidireccionalidad del flujo hacia la turbina, impidiendo mecánicamente el contraflujo o la contaminación cruzada entre las líneas de suministro ante eventuales diferenciales de presión.

Tabla 15: Especificaciones de las tuberías.

| Tipo de combustible | Diámetro nominal | Material |
|---|---|---|
| Metano | 3/4 in | Cobre tipo K |
| Hidrógeno | 1/4 in | Acero Inox. 316 L |
| Metano - Hidrógeno | 3/4 in | Acero Inox. 304 |

Los componentes que se deben considerar en el diseño final de la instalación hacia la microturbina, se rigen principalmente en base al manual de instalación del fabricante.

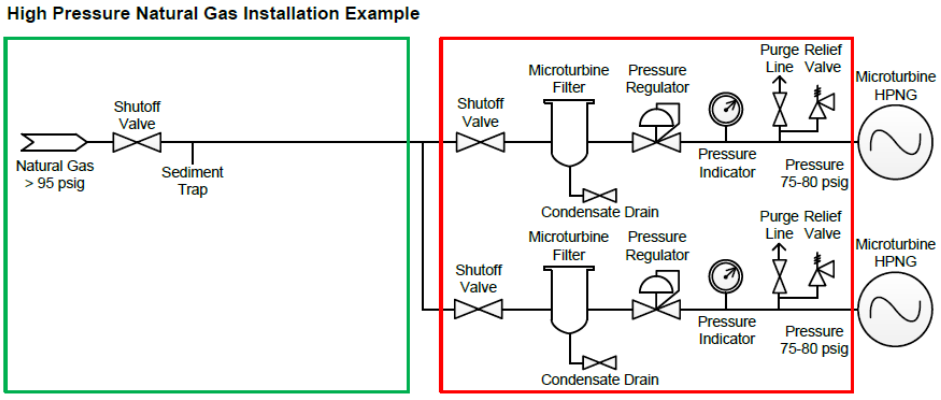



Figura 36: Componentes requeridos según fabricante [38].

Tabla 16: Componentes de tubería en la instalación.

| **línea de Combustible** | **Accesorio** | **Cantidad** |
|---|---|---|
| Metano | Línea de alivio/Depuración | 1 |
| | Válvula de bola | 2 |
| | Regulador de presión | 1 |
| | Válvula Check | 1 |
| Hidrógeno | Línea de alivio/Depuración | 2 |
| | Válvula Check | 2 |
| | Flujómetro | 1 |
| | Regulador de presión | 2 |
| Metano - Hidrógeno | Filtro de particulas | 1 |
| | Válvula de bola | 1 |
| | Manómetro | 1 |

### 6.5.3 Memoria de cálculo para tuberías

El diseño de la instalación fue desarrollado para que la microturbina sea alimentada principalmente por Metano ($CH_4$) e Hidrógeno a alta presión ($H_2$) con una proporción de mezcla de 70/30 volumétricos según lo permitido por el fabricante [37]. Las perdidas de presión del sistema fueron cálculados en base a las formulas entregadas en la sección 45.2.9 del Decreto Supremo N°66 [39].

Para instalaciones mayores a 10 kPa la normativa indica las siguientes formulas basadas en la Ecuación de Renouard, derivada de la ecuación de energía para flujo compresible isotérmico en tuberías.

$$Q = 0,12426 \cdot D^{2,623} \left\{ [(p_1)^2 - (p_2)^2] \cdot \frac{Y}{Cr \cdot L} \right\}^{0,541} \tag{7}$$

$$P = 0.0345 \cdot D^{2.623} \left\{ [(p_1)^2 - (p_2)^2] \cdot \frac{Y}{Cr \cdot L} \right\}^{0.541} \cdot PCS \tag{8}$$

$$V = 1.25 \cdot Q \cdot \frac{T}{p_2 \cdot D^2} \tag{9}$$

$$Cr = 0.00639 \cdot S \cdot T \cdot \left( \frac{Z}{S} \right)^{0.152} \tag{10}$$

En donde:

Tabla 17: Siglas, significados y unidades de calculo para perdidas en tuberias.

| Sigla | Significado | Unidades |
|---|---|---|
| Q | Caudal | $m^3S/h$ |
| P | Potencia | kW |
| V | Velocidad del flujo | m/s |
| PCS | Poder calorifico superior del gas | $MJ/m^3S$ |
| p1 | Presión absoluta inicial del tramo en calculo | bar |
| p2 | Presión absoluta final del tramo en calculo | bar |
| D | Diametro interior del tubo | mm |
| Y | Factor de superexpansibilidad | - |
| Cr | Factor de viscosidad, densidad y temperatura | - |
| S | Densidad relativa del gas | - |
| T | Temperatura absoluta del gas | K |
| Z | Viscosidad del gas | cP |
| L | Largo de tuberia | m |

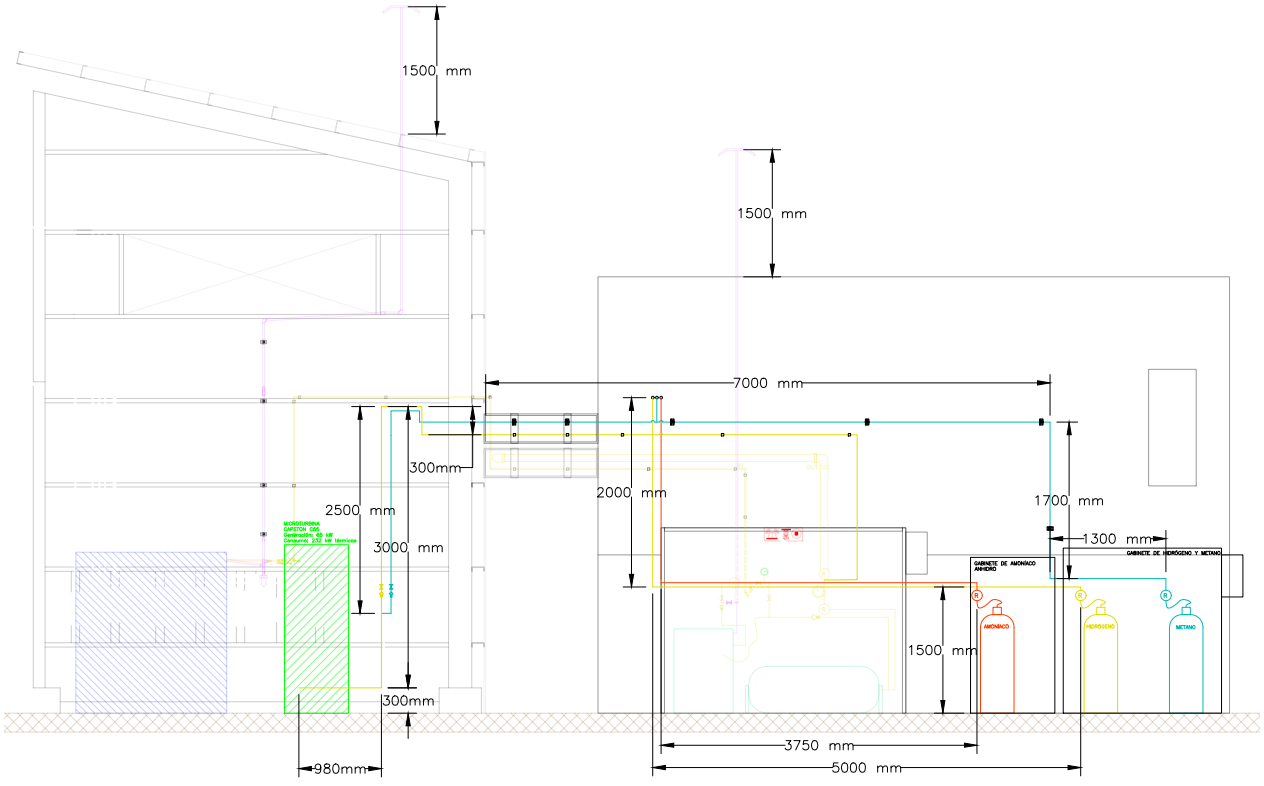



Figura 37: Longitudes de tubería.

**Piping Metano**

Para la línea de metano, se debió modificar la línea existente que recorre desde el gabinete de gases hasta el laboratorio de combustión de amoniaco. Esta modificación considera el cambio de las secciones transversales de las tuberías que recorren hasta la llegada hacia la microturbina, debido al consumo elevado de combustible a comparación de los quemadores de medios porosos inertes utilizados en el laboratorio. De referencia se considerarán los siguientes puntos.

- **Punto A:** Gabinete de gases.
- **Punto B:** Desvio hacia laboratorio de combustión.
- **Punto C:** Microturbina.

Tabla 18: Parámetros de las secciones de tubería metano.

| **Sección de tubería** | **Presión inicial** | **Potencia de línea** | **Caudal** | **Velocidad del fluido** | **Diámetro de tubería** | **Largo de tubería** | $\Delta P$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A–B | 5.5 bar | 232 kW | 22.1 $Nm^3/h$ | 19.72 m/s | 3/4” | 7.7 m | 253.28 Pa |
| B–C | 5.5 bar | 232 kW | 22.1 $Nm^3/h$ | 19.72 m/s | 3/4” | 6.9 m | 226.96 Pa |

Las perdidas de carga en la línea de metano son insignificantes respecto a la presión de trabajo de la línea, por lo que no se generarían inconvenientes sobre perdidas de carga mientras la microturbina se encuentre operativa.

**Piping Hidrógeno**

Para el sistema de alimentación de combustible hacia la microturbina, el hidrógeno provendrá de dos ubicaciones, de manera primaria el hidrógeno provendrá del almacenamiento de hidrógeno fabricado por un electrilizador, y la fuente secundaria de este gas provendrá del gabinete que almacena metano - hidrógeno.

Tabla 19: Parámetros de las secciones de tubería hidrógeno.

| **Sección de tubería** | **Presión inicial** | **Potencia de línea** | **Caudal** | **Velocidad del fluido** | **Diámetro de tubería** | **Largo de tubería** | $\Delta P$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A–B | 5.5 bar | 232 kW (total) | 6.62 $Nm^3/h$ | 18.54 m/s | 1/4” | 7 m | 9102.60 Pa |
| B–C | 5.5 bar | 232 kW (total) | 6.62 $Nm^3/h$ | 18.54 m/s | 1/4” | 5.2 m | 6749.63 Pa |

Como se puede notar, las perdidas de presión en las tuberías de hidrógeno son altas debido al diámetro menor de las tuberías, es por esto que para garantizar la estabilidad de la mezcla 70/30 frente a las diferencias hidráulicas del hidrógeno y el metano, se debe implementar un

sistema de control activo mediante Controladores de Flujo Másico (MFC).

Estos dispositivos requieren una presión de suministro estandarizada y estable aguas arriba (superior a la presión de trabajo de la turbina) para operar sus válvulas de control internas. Por tanto, se regula la presión en una etapa primaria, para luego pasar por los controladores de flujo másico, garantizando que la relación volumétrica se mantenga precisa independientemente de las pérdidas de carga en las tuberías.

### 6.5.4 Duración de combustible

Como la principal y única fuente de alimentación de combustible hacia la microturbina son cilindros de gas comprimido. Es necesario poder tener en conocimiento cuanto es la duración de un cilindro de combustible en condiciones de plena carga (65 kW eléctricos) de manera individual, ya que es una variable critica a tener en cuenta para realizar pruebas de laboratorio.

#### Metano

Dado que la microturbina requiere de una presión de alimentación de 5.5 bar en la entrada. Se debe asegurar que se mantenga estable y no disminuya, ya que de lo contrario, el flujo se detendrá o será insuficiente para mantener operando el equipo aunque todavía quede gas en las líneas de alimentación. Por esta razón se debe determinar a partir de un cilindro lleno, cuanto es el porcentaje utilizable.

Los cilindros comerciales que almacenan metano, son por lo general recipientes de 50 L a una presión de almacenado de 160 bar, equivalentes a 10 $m^3$ a condiciones ISO (1 atm, 15°C).

$$\eta_{uso} = \frac{P_{inicial} - P_{min}}{P_{inicial}} \tag{11}$$

$$\eta_{uso} = \frac{160 \text{ bar} - 5.5 \text{ bar}}{160 \text{ bar}} = \frac{154.5}{160} = 0.966 = 96.6\% \text{ Utilizable}$$

Para tal efecto, los metros cúbicos estándar de gas ($Sm^3$) requeridos se obtienen dividiendo el consumo máximo del equipo, expresado en (MJ/h) por el valor del poder calorífico en ($MJ/m^3$) del gas abastecido.

$$Q\left(\frac{Sm^3}{h}\right) = \frac{\text{Consumo (MJ/h)}}{\text{PCI (MJ/m}^3\text{)}} \tag{12}$$

$$\frac{835.71 \text{ MJ/h}}{37.67 \text{ MJ/m}^3} = 22.18 \frac{\text{Sm}^3}{\text{h}}$$

Finalmente, la duración se calcula con el volumen estándar de almacenamiento de los cilindros, divido por el consumo, considerando el porcentaje utilizable.

$$\text{t}_{\text{cil}} = \frac{10 \text{ Sm}^3}{22.18 \text{Sm}^3/\text{h}} \cdot 0.966 = 0.43 \text{ h} = 26.13 \text{ min}$$

**Hidrógeno**

En este caso como el hidrógeno será suministrado de dos fuentes, no de forma simultanea, será necesario calcular la duración del suministro de este gas considerando las dos fuentes de manera independiente.

El hidrógeno proveniente del electrolizador almacena aproximadamente 33.4 $m^3$ (3 Kg) a 200 bar de presión, mientras que el otro suministro viene de cilindros de 7 $m^3$ (0.6 Kg) a 160 bar.

$$\eta_{uso} = \frac{200 \text{ bar} - 5.5 \text{ bar}}{200 \text{ bar}} = \frac{194.5}{200} = 0.972 = 97.2\% \text{ Utilizable}$$

$$Q\left(\frac{Sm^3}{h}\right) = \frac{\text{Consumo (MJ/h)}}{\text{PCI (MJ/m}^3\text{) mezcla}} \tag{13}$$

$$\frac{835.71 \text{ MJ/h}}{37.67 \cdot 0.7 + 10.78 \cdot 0.3 \text{ MJ/m}^3} = 28.23 \frac{\text{Sm}^3}{\text{h}}$$

La duración de tiempo en uso de los cilindros se calculó a plena carga considerando el máximo consumo utilizando blending de los gases. En este caso $t_{cil}$ corresponde a la duración de cilindros de hidrógeno y $t_{cil.elec}$ a la duración del hidrógeno producido y almacenado en el propio laboratorio.

$$\mathbf{t_{cil}} = \frac{7\text{Sm}^3}{28.23 \cdot 0.3\text{Sm}^3/\text{h}} \cdot 0.966 = 0.80 \text{ h} = 47.90 \text{ min}$$

$$\mathbf{t_{cil.elec}} = \frac{33.4\text{Sm}^3}{28.23 \cdot 0.3\text{Sm}^3/\text{h}} \cdot 0.972 = 3.83 \ h = 230.00 \ min$$

Como se puede apreciar, la duración de la combustión en este caso dependerá del metano más que del hidrógeno, por lo que para la operación de la microturbina se debe considerar éste factor como crítico.

### 6.5.5 Instalación y pruebas de hermeticidad en líneas

La fase de montaje de las líneas de suministro de gas comprendió procesos de dimensionado, conformado y unión adaptados a la naturaleza de cada material. Las tuberías fueron sometidas a procesos de corte y doblado según los requerimientos del diseño. Para las líneas de cobre, se utilizaron uniones con soldadura de plata.

En las tuberías de acero inoxidable, se aplicaron dos metodologías distintas según el diámetro; para la línea de instrumentación de 1/4", se utilizaron uniones mecánicas mediante racores de compresión, mientras que para la línea de proceso de 3/4", se realizó un roscado en los extremos para la conexión con los componentes del sistema. Finalmente, para garantizar la estanqueidad en todas las uniones roscadas, se aplicó cinta de PTFE (teflón) de alta densidad como sellante. Las figura 38 muestra el punto de desviación de los gases hacia la microturbina y el laboratorio de combustión, mientras que la figura 39 muestra la conexión final de la tubería en la microturbina.

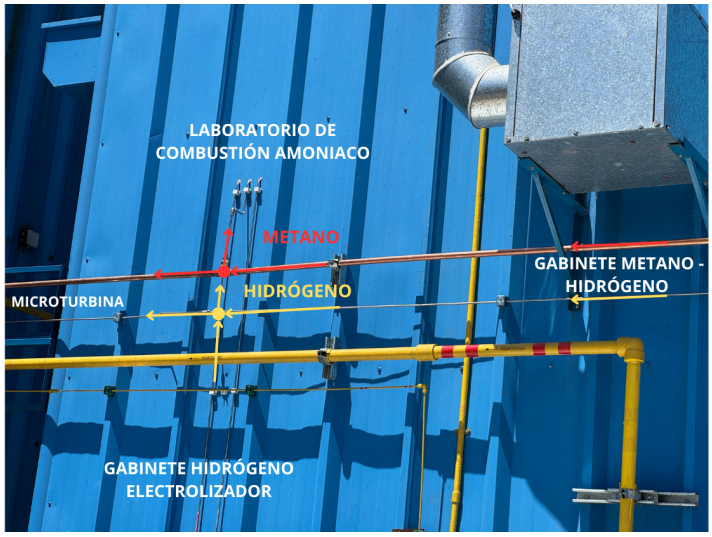



Figura 38: Conexiones de distribución.



Figura 39: Tramo final de línea.

Para verificar la integridad del sistema, se llevaron a cabo pruebas de hermeticidad en las líneas de tubería utilizando nitrógeno como fluido inerte. La presión de ensayo se estableció en 8.25 bar, correspondiente a 1,5 veces la presión de operación proyectada (5.5 bar). La instrumentación consistió en un manómetro digital con una resolución de 1 kPa instalado en puntos clave de la línea.

El protocolo experimental se conformo en dos etapas: la fase inicial de presurización y espera de 15 minutos para permitir la estabilización del fluido en la línea y una segunda etapa de evaluación de 15 minutos. De acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo N°66, se verificó que la caída de presión durante la etapa de evaluación no debe exceder el máximo admisible de 1 kPa.




Figura 40: Prueba de hermeticidad con manómetro digital.



Figura 41: Nitrógeno gaseoso para prueba de hermeticidad.

## 6.6 Instalación de sistema de gases de escape y ventilación

La nave del Laboratorio de Energías renovables cuenta con un sistema de evacuación de gases de escape, dicho sistema esta conformado por una red de tuberías de acero inoxidable de 6" de un largo total de aproximadamente 28.5 m.

Para la instalación del sistema de gases de escape se debe adaptar la conexión de salida de la microturbina de 8" a la conexión existente. Otro punto a considerar son las perdidas generadas por fricción de la microturbina en los gases de escape que no deben superar los 1990 Pa [38]. Por esto se debe calcular la pérdida de carga en las tuberías, y evaluar si es factible conectar la línea de escape de la MT a la red existente.

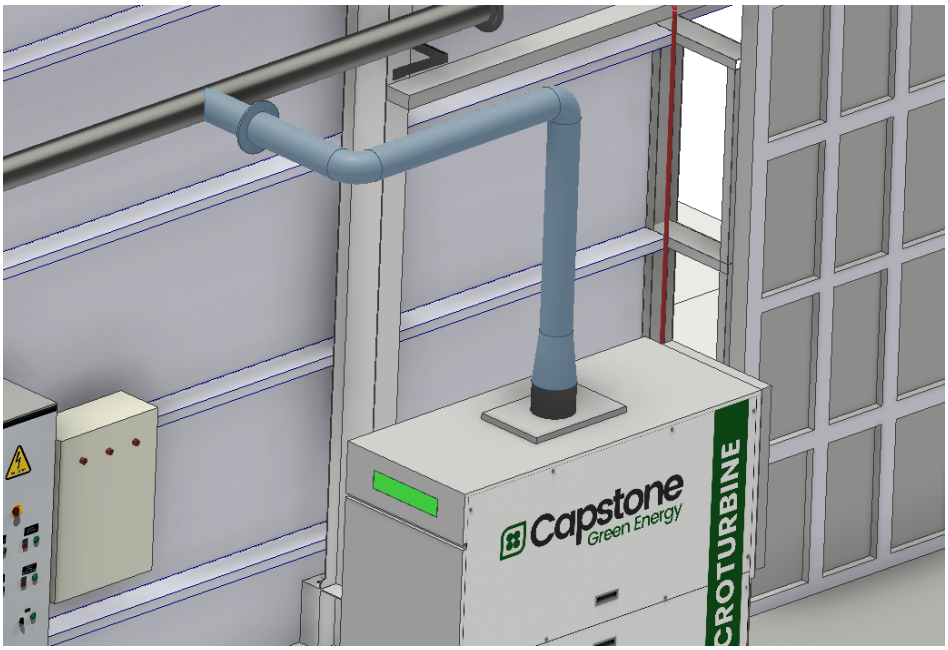



Figura 42: Diseño de tubería para conexión de gases de escape a red existente.

### 6.6.1 Memoria de calculo para tubería de escape

La perdida de presión se expresa como:

$$\Delta P_L = f \frac{L}{D} \frac{\rho V_{prom}^2}{2} \tag{14}$$

En donde

- $f$ es el factor de fricción del material
- L Largo de tubería
- D diámetro de tubería, para acero inoxidable tipo SCH10S de 6" el diametro interior es de aproximadamente 161.5 mm.

- $\rho$ la densidad del fluido
- $V_{prom}$ La velocidad promedio del fluido

$$V_{prom} = \frac{\dot{m}}{\rho A} \tag{15}$$

El factor de fricción de flujo en una tubería completamente desarrollado depende del numero de Reynolds y la rugosidad relativa $\epsilon/D$ que es la razón de rugosidad con el diámetro interno de la tubería. En este caso para evitar utilizar el diagrama de Moody y realizar iteraciones se calculará el factor de fricción en base a la ecuación de Swamee - Jain [47].

$$f = \frac{0.25}{\langle \log_{10}(\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{5.74}{Re^{0.9}}) \rangle^2} \tag{16}$$

En donde

- $\varepsilon/D$ es la rugosidad relativa, para la rugosidad $\varepsilon$ se estableció en 0.045 mm como acero comercial para obtener un calculo más conservador.
- Re el numero de Reynolds

$$Re = \frac{\rho V_{prom} D}{\mu} = \frac{4\dot{m}}{\pi D \mu} \tag{17}$$

- $\mu$ es viscosidad dinámica del fluido
- $\dot{m}$ flujo másico del fluido

Para calcular la densidad $\rho$, la velocidad promedio $V_{prom}$ y la viscosidad dinámica $\mu$ se consideran los datos de operación de flujo másico y temperatura de escape a condiciones ISO, otorgados por el fabricante en las tablas 28 y 29 del Anexo.

Además de las perdidas por fricción generadas por la longitud de tubería, se deben considerar las perdidas de presión ocasionados por los accesorios de la línea, estos accesorios generan perdidas que se suman a la longitud total de la tubería.

$$L_{eq} = \frac{D}{f} K_L \tag{18}$$

Tabla 20: Factor KL para accesorios de la instalación.

| **Accesorio** | **KL** | **Cantidad** |
|---|---|---|
| Codo suave de 90° | 0.3 | 3 |
| Conexión en T (Flujo derivado) | 1.0 | 1 |
| Conexión T (Flujo directo) | 0.2 | 1 |

Finalmente, se calcularon las perdidas de carga de en la línea, obteniendo así la tabla 30 ubicada en el anexo. Dado que a partir de cierta potencia nominal de salida, la contrapresión

supera lo recomendado en aproximadamente 300 Pa, es necesario el uso de un extractor de gases ubicado al final de la línea de escape.



Figura 43: Extractor centrifugo para gases de escape

Para determinar las curvas de operación del sistema de extracción, se procedió a recopilar las especificaciones técnicas indicadas en la placa de características del equipo. Con esta información, se identificó un modelo homólogo disponible actualmente en el mercado.

Tabla 21: Especificaciones técnicas extractor de gases LER.

| **Marca** | **AIROLITE** |
|---|---|
| Modelo | VCR330AD |
| Potencia | 0.75 HP - 0.56 kW |
| Voltaje | 380 V |
| Corriente | 1.8 A |
| Fases | 3 |
| Frecuencia | 50 Hz |

Una vez que se identificaron las especificaciones, se encontró una ficha técnica de la empresa fabricante de estos equipos y se buscó un extractor homologo, dando con el equipo **MDI 25/13 M4/T4 de 0.55 kW**.

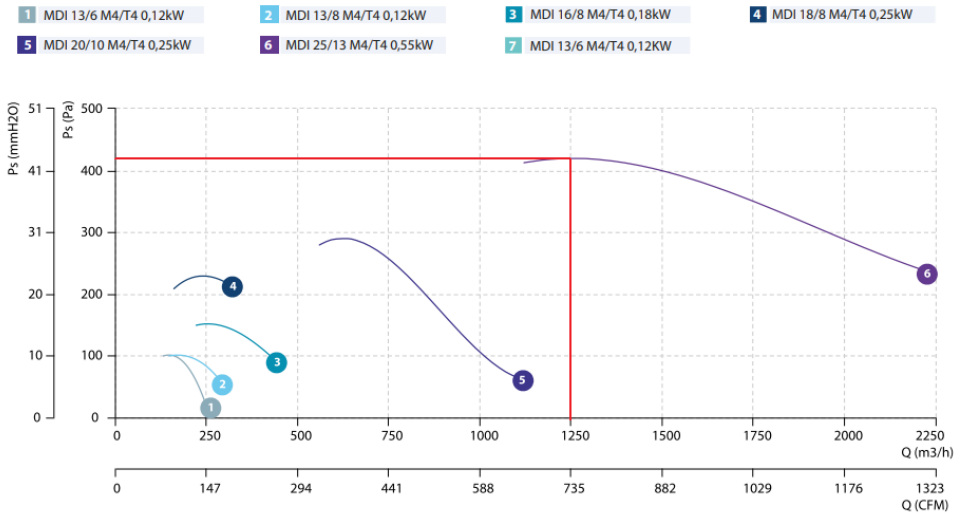



Figura 44: Curva de desempeño extractor de gases [48].

Luego de identificar el equipo, se obtuvo que tiene una capacidad de succión de aproximadamente 420 Pa, siendo técnicamente factible su uso cuando la microturbina supere los 50 kW de potencia generada, aportando así a la disminución del *backpressure*. Finalmente, se estableció que, con el objetivo de minimizar la contrapresión en la línea de escape y evitar perdidas en el rendimiento de la microturbina, el sistema de extracción operará en régimen continuo durante todo el funcionamiento del equipo, independientemente de la potencia eléctrica generada.




Figura 45: Línea de escape fabricada e instalada.

## 6.7 Instalación de sistema eléctrico

Actualmente, el sistema del laboratorio tiene una capacidad limitada de potencia en la red eléctrica para un máximo de **38 kW**. Debido a que el equipo a instalar genera 65 kW de potencia eléctrica es necesario adaptar la red y los sistemas eléctricos de la nave. Dichas adaptaciones consideran la actualización del tablero eléctrico, la canalización de los conductores hacia la microturbina y finalmente la instalación del equipo dedicado a controlar la potencia excedente producida.

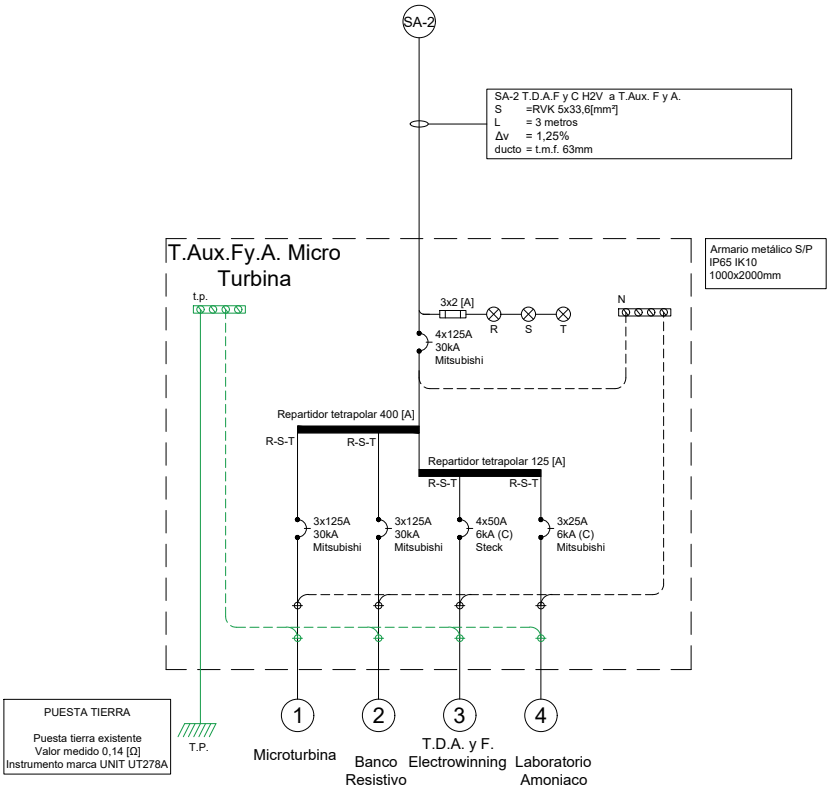



Figura 46: Plano eléctrico de instalación MT.

### 6.7.1 Actualización de tablero eléctrico

Para la integración de la microturbina se requirió actualizar tablero eléctrico existente. Esta actualización permitió asegurar una distribución de cargas, proteger las líneas frente a posibles sobrecorrientes y garantizar la continuidad operacional del sistema. La intervención consideró la evaluación del tablero en uso, la ampliación de su capacidad de interrupción y la incorporación de protecciones acorde a la normativa vigente y los requerimientos del fabricante. De igual forma, se contempló la disposición de un sistema que permita derivar o disipar la potencia excedente de manera segura, evitando riesgos operativos o sobrecargas en las instalaciones existentes.




a) Gabinete y tablero previo a actualización.



b) Gabinete y tablero nuevos.

Figura 47: Proceso de adecuación y actualización de tablero eléctrico.

Tabla 22: Especificaciones técnicas del interruptor automático de protección (Mitsubishi NF125-CV/SV).

| **Parámetro Técnico** | **Especificación / Valor** |
|---|---|
| **Fabricante y Modelo** | Mitsubishi Electric, Serie NF125-CV/SV (World Super V Series) |
| **Tipo de Dispositivo** | Interruptor Automático de Caja Moldeada (MCCB) |
| **Normativa de Referencia** | IEC 60947-2, EN 60947-2 |
| **Configuración** | 3 Polos (3P) y 4 Polos (4P) |
| **Corriente Nominal ($I_n$)** | 125 A |
| **Tensión Nominal de Empleo ($U_e$)** | Hasta 690 V AC |
| **Capacidad de Ruptura ($I_{cu}/I_{cs}$)** | 30 kA a 400 V AC<br>25 kA a 440 V AC |

### 6.7.2 Canalización de cableado

Para canalizar el cableado desde la microturbina hacia el tablero eléctrico se realizó un trazado subterráneo de los cables. Esta decisión se tomó en base a que la conexión de combustible y eléctrica en la microturbina se encuentran cerca, por lo que elegir esta alternativa asegura la integridad del equipo y de las personas involucradas en la operación.

Las conexiones de la microturbina constan de 5 cables (3 fases, Neutro y Tierra), en la tabla 23 se detallan las especificaciones técnicas de los conductores instalados.

Tabla 23: Especificaciones técnicas de conductores utilizados.

| **Cable RV-K 2 AWG** | |
|---|---|
| **Sección transversal** | 33.6 $mm^2$ |
| **Tensión de servicio** | 0.6/1KV |
| **Temperatura de servicio** | 90°C |
| **Temperatura de sobrecarga** | 130°C |
| **Temperatura de cortocircuito** | 250°C |
| **Conductor** | Cable flexible de cobre |
| **Aislación** | Polietileno Reticulado (XLPE) |
| **Cubierta** | PVC |

### 6.7.3 Gestión de la potencia excedente

Dado que la capacidad eléctrica instalada en el laboratorio (38 kW) es menor a la potencia entregada por la microturbina (65 kW), fue necesario implementar alternativas que permitan gestionar el excedente de energía de manera segura y eficiente.

Como solución tecnifica a este desafío se optó por la adquisición de un banco de carga resistivo. Los bancos de carga son dispositivos que contienen cargas resistivas, inductivas y/o capacitivas, que conectadas a una fuente de poder, tienen la capacidad de disipar la potencia de esta fuente. A diferencia de las cargas de servicio o residenciales, cuyo comportamiento es

intrínsecamente variable, aleatorio y dependiente de la demanda instantánea de los usuarios, los bancos de carga proporcionan una demanda eléctrica estable, predecible y modulable. Esta característica permite someter a la microturbina a rampas de carga controladas (escalonadas) para validar su desempeño, disipando la energía en forma de calor sin arriesgar la red eléctrica.

Tabla 24: Especificaciones técnicas del banco de carga resistivo [49].

| **Categoría** | **Especificación** |
|---|---|
| Voltaje y frecuencia nominal | 400 VAC, trifásico 4 hilos, 50/60 Hz |
| Potencia máxima de carga | 100 kW |
| Resolución de carga | 1, 2, 5, 10, 20, 40 kW |
| Factor de potencia | 1 |
| Tolerancia de carga (global) | ±3% |
| Alimentación del ventilador | AC 110–240 V, monofásico, 50/60 Hz |
| Conexión eléctrica | Carga: bloque terminalControl: conector de 3 pines |
| Interfaz de comunicación | RS485 |
| Clase de aislamiento | F |
| Modo de operación | Funcionamiento continuo |
| Sistema de refrigeración | Aire forzado, entrada y flujo horizontal |
| Transporte | Con asa |
| Dimensiones (L × A × H) | 540 × 292 × 582 mm |
| Peso | Aproximadamente 35 kg |
| **Entorno de operación** | |
| Temperatura ambiente | −20°C a +50°C |
| Humedad relativa | ≤ 95% |
| Presión atmosférica | 86 – 106 kPa |
| **Principales componentes** | |
| Contactor | Schneider |
| PLC | Siemens |
| Resistencia de aleación | Kaixiang |
| Software de procesamiento de datos | Kaixiang |

Una de las ventajas de este banco de carga, es que al igual que la microturbina, se puede conectar de manera remota a un computador, por lo que se pueden realizar comparaciones y estudios respecto a los parámetros eléctricos, que reciba el banco de carga al conectarse a la microturbina, aportando así mayores variables de estudio sobre la generación eléctrica.




Figura 48: Vista frontal de banco de carga.




Figura 49: Vista lateral banco de carga.

# 7 Protocolos de operación y mantenimiento

## 7.1 Protocolo de Operaciones

Como parte del proceso de implementación de la microturbina Capstone C65, se elaboró un Manual de Operaciones destinado a estandarizar los procedimientos asociados a su funcionamiento y asegurar una operación segura y eficiente del sistema. Este documento reúne las instrucciones necesarias para la correcta interacción del usuario con los diferentes subsistemas del equipo, considerando tanto la operación de las líneas de combustible, la parte eléctrica, como la secuencia general de operación de la unidad.

El manual describe las etapas previas al arranque, las condiciones de verificación y los pasos para la puesta en marcha y detención del sistema, siguiendo las especificaciones del fabricante y buenas prácticas de seguridad industrial. Incluye también las secuencias de operación en modo conectado a red (Grid Connect), los elementos de control y las señales que intervienen durante el proceso, así como los procedimientos de respuesta ante alarmas o condiciones anormales.

De esta forma, el documento proporciona una guía clara para la operación integral de la microturbina, permitiendo comprender la interacción entre sus componentes principales y los sistemas de apoyo, y asegurando que la operación del equipo se realice bajo criterios de seguridad, confiabilidad y eficiencia energética.

## 7.2 Manual de mantenimiento

En paralelo al manual de operaciones, se desarrolló un manual de mantenimiento orientado a establecer los procedimientos y líneamientos generales para conservar las condiciones óptimas de funcionamiento de la microturbina. Este documento reúne las instrucciones básicas de mantenimiento e inspección, definiendo las tareas que deben ser realizadas y su periodicidad.

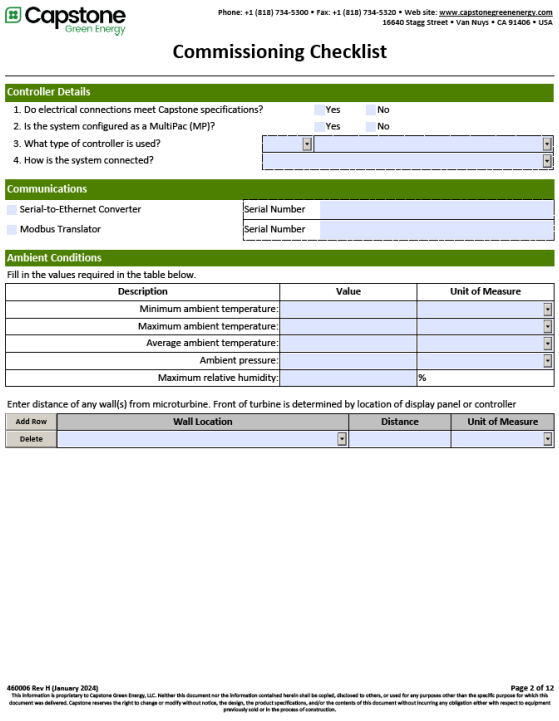
El manual considera las rutinas de verificación visual, limpieza y control de parámetros operativos, además de las inspecciones periódicas recomendadas por el fabricante para los principales subsistemas del equipo, tales como la línea de combustible, los elementos eléctricos y los componentes del sistema de control. Su propósito es servir como guía práctica para la ejecución de actividades de mantenimiento preventivo, asegurando la continuidad operativa del sistema y el cumplimiento de las condiciones de seguridad y eficiencia establecidas para este tipo de equipos.

# 8 Puesta en marcha

La puesta en marcha del equipo es un proceso de validación de la instalación junto con la empresa proveedora de la microturbina, este proceso se divide en dos etapas, la verificación de la instalación y el proceso de primer encendido del equipo.

## 8.1 Lista de verificación de puesta en marcha

Para poder realizar la puesta en marcha, la empresa fabricante diseña un documento de evaluación de la instalación del equipo, nombrado "*Commissioning Checklist*". Este formulario documenta todas las especificaciones técnicas de la instalación y es utilizado para registrar las condiciones de operación de la instalación y verificar si estas cumplen con los requisitos mínimos indicados por el fabricante.



Capstone Green Energy

Phone: +1 (818) 734-5300 • Fax: +1 (818) 734-5320 • Web site: www.capstonegreenenergy.com
16640 Stagg Street • Van Nuys • CA 91406 • USA

**Commissioning Checklist**

**Controller Details**

1. Do electrical connections meet Capstone specifications? Yes No
2. Is the system configured as a MultiPac (MP)? Yes No
3. What type of controller is used?
4. How is the system connected?

**Communications**

Serial-to-Ethernet Converter — Serial Number
Modbus Translator — Serial Number

**Ambient Conditions**

Fill in the values required in the table below.

| Description | Value | Unit of Measure |
|---|---|---|
| Minimum ambient temperature: | | |
| Maximum ambient temperature: | | |
| Average ambient temperature: | | |
| Ambient pressure: | | |
| Maximum relative humidity: | | % |

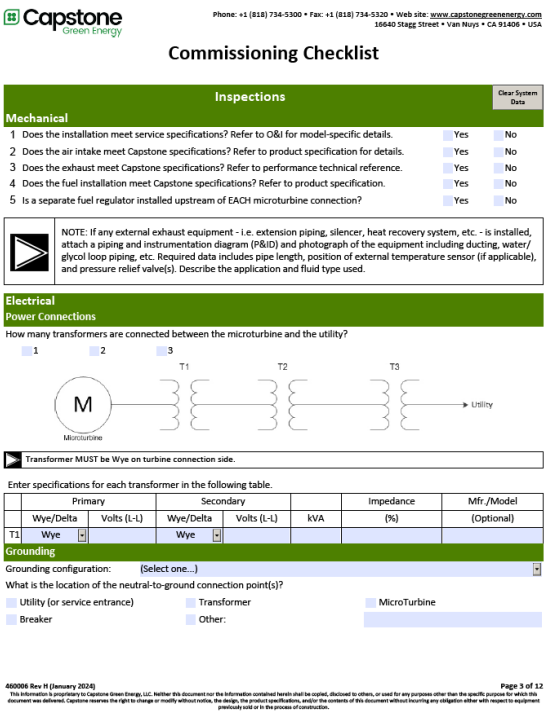
Enter distance of any wall(s) from microturbine. Front of turbine is determined by location of display panel or controller

| Add Row / Delete | Wall Location | Distance | Unit of Measure |
|---|---|---|---|
| | | | |

460006 Rev H (January 2024) Page 2 of 12

This information is proprietary to Capstone Green Energy, LLC. Neither this document nor the information contained herein shall be copied, disclosed to others, or used for any purposes other than the specific purpose for which this document was delivered. Capstone reserves the right to change or modify without notice, the design, the product specifications, and/or the contents of this document without incurring any obligation either with respect to equipment previously sold or in the process of construction.

a) Pag. 2 de documento.



Capstone Green Energy

Phone: +1 (818) 734-5300 • Fax: +1 (818) 734-5320 • Web site: www.capstonegreenenergy.com
16640 Stagg Street • Van Nuys • CA 91406 • USA

**Commissioning Checklist**

**Inspections** — Clear System Data

**Mechanical**

1 Does the installation meet service specifications? Refer to O&I for model-specific details. Yes No
2 Does the air intake meet Capstone specifications? Refer to product specification for details. Yes No
3 Does the exhaust meet Capstone specifications? Refer to performance technical reference. Yes No
4 Does the fuel installation meet Capstone specifications? Refer to product specification. Yes No
5 Is a separate fuel regulator installed upstream of EACH microturbine connection? Yes No

NOTE: If any external exhaust equipment - i.e. extension piping, silencer, heat recovery system, etc. - is installed, attach a piping and instrumentation diagram (P&ID) and photograph of the equipment including ducting, water/glycol loop piping, etc. Required data includes pipe length, position of external temperature sensor (if applicable), and pressure relief valve(s). Describe the application and fluid type used.

**Electrical**

**Power Connections**

How many transformers are connected between the microturbine and the utility?

1 2 3




Transformer MUST be Wye on turbine connection side.

Enter specifications for each transformer in the following table.

| | Primary | | Secondary | | | Impedance | Mfr./Model |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Wye/Delta | Volts (L-L) | Wye/Delta | Volts (L-L) | kVA | (%) | (Optional) |
| T1 | Wye | | Wye | | | | |

**Grounding**

Grounding configuration: (Select one...)

What is the location of the neutral-to-ground connection point(s)?

Utility (or service entrance) Transformer MicroTurbine
Breaker Other:

460006 Rev H (January 2024) Page 3 of 12

This information is proprietary to Capstone Green Energy, LLC. Neither this document nor the information contained herein shall be copied, disclosed to others, or used for any purposes other than the specific purpose for which this document was delivered. Capstone reserves the right to change or modify without notice, the design, the product specifications, and/or the contents of this document without incurring any obligation either with respect to equipment previously sold or in the process of construction.

b) Pag. 3 de documento.

Figura 50: Formulario de *Commissioning Checklist*

Por otro lado se verificaron parámetros críticos de la instalación, las líneas de combustible y de escape, presión de línea, sistemas de suministro de combustible, aislación de los conductores eléctricos, las conexiones a tierra, voltajes y fases, como se muestra en las figuras 51 y 52. Finalmente, se determino que la instalación cumplía con los requisitos para poder realizar el encendido.



Figura 51: Revisión de conexiones en tablero eléctrico.



Figura 52: Verificación de resistencia y aislación en conductores eléctricos.

## 8.2 Primer encendido del equipo

Una vez finalizadas las revisiones físicas y las pruebas preliminares, se procedió a validar el funcionamiento de la unidad bajo condiciones reales. En esta etapa, es fundamental verificar que la secuencia de arranque se cumpla correctamente en todas sus etapas, desde que el generador actúa como motor para impulsar la turbina, pasando por el encendido y la aceleración, hasta que entra en estado de carga entregando potencia.

Para estos pasos se requirió energizar la microturbina con la red eléctrica, para poder conectar el equipo a un computador mediante el software de monitoreo remoto (CRMS). Esta conexión con el computador permite configurar la microturbina a las condiciones de operación locales. En este caso los principales factores que se ajustaron fueron los que se detallan en la tabla 25.

Tabla 25: Parámetros de ajuste previos al encendido de la MT.

| **Parámetro** | **Valor de Ajuste** |
|---|---|
| Numero de turbinas conectadas | 1 |
| Voltaje de operación | 400 V |
| Ajuste de fases | Counter-clockwise (sentido antihorario) |
| Frecuencia de operación | 50 Hz |
| Offset de válvula de combustible | -0.07 |
| Poder calorífico del combustible | Gas Natural |
| Indice de Wobbe del combustible | Gas natural |

Como se puede notar, en la tabla 25. en el parámetro de poder calorífico e indice de Wobbe, se setearon en gas natural y no se indicaron valores específicos, esto se debe a que para poder configurar estos valores, se debe realizar un análisis cromatográfico de la composición del gas. Cuando no se tienen estos informes de análisis, se utilizan valores predeterminados para los diferentes tipos de combustibles.
El índice de Wobbe de ajuste que se debe ingresar en el modulo del CRMS es el siguiente.

$$\mathrm{IW_{CRMS}} = \frac{IW_{Max} - IW_{Fuel}}{IW_{Max} - IW_{Min}} + 0.50 \tag{19}$$

Finalmente, para poder encender la microturbina, esta se debe desbloquear utilizando puentes ("*jumpers*") en el tablero de comunicaciones, ya que de lo contrario la microturbina se mantendrá bloqueada debido a que mantendrá activada la parada de emergencia electrónica. Una vez realizadas las conexiones de los jumpers, el sistema se encuentra habilitado para poder encender.

La microturbina una vez que es energizada, es capaz de indicar diferentes estados dependiendo de la condición en la que se encuentre, dicha información se encuentra disponible en el monitor del equipo, o es indicado mediante la conexión al modulo CRMS, además se indican los tipos de errores que se pueden presentar durante la operación, también llamados como System Severity Level (SSL) [32].

- **SSL 2 (Baja severidad / Informativo):** El fallo se registra en el registro de eventos del sistema para propósitos de monitoreo.
- **SSL 3 (Severidad baja):** Indica una condición que requiere que la unidad deje de generar energía de manera controlada.
- **SSL 4 (Severidad media):** Inicia el proceso de apagado y disipación térmica (Warmdown).
- **SSL 5 (Severidad media):** Fallos que requieren una parada más rápida que un enfriamiento convencional para evitar daños.
- **SSL 6 (Severidad media/alta):** Fallos que detienen el motor y pasan al estado de falla (Fault).

- **SSL 7 (Severidad alta):** Representa la condición de fallo más crítica para el sistema.

La identificación de los estados de operación resulta fundamental para la supervisión efectiva de la microturbina, ya que estos describen la fase exacta del ciclo en la que se encuentra el equipo y los parámetros de control activos. Al contrastar el estado actual con los registros del software de monitoreo (CRMS), es posible validar el correcto desempeño del sistema, verificando el cumplimiento de las secuencias lógicas, los tiempos de transición y las condiciones de seguridad. En el anexo 9 se detallan los estados operativos de la microturbina junto con el el diagrama de estados y falla.

Luego de poner en marcha el equipo, el trabajo se centrará en preparar al personal involucrado. Debido a que las personas involucradas no dominan la interfaz de control, resulta indispensable capacitarlos en el uso del software de monitoreo remoto (CRMS). El objetivo de esto es que aprendan no solo a operar la microturbina, sino también a interpretar las alertas y a respetar rigurosamente los ciclos de operación y mantenimiento, factores clave para no perder la garantía del equipo. El proceso de puesta en marcha cierra formalmente con la firma de las listas de verificación, confirmando que la instalación cumple con los requisitos técnicos exigidos.

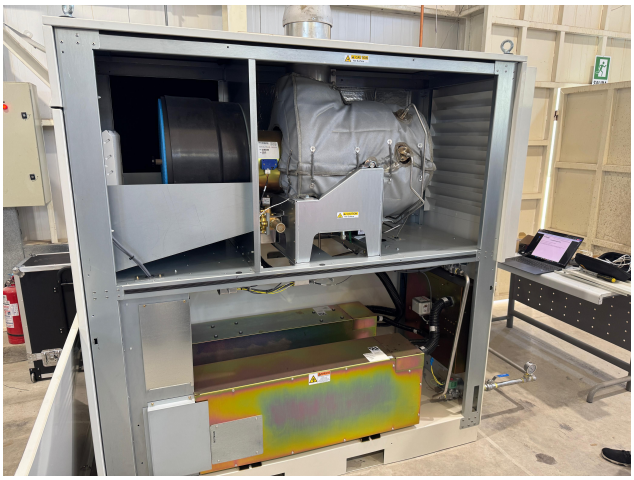
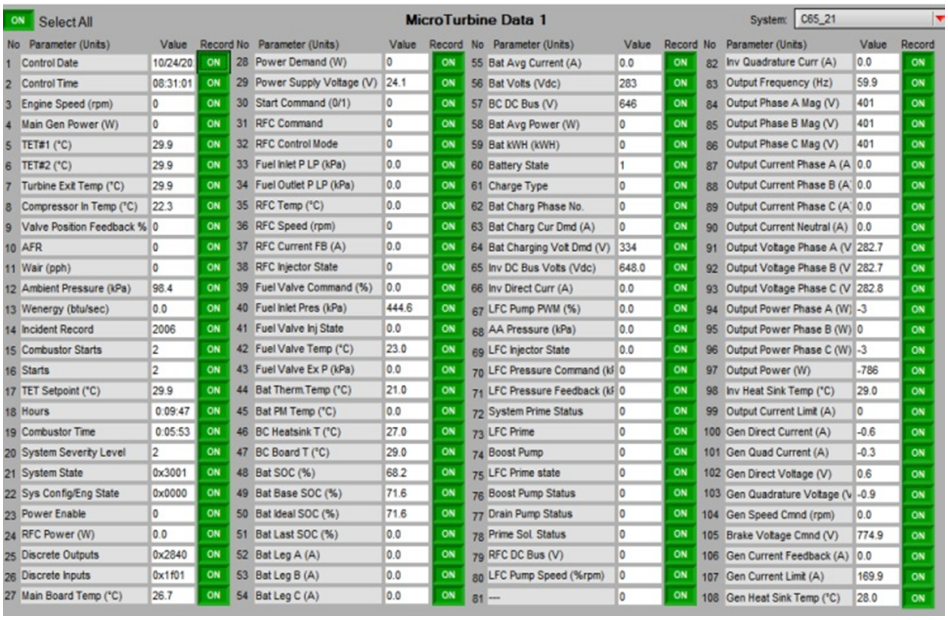


Figura 53: Puesta en marcha microturbina.

## 8.3 Resultados de puesta en marcha

Los resultados mostrados en esta sección provienen de la etapa de puesta en marcha y pruebas de aceptación del equipo. Los datos fueron recolectados mediante instrumentos integrados en la microturbina y descargados mediante CRMS. Esta fase de pruebas tuvo como objetivo verificar que el equipo opere correctamente y que los parámetros operativos como potencia, eficiencia, velocidad y temperatura se ajusten a las curvas de diseño entregadas por el fabricante, considerando las condiciones de trabajo de la instalación. La figura 54 muestra las variables operacionales que se pueden recolectar en el software CRMS.



ON Select All — MicroTurbine Data 1 — System: C65_21

| No | Parameter (Units) | Value | Record | No | Parameter (Units) | Value | Record | No | Parameter (Units) | Value | Record | No | Parameter (Units) | Value | Record |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Control Date | 10/24/20 | ON | 28 | Power Demand (W) | 0 | ON | 55 | Bat Avg Current (A) | 0.0 | ON | 82 | Inv Quadrature Curr (A) | 0.0 | ON |
| 2 | Control Time | 08:31:01 | ON | 29 | Power Supply Voltage (V) | 24.1 | ON | 56 | Bat Volts (Vdc) | 283 | ON | 83 | Output Frequency (Hz) | 59.9 | ON |
| 3 | Engine Speed (rpm) | 0 | ON | 30 | Start Command (0/1) | 0 | ON | 57 | BC DC Bus (V) | 646 | ON | 84 | Output Phase A Mag (V) | 401 | ON |
| 4 | Main Gen Power (W) | 0 | ON | 31 | RFC Command | 0 | ON | 58 | Bat Avg Power (W) | 0 | ON | 85 | Output Phase B Mag (V) | 401 | ON |
| 5 | TET#1 (°C) | 29.9 | ON | 32 | RFC Control Mode | 0 | ON | 59 | Bat kWH (kWH) | 0 | ON | 86 | Output Phase C Mag (V) | 401 | ON |
| 6 | TET#2 (°C) | 29.9 | ON | 33 | Fuel Inlet P LP (kPa) | 0.0 | ON | 60 | Battery State | 1 | ON | 87 | Output Current Phase A (A | 0.0 | ON |
| 7 | Turbine Exit Temp (°C) | 29.9 | ON | 34 | Fuel Outlet P LP (kPa) | 0.0 | ON | 61 | Charge Type | 0 | ON | 88 | Output Current Phase B (A | 0.0 | ON |
| 8 | Compressor In Temp (°C) | 22.3 | ON | 35 | RFC Temp (°C) | 0.0 | ON | 62 | Bat Charg Phase No. | 0 | ON | 89 | Output Current Phase C (A | 0.0 | ON |
| 9 | Valve Position Feedback % | 0 | ON | 36 | RFC Speed (rpm) | 0 | ON | 63 | Bat Charg Cur Dmd (A) | 0 | ON | 90 | Output Current Neutral (A) | 0.0 | ON |
| 10 | AFR | 0 | ON | 37 | RFC Current FB (A) | 0.0 | ON | 64 | Bat Charging Volt Dmd (V) | 334 | ON | 91 | Output Voltage Phase A (V | 282.7 | ON |
| 11 | Wair (pph) | 0 | ON | 38 | RFC Injector State | 0 | ON | 65 | Inv DC Bus Volts (Vdc) | 648.0 | ON | 92 | Output Voltage Phase B (V | 282.7 | ON |
| 12 | Ambient Pressure (kPa) | 98.4 | ON | 39 | Fuel Valve Command (%) | 0.0 | ON | 66 | Inv Direct Curr (A) | 0.0 | ON | 93 | Output Voltage Phase C (V | 282.8 | ON |
| 13 | Wenergy (btu/sec) | 0.0 | ON | 40 | Fuel Inlet Pres (kPa) | 444.6 | ON | 67 | LFC Pump PWM (%) | 0.0 | ON | 94 | Output Power Phase A (W) | -3 | ON |
| 14 | Incident Record | 2006 | ON | 41 | Fuel Valve Inj State | 0.0 | ON | 68 | AA Pressure (kPa) | 0.0 | ON | 95 | Output Power Phase B (W) | 0 | ON |
| 15 | Combustor Starts | 2 | ON | 42 | Fuel Valve Temp (°C) | 23.0 | ON | 69 | LFC Injector State | 0.0 | ON | 96 | Output Power Phase C (W) | -3 | ON |
| 16 | Starts | 2 | ON | 43 | Fuel Valve Ex P (kPa) | 0.0 | ON | 70 | LFC Pressure Command (kF | 0 | ON | 97 | Output Power (W) | -786 | ON |
| 17 | TET Setpoint (°C) | 29.9 | ON | 44 | Bat Therm Temp (°C) | 21.0 | ON | 71 | LFC Pressure Feedback (kF | 0 | ON | 98 | Inv Heat Sink Temp (°C) | 29.0 | ON |
| 18 | Hours | 0:09:47 | ON | 45 | Bat PM Temp (°C) | 0.0 | ON | 72 | System Prime Status | 0 | ON | 99 | Output Current Limit (A) | 0 | ON |
| 19 | Combustor Time | 0:05:53 | ON | 46 | BC Heatsink T (°C) | 27.0 | ON | 73 | LFC Prime | 0 | ON | 100 | Gen Direct Current (A) | -0.6 | ON |
| 20 | System Severity Level | 2 | ON | 47 | BC Board T (°C) | 29.0 | ON | 74 | Boost Pump | 0 | ON | 101 | Gen Quad Current (A) | -0.3 | ON |
| 21 | System State | 0x3001 | ON | 48 | Bat SOC (%) | 68.2 | ON | 75 | LFC Prime state | 0 | ON | 102 | Gen Direct Voltage (V) | 0.6 | ON |
| 22 | Sys Config/Eng State | 0x0000 | ON | 49 | Bat Base SOC (%) | 71.6 | ON | 76 | Boost Pump Status | 0 | ON | 103 | Gen Quadrature Voltage (V | -0.9 | ON |
| 23 | Power Enable | 0 | ON | 50 | Bat Ideal SOC (%) | 71.6 | ON | 77 | Drain Pump Status | 0 | ON | 104 | Gen Speed Cmnd (rpm) | 0.0 | ON |
| 24 | RFC Power (W) | 0.0 | ON | 51 | Bat Last SOC (%) | 0.0 | ON | 78 | Prime Sol. Status | 0 | ON | 105 | Brake Voltage Cmnd (V) | 774.9 | ON |
| 25 | Discrete Outputs | 0x2840 | ON | 52 | Bat Leg A (A) | 0.0 | ON | 79 | RFC DC Bus (V) | 0 | ON | 106 | Gen Current Feedback (A) | 0.0 | ON |
| 26 | Discrete Inputs | 0x1f01 | ON | 53 | Bat Leg B (A) | 0.0 | ON | 80 | LFC Pump Speed (%rpm) | 0 | ON | 107 | Gen Current Limit (A) | 169.9 | ON |
| 27 | Main Board Temp (°C) | 26.7 | ON | 54 | Bat Leg C (A) | 0.0 | ON | 81 | --- | 0 | ON | 108 | Gen Heat Sink Temp (°C) | 28.0 | ON |

Figura 54: Variables de monitoreo CRMS.

Para este caso la microturbina se operó durante aproximadamente 22 minutos y un total de 16 minutos de suministro de energía. Durante este proceso la microturbina registró una temperatura promedio del aire de 27 °C en la entrada del compresor y registró una presión atmosferica de 97.8 kPa.

La operación del equipo consideró 3 demandas de potencia, indicadas en la figura 55. El primer setpoint de demanda fue de 15 kW de generación y tuvo una duración de aproximadamente 11 minutos (considerando encendido), el segundo setpoint fue 40 kW durante 5 minutos, y finalmente a plena carga 65 kW durante 6 minutos (considerando detención del equipo). Se puede apreciar que cuando se demandaron potencias de 15 y 40 kW, la microturbina alcanzó estos objetivos, pero al acercarse al máximo nominal la potencia generada real disminuyó, llegando a un máximo de aproximadamente 56 kW, lo que significaría una deficiencia de 9 kW. En cuanto a los tiempos de respuesta, se destacan las rampas de generación. Desde la secuencia de encendido hasta la estabilización inicial de 15 kW, el equipo demora cerca de 3 minutos. Luego, para alcanzar las potencias objetivo de 40 kW y 65 kW, la unidad tarda entre 1 y 1.5 minutos en llegar al valor solicitado y estabilizar su funcionamiento.

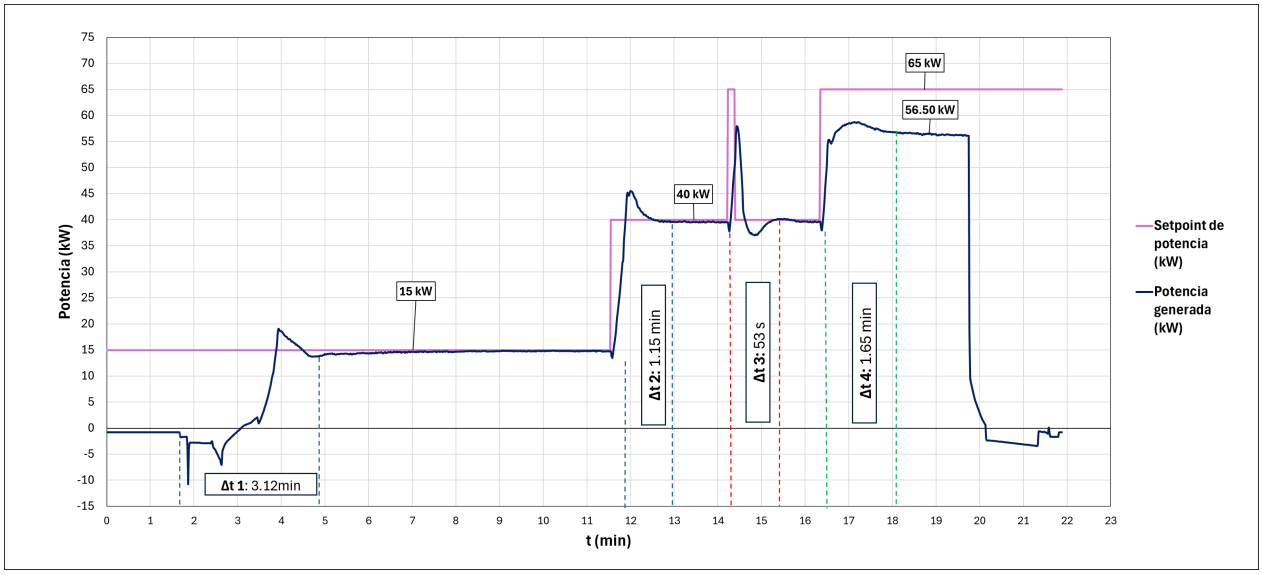



Figura 55: Potencia demandada y potencia generada real.

En la Figura 56 se observa la transición de la microturbina a través de sus distintos estados funcionales en relación con la velocidad del rotor. Durante la fase inicial, el equipo alcanza las 20 000 rpm en el estado de *Liftoff*, condición necesaria para la ignición de los quemadores. Posteriormente, se estabiliza en el estado de calentamiento a 45 000 rpm antes de proceder a la rampa de carga. En régimen de operación, se registró un comportamiento proporcional entre la demanda de potencia y la velocidad de giro: 70 000 rpm para 15 kW y 86 500 rpm para 40 kW, alcanzando un máximo de 95 924 rpm al suministrar la potencia nominal de 65 kW. Este último valor representa el régimen pleno de operación, encontrándose dentro de los márgenes de tolerancia del límite técnico (96 000 rpm). Finalmente, el proceso de parada (*Cooldown*) se ejecuta mediante una reducción controlada a 50 000 rpm, garantizando la disipación de calor residual antes del termino total de la rotación. Esta secuencia ratifica que la unidad opera bajo los parámetros de diseño y algoritmos de control establecidos por el fabricante.

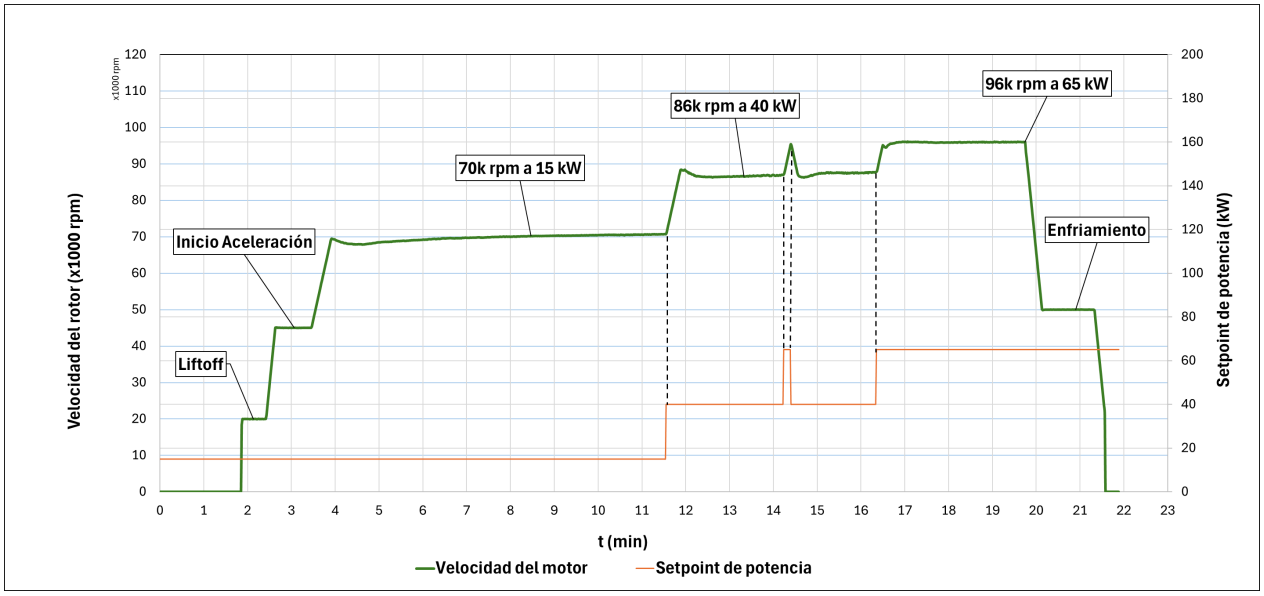



Figura 56: Velocidad de rotor en operación.

En la Figura 57, se destaca que la temperatura de salida de la turbina (TET) se mantuvo estable en aproximadamente 635 °C, sin verse afectada por las variaciones en la demanda de potencia (15, 40 o 65 kW). Este comportamiento evidencia la operación del sistema de control en lazo cerrado: el controlador monitorea continuamente la temperatura real y la compara con el valor de consigna (setpoint). Ante cualquier desviación provocada por los cambios de carga, el sistema ajusta automáticamente la dosificación de combustible para forzar que la temperatura retorne a su valor óptimo, garantizando así la eficiencia del recuperador en todo el rango operativo.

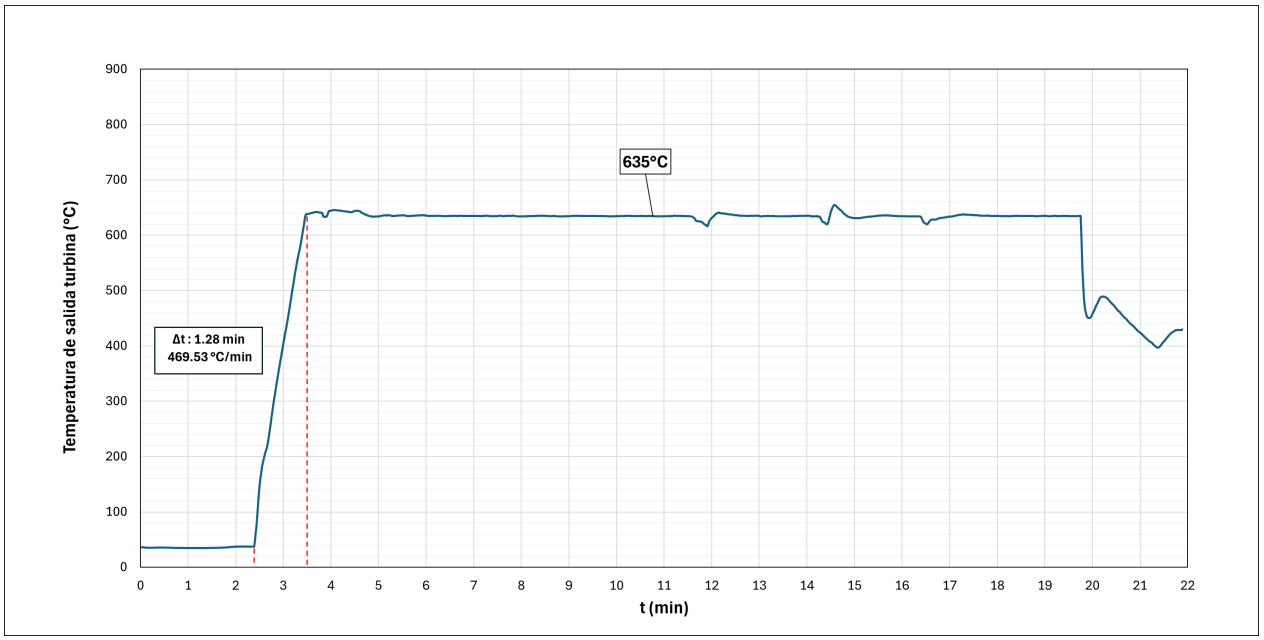



Figura 57: Temperatura de gases antes del recuperador.

Finalmente, en la Figura 58 se presentan las curvas de eficiencia y potencia real generada. Para la obtención de estos resultados, la eficiencia eléctrica neta ($\eta_{net}$) se determinó relacionando la potencia de salida con el flujo energético del combustible, tal como se muestra en la Ecuación 20:

$$\eta_{net} = \frac{\dot{W}net}{\dot{Q}comb} \times 100 \tag{20}$$

Donde $\dot{W}_{net}$ corresponde a la potencia eléctrica (kW) y $\dot{Q}_{comb}$ al flujo de calor del combustible (kW). El flujo de calor del combustible es un parámetro entregado por la máquina, basado en el producto del poder calorífico inferior registrado (LHV) y el flujo másico de combustible medido por la válvula Woodward. En el gráfico se puede apreciar que se obtuvo una eficiencia del 12.25% a carga parcial de 14.77 kW, el sistema mejora su desempeño hasta un 18.75% al alcanzar los 39.58 kW. En el punto de plena carga se obtuvieron 58.68 kW con una eficiencia registrada de 21.12%. Es importante destacar que estos valores se encuentran por debajo de las especificaciones nominales del fabricante (Condiciones ISO, 15 °C).

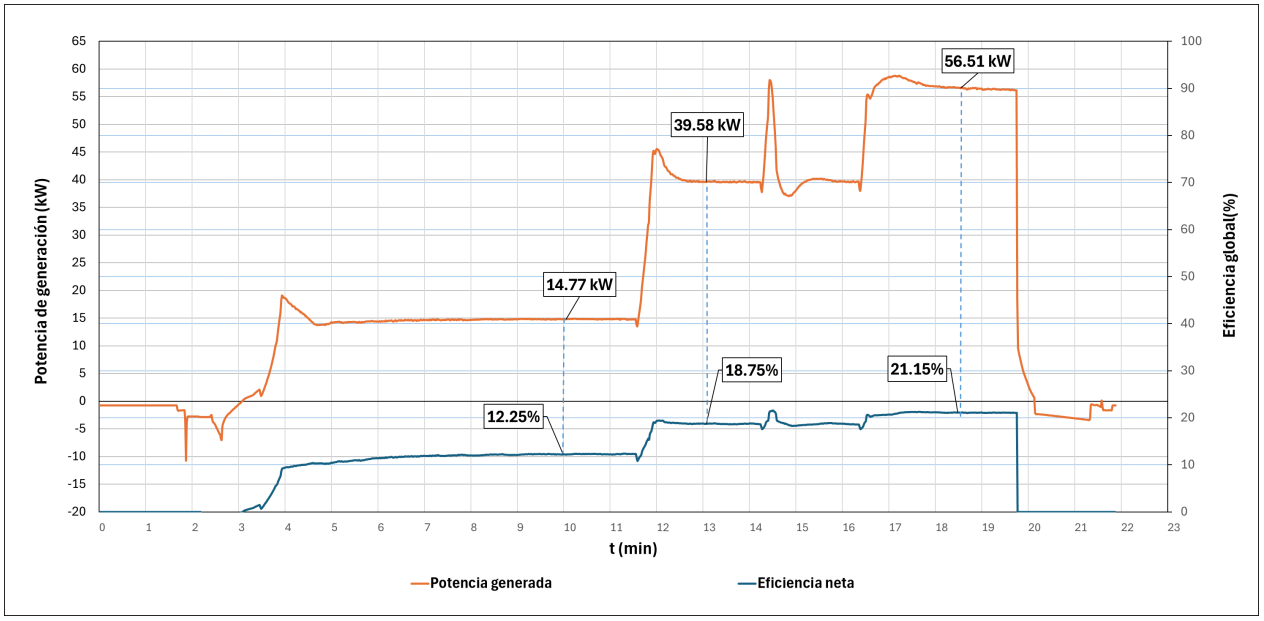



Figura 58: Eficiencia de microturbina (%) y potencia generada real (kW).

La disminución en el rendimiento neto respecto a los valores nominales es consecuencia de la acción combinada de dos condiciones de sitio. Por un lado, la contrapresión en el escape cuando se opera a plena carga, limita la relación de expansión aprovechable en la turbina; por otro, la alta temperatura de admisión reduce la densidad del aire y penaliza la eficiencia del compresor, incrementando el trabajo específico requerido para comprimir el fluido. La convergencia de una menor expansión y un mayor consumo en la etapa de compresión reduce la potencia neta disponible y obliga al sistema a operar en condiciones de derrateo (derating).

## 8.4 Comparación con modelos ideales

Para poder evaluar los resultados obtenidos, es necesario realizar un contraste de resultados con la teoría. Es por esto que se estableció el cálculo de la eficiencia basados en el modelo ideal del ciclo Brayton con regeneración, asumiendo el gas de combustión como aire estándar con un poder calorífico constante. En la figura 59 se indica las diferentes etapas del ciclo Brayton con regeneración y los valores correspondientes del gas antes y después de pasar por cada subsistema del ciclo, estos valores de temperatura son los obtenidos de manera practica en un ciclo a plena carga (65 kW de salida). Los datos de temperaturas entre las etapas del ciclo, fueron proporcionadas por el fabricante, debido a que no se cuenta con los instrumentos de medición de estos parámetros al interior de la microturbina.

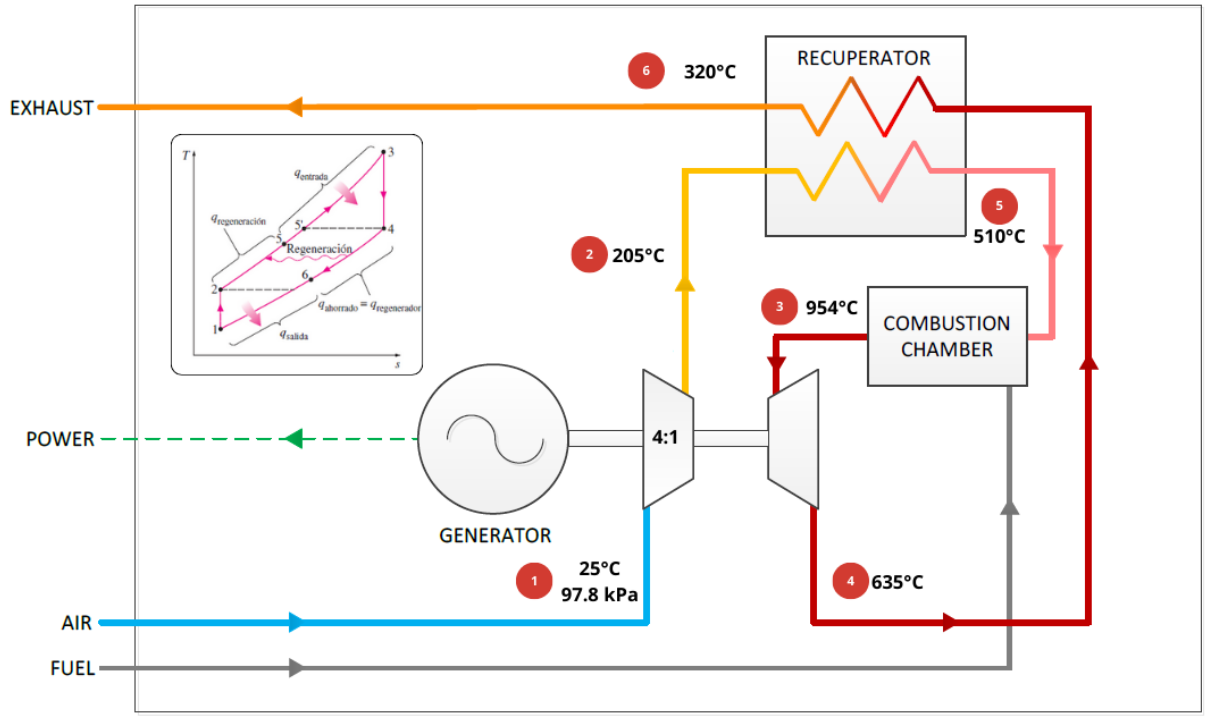



Figura 59: Ciclo Brayton con regeneración.

En este caso la eficiencia de un ciclo Brayton con regeneración ideal se calcula como:

$$\eta_{termico.ideal} = 1 - \frac{T_1}{T_3} \cdot (r_p)^{(k-1)/k} \tag{21}$$

$$\eta_{termico.ideal} = 1 - \frac{25 + 273.15}{954 + 273.15} \cdot (4)^{(1.4-1)/1.4} = 0.639 = 63.9\%$$

Estos resultados de eficiencia son muy elevados en comparación con los que se obtienen en realidad, esto se debe principalmente a que no se considera la eficacia del regenerador de calor ni las eficiencias individuales del compresor y la turbina. En este caso la eficacia del

regenerador es la siguiente:

$$\epsilon = \frac{q_{regen,real}}{q_{regen.max}} = \frac{h_5 - h_2}{h_4 - h_2} \tag{22}$$

En la tabla 26 se agruparon los datos necesarios para poder calcular la eficacia del regenerador.

Tabla 26: Valores de entalpía para gas ideal.

| **Estado** | **Ubicación** | **Valor de entalpia (kJ/kg)** |
|---|---|---|
| 1 | Entrada del compresor | 298.18 |
| 2 | Salida del compresor | 480.59 |
| 3 | Entrada a la turbina | 1309.75 |
| 4 | Salida de la turbina | 942.07 |
| 5 | Salida del recuperador (aire) | 803.48 |

$$\epsilon = \frac{803.48 - 480.59}{942.07 - 480.89} = 0.700 = 70.0\%$$

Este resultado es un indicador clave de que la eficiencia real de la microturbina será inferior al modelo ideal. Como en la figura 59 se indica el valor de todas las temperaturas a través del ciclo, se puede obtener la eficiencia real del ciclo Brayton con regeneración.

$$\eta_{termico=}\frac{w_{neto}}{q_{entrada}} = \frac{w_{turbina} - w_{compresor}}{q_{in}} \tag{23}$$

$$\eta_{termico} = \frac{h_3 - h_4 - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_5}$$

En este caso la eficiencia considerando los datos reales de operación es la siguiente:

$$\eta_{termico} = \frac{1309.75 - 942.07 - (480.59 - 298.18)}{1309.75 - 803.48}$$

$$\eta_{termico} = 0.36 = 36\%$$

El cálculo de la eficiencia térmica del ciclo arrojó un valor del 36%. Este resultado es inferior al del modelo ideal debido a las irreversibilidades térmicas y mecánicas del proceso real. Dado que una fracción de la potencia bruta generada por la turbina se destina a mover el compresor, es necesario evaluar la relación de trabajo de retroceso ($r_{bw}$) para determinar la magnitud de este autoconsumo:

$$r_{bw} = \frac{w_{compresor}}{w_{turbina}} = \frac{h_2 - h_1}{h_3 - h_4} \tag{24}$$

$$r_{bw} = \frac{182.41}{367.68} = 0.49 \tag{25}$$

El cálculo de la relación de trabajo arrojó un valor de 0.49. Esto implica que el 49% de la potencia bruta desarrollada por la etapa de expansión es absorbida internamente por el compresor para mantener el flujo de aire del ciclo. En consecuencia, solo el 51% restante

corresponde al trabajo neto disponible para accionar el generador y todos los sistemas de conversión de energía.

Para determinar la eficiencia eléctrica neta del equipo, el rendimiento térmico del ciclo Brayton debe ser ponderado por las eficiencias individuales de cada subsistema que convierte la energía térmica hasta la energía eléctrica. Esto implica considerar los factores de eficiencia de la combustión($\eta_{combustion}$), las pérdidas mecánicas por fricción($\eta_{mecanica}$), así como las eficiencias de conversión del generador eléctrico($\eta_{generador}$) y de la electrónica de potencia($\eta_{Elec.Potencia}$).

El producto de estos factores resulta en la eficiencia global declarada por el fabricante. Para el calculo de la eficiencia neta se harán suposiciones de las eficiencias de los subsistemas, con valores representativos del desempeño real de las turbinas a gas.

$$\eta_{neta} = \eta_{termico} \cdot \eta_{generador} \cdot \eta_{Elec.Potencia} \cdot \eta_{combustion} \cdot \eta_{mecanica} \tag{26}$$

$$\eta_{neta} = 0.36 \cdot 0.94 \cdot 0.95 \cdot 0.99 \cdot 0.99 = 0.30 = 30\%$$

Si bien estos resultados se asimilan a los valores declarados por el fabricante de 28% de eficiencia a plena carga, difieren de los resultados obtenidos en la puesta en marcha, esto se puede deber a muchos factores, como la baja de rendimiento del compresor cuando la temperatura del aire de entrada al compresor aumenta, las pérdidas ocasionadas por el ducto de escape según la potencia de salida, las pérdidas de rendimiento ocasionadas por el suministro de gas o de los sistemas de conversión de energía. Una de las tareas de los próximos trabajos y estudios a desarrollar será el estudio de estas variables de manera individual para identificar la correlación y los efectos que estos tienen sobre la eficiencia neta de la microturbina.

# 9 Conclusiones y recomendaciones

En este trabajo se llevó a cabo la implementación y puesta en marcha de la microturbina Capstone C65 en el Laboratorio de Energías Renovables (LER). La finalización exitosa de este proyecto asegura la operatividad del sistema, fortaleciendo la infraestructura tecnológica de la institución y permitiendo la validación experimental de tecnologías de generación distribuida.

Se consolidó una base de conocimiento técnico-legal robusta, abordando desde los principios termodinámicos del ciclo Brayton con regeneración y el funcionamiento de las microturbinas, hasta las propiedades críticas de combustibles como el hidrógeno y el gas natural. Este soporte teórico, permitió identificar la brecha tecnológica en el país y definir los requisitos de seguridad indispensables para una plataforma experimental de alto nivel.

Se diseñó la instalación para la microturbina, integrando los sistemas de almacenamiento y distribución de combustible, junto con la infraestructura eléctrica bajo los requerimientos del fabricante y la normativa nacional. En cuanto al emplazamiento, se optimizó la ubicación de la microturbina dentro del Laboratorio de Energías Renovables (LER), cumpliendo con los requerimientos solicitados por el fabricante. El sistema de alimentación de combustibles se diseñó basandose en los consumos, requerimientos del fabricante y cumpliendo la normativa. La instalación contempló en el diseño, el espacio y las conexiones para la instalación futura de controladores de flujo másico, necesarios para poder realizar mezclas de combustibles en la microturbina. Respecto a la configuración eléctrica, se superó la limitación de capacidad del laboratorio mediante la integración de un banco de carga resistivo de 100 kW y la actualización del tablero. Finalmente, el diseño técnico contempló la estabilidad del sistema de escape, garantizando que todas las variables de diseño se encontraran dentro de los límites operativos permitidos por el equipo.

La gestión de la instalación y de los sistemas auxiliares de la microturbina Capstone C65 se ejecutó de manera exitosa y sin inconvenientes, logrando una integración con la infraestructura existente del Laboratorio de Energías Renovables. Para garantizar la seguridad de las personas y los equipos, se realizó una modificación estructural de los gabinetes de almacenamiento para segregar sustancias incompatibles como el amoniaco y el hidrógeno, cumpliendo con los estándares de los Decretos Supremos N°43 y N°13, además de ejecutar rigurosas pruebas de hermeticidad en las nuevas líneas de combustible instaladas. Finalmente, la actualización del tablero eléctrico con protecciones de 125 A y la gestión de la potencia excedente a través de un banco de carga resistivo de 100 kW permitirán que la microturbina operara de forma segura dentro de los límites de la red.

Se cumplió de manera correcta la elaboración de documentos de operación mediante la creación de un Manual de Operaciones estandarizado, el cual asegura que la intervención de los sistemas de combustible, control y potencia se realicen utilizando criterios de seguridad, confiabilidad y eficiencia. Estos documentos proporcionan una guía clara sobre las etapas previas al arranque y la secuencia de operación en modo conectado a red (Grid Connect). Por otro lado, se definió que el mantenimiento preventivo por parte del usuario se limite a tareas de inspección visual periódica, limpieza y control de parámetros operativos, para

conservar las condiciones óptimas del equipo. Finalmente, se estableció que las intervenciones técnicas mayores y el seguimiento riguroso de los ciclos de mantenimiento deben realizarse en coordinación con la empresa proveedora, ya que el cumplimiento de estos protocolos es un factor clave para garantizar la vida útil del sistema y evitar la pérdida de la garantía de fábrica.

Se realizó la puesta en marcha y validó la operatividad total del equipo. Este proceso de validación, ejecutado en conjunto con la empresa proveedora, permitió confirmar la integridad de la instalación a través del cumplimiento del *"Commissioning Checklist"*, el cual sirvió para verificar parámetros críticos como las líneas de combustible, la instalación eléctrica, y el sistema de escape. Los resultados demostraron la fiabilidad y estabilidad operativa del sistema, evidenciando un comportamiento robusto ante las variaciones de carga sometidas, alcanzando una potencia real máxima de 56.33 kW y una eficiencia del 21.12% bajo las condiciones ambientales del laboratorio. Asimismo, se confirmó la estabilidad del ciclo termodinámico al mantener una temperatura de gases de escape constante de 635 °C y una velocidad de rotor de 95 924 rpm, operando siempre dentro de los márgenes técnicos de diseño.

La materialización de este proyecto permitió validar la ingeniería conceptual y de detalle, transformando los requerimientos teóricos de instalación en una unidad operativa. Se lograron integrar los subsistemas mecánicos y eléctricos con la infraestructura existente. De esta forma, el trabajo no solo entrega una máquina en funcionamiento, sino que habilita una capacidad experimental avanzada para el estudio de ciclos termodinámicos, combustibles sintéticos y generación de energía.

## 9.1 Recomendaciones para próximos trabajos

La puesta en marcha de la microturbina Capstone C65 no marca el fin del proyecto, sino el punto de partida para nuevas investigaciones en la universidad. Al dejar el equipo instalado y operativo, este trabajo entrega una herramienta para ser utilizada. A continuación se presentan futuras recomendaciones para memorista, instituciones o investigadores que se dedicaran a realizar estudios de este equipo. Las recomendaciones buscan que se aproveche la capacidad instalada para estudiar mejoras en la eficiencia energética y analizar el comportamiento del equipo, utilizando datos reales de operación.

- Se recomienda la implementación de controladores de flujo másico. Esto permitirá realizar estudios de sensibilidad sobre la generación de potencia, eficiencias térmicas y estabilidad de llama. Este desarrollo se lograría inyectando mezclas controladas de metano con porcentajes graduales de hidrógeno.

- Dado el alto consumo de gas, se podrían desarrollar alternativas para el almacenamiento de combustible, escalando la capacidad de los cilindros de gases para aumentar la autonomía de operación.

- Con el objetivo de cuantificar el impacto ambiental de las nuevas mezclas combustibles, se sugiere la integración de un analizador de gases de escape en la chimenea de la microturbina. Las investigaciones futuras pueden centrarse en correlacionar las variaciones en la temperatura de salida de los gases y la formación de ($NO_x$) y monóxido de carbono (CO), determinando los límites operativos que mantengan el cumplimiento de la normativa ambiental vigente o logren disminuir las emisiones generadas.

- Dado que la microturbina pierde mucha energía en forma de calor, se propone avanzar desde la generación eléctrica simple hacia un sistema con regeneración, mediante la instalación de un intercambiador de calor en el flujo de escape. Estos diseños podrían evaluar el potencial de recuperación térmica para procesos de calefacción.

- Dado los costos de los ensayos experimentales, se podrían desarrollar modelos termodinámicos basados en la información real obtenida por el sistema CRMS. La creación de estos modelos permitirá simular escenarios de operación críticos y predecir el comportamiento del ciclo ante fallas o cambios en la composición del combustible, reduciendo significativamente el consumo de gas y el desgaste mecánico asociado a los ensayos de investigación.

# Referencias


[1] United Nations Climate Change. El acuerdo de parís, 2015. URL https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris. Accedido el 5 de septiembre de 2025.

[2] Met Office Hadley Centre HadCRUT5. Global warming: annual temperature anomaly, 2025. URL https://ourworldindata.org/explorers/climate-change?time=earliest..2025&Metric=Temperature+anomaly&Long-run+series=false&country=OWID_WRL~ATA~Gulkana+Glacier~Lemon+Creek+Glacier~OWID_NAM~South+Cascade+Glacier~Wolverine+Glacier~Hawaii~Arctic+Ocean. Accedido el 07 de enero de 2026.

[3] Gobierno de Chile. Contribución determinada a nivel nacional (ndc) de chile, 2020. URL https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/NDC_Chile_2020_espanol.pdf. Accedido el 5 de septiembre de 2025.

[4] Ministerio del Medio Ambiente. Ley marco de cambio climático, 2022. URL https://cambioclimatico.mma.gob.cl/ley-marco-de-cambio-climatico/descripcion-del-instrumento. Accedido el 5 de septiembre de 2025.

[5] Ministerio de Energía. Estrategia de descarbinización: Retiro y/o conversión de unidades a carbón, 2020. URL https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/folleto_estrategia_descarbonizacion_cast.pdf#:~:text=El%20acuerdo%20de%20retiro%20de%20centrales%20a,generadoras%20a%20carbn%20en%20el%20sistema%20elctrico. Accedido el 07 de enero de 2026.

[6] Ministerio de Energía. Planificación energética de largo plazo, 2025. URL https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-electricas. Accedido el 07 de enero de 2026.

[7] Ministerio de Energía. Energía sin emisiones, politica energética nacional, 2022. URL https://energia.gob.cl/sites/default/files/1_Energia_renovable_y_sin_emisiones.pdf. Accedido el 5 de septiembre de 2025.

[8] Ministerio de Energía. Evolución y proyección del sector eléctrico: Plan de descarbonización y transición energética, 2023. URL https://energia.gob.cl/sites/default/files/gas_natural_como_combustible_de_la_transicion.pdf. Accedido el 07 de enero de 2026.

[9] Ministerio de Energía. Estrategia de flexibilidad para el sistema eléxtrico nacional, 2022. URL https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_de_flexibilidad.pdf. Accedido el 5 de septiembre de 2025.

[10] Jong Suk Kim. Nuclear hybrid energy systems - regional studies: West texas northeastern arizona, 2015. URL https://www.researchgate.net/publication/301807142_Nuclear_Hybrid_Energy_Systems_-_Regional_Studies_West_Texas_Northeastern_Arizona. Accedido el 14 de Diciembre de 2025.

[11] DLR. Institute of Combustion Technology. Micro gas turbine systems, 2025. URL https://www.dlr.de/en/vt/research-transfer/research-infrastructure/microturbine-systems. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[12] Karlsruhe Institute of Technology (KIT). The micro gas turbine test bed, 2025. URL https://www.elab2.kit.edu/english/gasturbine.php. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[13] University of Stavanger. First gas turbine powered by pure hydrogen, 2024. URL https://www.uis.no/en/research/first-gas-turbine-powered-by-pure-hydrogen. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[14] Lund University. Gas turbine laboratory, 2025. URL portal.research.lu.se/en/equipments/gas-turbine-laboratory. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[15] Università di Genova. Research labs - distributed generation lab - dgl, 2025. URL https://corsi.unige.it/en/corsi/10170/students-distributed-generation-lab. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[16] HySA Infrastructure – North-West University. Hydrogen/methane fuelled micro gas turbine, 2019. URL https://hysainfrastructure.com/wp-content/uploads/2019/11/Turbine.pdf. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[17] Yunus A. Çengel and Michael A. Boles. *Termodinámica*. McGraw-Hill Interamericana, 5th edition, 2006.

[18] Enciclopedia de Energía. Turbina, 2015. URL https://energyeducation.ca/Enciclopedia_de_Energia/index.php/Turbina. Accedido el 12 de octubre de 2025.

[19] Meherwan P. Boyce. *Gas Turbine Engineering Handbook*. Butterworth-Heinemann, 2nd edition, 2002.

[20] T. D. Eastop and A. McConkey. *Applied Thermodynamics for Engineering Technologists*. Pearson Education Limited, 5th edition, 1993. Figura 11.31: Axial flow compressor diagram.

[21] F. Rueda Martínez. Schematic diagram of a continuous combustion chamber., 2011. URL https://www.researchgate.net/figure/Schematic-diagram-of-a-continuous-combustion-chamber_fig1_270046094. Accedido el 07 de septiembre de 2025.

[22] Capstone. Curso de conocimiento general mantenimiento, camino al asp. 1, 2024.

[23] Colbun. Complejo nehuenco, 2025. URL https://www.colbun.cl/corporativo/nuestras-energias/centrales-de-energia-termica/complejo-nehuenco. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[24] Generadora metropolitana. Centrales, 2025. URL https://www.generadora.cl/instalaciones/centrales. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[25] Central Colmito. Central colmito, 2025. URL https://centralcolmito.cl/central-colmito. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[26] Enel. Central atacama, 2025. URL https://www.enel.cl/es/conoce-enel/nuestras-centrales/central-atacama.html. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[27] Wikipedia. Electroandina, 2025. URL https://es.wikipedia.org/wiki/Electroandina. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[28] Colbun. Central candelaria, 2025. URL https://www.colbun.cl/corporativo/nuestras-energias/centrales-de-energia-termica/candelaria. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[29] Colbun. Los pinos, 2025. URL https://www.colbun.cl/corporativo/nuestras-energias/centrales-de-energia-termica/los-pinos?gad_source=1&gad_campaignid=14873783756&gclid=CjwKCAiA55rJBhByEiwAFkY1QG6PCpnSeUlryFUBu9WevYEMWZrxe1vKj-D3fxcgyvoSiLujX2kOehoC-I8QBwE. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[30] Enel. Central san isidro, 2025. URL https://www.enel.cl/es/conoce-enel/nuestras-centrales/central-san-isidro.html. Accedido el 17 de noviembre de 2025.

[31] CDT de GAS. Microturbinas: Una tecnología para la generación distribuida, 2024. URL https://www.cdtdegas.com/images/Descargas/Nuestra_revista/MetFlu5/4_Microturbinas.pdf. Accedido el 21 de septiembre de 2025.

[32] Capstone Green Energy. Technical Reference: Casptone C65 Microturbine, 2024.

[33] G.B Gharehpetian Mousavi Agah. Distributed generation systems: Design, operation and grid integration. *Butterworth-Heinemann*, 1, 2017.

[34] Yépez Angulo. El papel del gas natural en la transición enegética. Banco Interamericano de Desarrollo, 2020. Accedido el 9 de septiembre de 2025.

[35] Luis Gutierrez Jodra. El hidrógeno, combustible del futuro. Programa de promoción, Real Academia de Ciencias Exactas, Fisicas y Naturales.C, 2005. URL https://rac.es/ficheros/doc/00447.pdf. Accedido el 4 de septiembre de 2025.

[36] Ministerio de Energía. ¿qué es el hidrógeno verde?, 2025. URL https://energia.gob.cl/h2/Qu-es-el-hidrgeno-verde. 2023-10-25.

[37] Capstone Green Energy. Product Specification: Casptone C65 Microturbine, 2024.

[38] Capstone Green Energy. Installation Guide: Casptone C65 Microturbine, 2024.

[39] Biblioteca del congreso nacional de Chile. Decreto 66 aprueba reglamento de instalaciones interiores y medidores de gas, 2025. URL https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=263058. Accedido el 12 de septiembre de 2025.

[40] Biblioteca del congreso nacional de Chile. Decreto 43 aprueba el reglamento de almacenamiento de sustancias peligrosas, 2025. URL https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1088802. Accedido el 12 de septiembre de 2025.

[41] Biblioteca del congreso nacional de Chile. Decreto 13 aprueba reglamento de seguridad de instalaciones de hidrógeno e introduce modificaciones al reglamento de instaladores de gas, 2025. URL https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1204465. Accedido el 12 de septiembre de 2025.

[42] NFPA. Nfpa 2, hydrogen technologies code. 1, 2016.

[43] Instituto Nacional de Normalización. Nch2190:2019, transporte terrestre de mercancías peligrosas - distintivos para identificación de peligros. 1, 2019.

[44] Instituto Nacional de Normalización. Nch1377:1990, gases comprimidos - cilindros de gas para uso industrial - marcas para identificación del contenido y de los riesgos inherentes. 1, 1990.

[45] Instituto Nacional de Normalización. Nch1411:1978,prevención de riesgos - parte 1: Letreros de seguridad. 1, 1978.

[46] Biblioteca del congreso nacional de Chile. Decreto 8 aprueba reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energÍa elÉctrica, 2020. URL https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1143069. Accedido el 12 de septiembre de 2025.

[47] Robert L. Mott. *Mecánica de Fluidos*. Pearson Prentice Hall, 6th edition, 2006.

[48] Casals. Ventiladores centrifugos de media presión, 2025. URL https://www.electromec.info/produse-electromec/catalog/Ventilatoare-industriale/Ventilatoare-anticorozive/MDI.pdf. Accedido el 19 de noviembre de 2025.

[49] Ltd Hebei Kaixiang Electrical Technology Co. Technical parameter. In *Technical Solution AC400V-100kW Automatic Load Bank*, 2025.

# Anexos

## Anexo 1. Detalles de normativa

A continuación se presentan detalles específicos de normativa relacionada a la construcción y modificación de caseta de gases.

**Table 7.2.1.1 Separation of Gas Cylinders, Containers, and Tanks by Hazard Class [from Non-Bulk $GH_2$ Cylinders, Containers, Tanks, and Systems]**

| | $GH_2$* | |
|---|---|---|
| **Gas Category** | **ft** | **m** |
| Toxic or highly toxic | 20 | 6.1 |
| Pyrophoric | 20 | 6.1 |
| Flammable | — | — |
| Oxidizing | 20 | 6.1 |
| Corrosive | 20 | 6.1 |
| Unstable reactive Class 2, Class 3, or Class 4 | 20 | 6.1 |
| Other gas | NR | NR |

NR: No separation required.
[**55:**7.1.10.2]
*Extract of flammable gas column from Table 7.1.10.2 of NFPA 55.

Figura 60: Tabla 7.2.1.1 de NFPA 2: Separación de gases [42].

Tabla 27: Resumen de Normativas para Sustancias Peligrosas

| **Normativa** | **Artículo/Sección** | **Descripción** |
|---|---|---|
| D.S. 43 | Artículo 8 | Las sustancias peligrosas solamente podrán almacenarse en los lugares especiales que se señalan a continuación en el presente reglamento, de acuerdo con su cantidad, clase y división de peligrosidad, según la NCh382:2013. Este almacenaje podrá siempre efectuarse en instalaciones de almacenamiento de mayor exigencia pero en ningún caso en una de menor complejidad que las que les corresponda según estas disposiciones. |
| D.S. 43 | Artículo 16 | Se entenderá por distanciamiento a otra construcción o a muro medianero o colindes, un distanciamiento libre, en el que no puede existir acumulación o almacenamiento de materiales de ningún tipo, sean estos peligrosos o no, con excepción de aquellas instalaciones o equipos que forman parte de los sistemas de seguridad de la bodega. |
| D.S. 43 | Artículo 25 | Podrán almacenarse sustancias peligrosas envasadas en bodegas comunes, cuando la cantidad total sea como máximo 12 t. |
| D.S. 43 | Artículo 33 | Cuando se superen las cantidades establecidas en el artículo 25, las sustancias peligrosas envasadas deberán almacenarse en una Bodega para Sustancias Peligrosas. Dichas bodegas deberán contar con pictogramas externos e internos, que indiquen las clases y divisiones de las sustancias almacenadas, de acuerdo a la NCh2190 Of.2003, oficializada por decreto Nº 43 de fecha 23.04.2004 del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones. |

| Normativa | Artículo/Sección | Descripción |
|---|---|---|
| D.S. 43 | Artículo 35 | Las bodegas para sustancias peligrosas deberán ser cerradas en su perímetro por muros, resistentes a la acción del agua, con techumbre y piso sólido resistente estructural y químicamente, liso, lavable e impermeable y no poroso. Adicionalmente a las exigencias que se establecen en el presente reglamento, las bodegas deberán ajustarse a lo señalado en la OGUC, respecto a su diseño y características de construcción, considerando el estudio de carga combustible. |
| D.S. 43 | Artículo 37 | Las puertas de carga y descarga y las de escape deberán tener al menos un 75% de la RF de los muros que las contienen y estar ubicadas en muros externos. Se podrá exceptuar esta última condición para las puertas de carga y descarga, a instalaciones existentes y si se justifica estrictamente por razones de inocuidad o no contaminación de las sustancias. |
| D.S. 43 | Artículo 40 | Las bodegas deberán tener ventilación natural o forzada, acorde a las sustancias que se almacenen y las actividades permitidas en su interior, según memoria técnica de diseño. |
| D.S. 43 | Artículo 47 | Cuando una bodega cumpla todos los requisitos de una exclusiva, del tipo separada, y sea compartimentada o dividida en dos o más bodegas adyacentes, la suma de las cantidades de sustancias almacenadas en todas ellas deberá ser equivalente a la cantidad máxima permitida para la bodega exclusiva separada y, por tanto, podrán almacenar en cada compartimiento cantidades mayores a las establecidas para bodegas adyacentes. |

| Normativa | Artículo/Sección | Descripción |
|---|---|---|
| D.S. 43 | Artículo 51 | Las bodegas para sustancias peligrosas deberán contar con un sistema manual de extinción de incendios, a base de extintores, cuyo tipo, cantidades, distribución, potencial de extinción y mantenimiento, entre otras características, deberán estar de acuerdo a lo establecido en el decreto N° 594 de 1999, del Ministerio de Salud. Las bodegas que funcionen con ambientes controlados, podrán ubicar el sistema manual de extinción en el exterior de la bodega. |
| D.S. 43 | Artículo 66 | En las bodegas donde se almacenan gases se deberán cumplir las condiciones de almacenamiento establecidas en los Títulos I y II del presente reglamento, sin perjuicio de las normas especiales que se establecen en este Título. |
| D.S. 43 | Artículo 67 | Los cilindros llenos deberán almacenarse separados de los vacíos. Estas distintas áreas deben estar claramente señalizadas de acuerdo a su condición de "Cilíndros Llenos" o "Cilíndros Vacíos". Todos los cilindros deben ser dispuestos en su posición normal de uso o almacenamiento y sujetos, encadenados a la pared o con una baranda o sistema que impida su volcamiento. |
| D.S. 43 | Artículo 69 | Se podrá almacenar hasta 3 m2 de gases inflamables en cilindros en bodegas de sustancias peligrosas y hasta 4 m2 en bodegas exclusivas de inflamables, en conjunto con líquidos y sólidos inflamables. Áreas superiores a éstas deben almacenarse en una zona exclusiva para gases en cilindros. |
| D.S. 43 | Artículo 71 | Las áreas de almacenamiento de gases inflamables deberán contar con techo con cubierta liviana e incombustible. |

| Normativa | Artículo/Sección | Descripción |
|---|---|---|
| D.S. 43 | Artículo 72 | Las áreas de almacenamiento de gases inflamables en cilindros del tipo adyacente, deberán tener muros divisorios comunes, cortafuego, de RF mínima de 180 y no combustible, cuando la o las otras construcciones no estén destinadas al almacenamiento de gases en cilindros. |
| D.S. 43 | Artículo 76 | El almacenamiento de gases tóxicos sobre 3 cilindros o 300 Kg cartridge, debe realizarse en un área exclusiva para ello. Dicha área deberá contar con techo con cubierta liviana y, en caso de ser una bodega, tener un sistema de detección automático parael gas específico y acciones de control en caso de fuga. Si no existiesen detectores específicos, será obligatorio el uso de equipos de protección personal para el manejo de este tipo de gases, como por ejemplo: máscaras con filtros específicos para sustancias manejadas y/o equipos de respiración autónomos para el personal. |
| D.S. 43 | Artículo 183 | Los envases y los envases/embalajes se etiquetarán en idioma español, con letra legible. Los elementos del recuadro de seguridad deberán destacar claramente del fondo y tener un tamaño y llevar una separación que faciliten su lectura, deberán estar dispuestos en forma horizontal cuando el envase se encuentre en su posición normal. |
| D.S. 13 | Artículo 32 | Requerimientos generales de diseño y construcción |
| D.S. 13 | Artículo 34 | Diseño Sísmico |
| D.S. 13 | Artículo 35 | Materiales de construcción |
| D.S. 13 | Artículo 39 | Etiquetado de Cilindros y Tanques de Almacenamiento Móviles |
| D.S. 13 | Artículo 41 | Código de colores de tuberías |
| D.S. 13 | Artículo 42 | Código de colores de Cilindros y Tanques de Almacenamiento |
| D.S. 13 | Artículo 43 | Exigencias para tuberías |

| Normativa | Artículo/Sección | Descripción |
|---|---|---|
| D.S. 13 | Artículo 55 | Exigencias para sistemas de combustión para el calentamiento con llama directa en procesos industriales y de sistema de combustión para generación de energía |
| NFPA 2 | 6.5.2 | Ventilación por extracción. Las salas de gas deberán contar con un sistema de ventilación por extracción. |
| NFPA 2 | 6.6.1.4 | Estructuras de material incombustible, se permite que el área obstruida no exceda el 25% del área perimetral de la estructura |
| NFPA 2 | 6.18.1.1 | El gabinete de gas deberá construirse con acero de calibre 12 de al menos 0,097 pulg. (2,46 mm) |
| NFPA 2 | 6.18.1.2 | El gabinete de gas deberá contar con puertos de acceso limitado con cierre automático o ventanas incombustibles para facilitar el acceso a los controles del equipo |
| NFPA 2 | 6.18.1.3 | Puertas de cierre automático. El gabinete de gas deberá estar provisto de puertas de cierre automático. |
| NFPA 2 | 6.18.2 | El gabinete de gas deberá contar con un sistema de ventilación por extracción diseñado para funcionar a presión negativa con respecto al área circundante. |
| NFPA 2 | 6.18.3 | Los gabinetes de gas no podrán contener más de tres cilindros, contenedores o tanques. |
| NFPA 2 | 6.18.4 | Separación de gases incompatibles. Los gases incompatibles, según se definen en la Tabla 7.2.1.1, se almacenarán o utilizarán en gabinetes de gas separados |
| NFPA 2 | 7.1.6.4.1 | Los sistemas de tuberías deberán marcarse de acuerdo con ASME A13.1 |
| NFPA 2 | 7.1.6.5.2 | El área donde se ubica el sistema de hidrógeno deberá tener rotulado: Advertencia: Hidrógeno - gas inflamable no fumar |

| Normativa | Artículo/Sección | Descripción |
|---|---|---|
| NFPA 2 | 7.1.15 | Las tuberías, tubos, accesorios y componentes relacionados deberán diseñarse, fabricarse e instalarse de conformidad con las partes aplicables de la norma ASME B31.3, Código para Tuberías de Proceso, y las Secciones 704.1.2.3, 704.1.2.4 y 704.1.2.5 del Código Internacional de Gas Combustible (IFGC) de la ICC. No se utilizarán tuberías, válvulas ni accesorios de hierro fundido |
| NFPA 2 | 7.2.1.1.3 | Se permitirá que las distancias que se muestran en la Tabla 7.2.1.1 se reduzcan sin límite cuando los cilindros, contenedores y tanques [GH2] estén separados por una barrera de construcción no combustible que tenga una clasificación de resistencia al fuego de al menos 0,5 horas e interrumpe la línea de visión entre los contenedores. |
| NFPA 2 | 7.2.1.1.4 | Se permitirá que la distancia de 6.1 m sea reducido a 1.5 m donde uno de los gases está encerrado en un gabinete de gas o sin límite donde ambos gases están encerrados en armario de gas. |

## Anexo 2. Modelo de emplazamiento

Las figuras 61 y 62 muestran el modelo creado en el software Inventor del emplazamiento de la microturbina, representando de mejor manera la posición final y la distribución de las líneas de gas y gases de escape antes de llevar a cabo los trabajos de instalación en terreno.

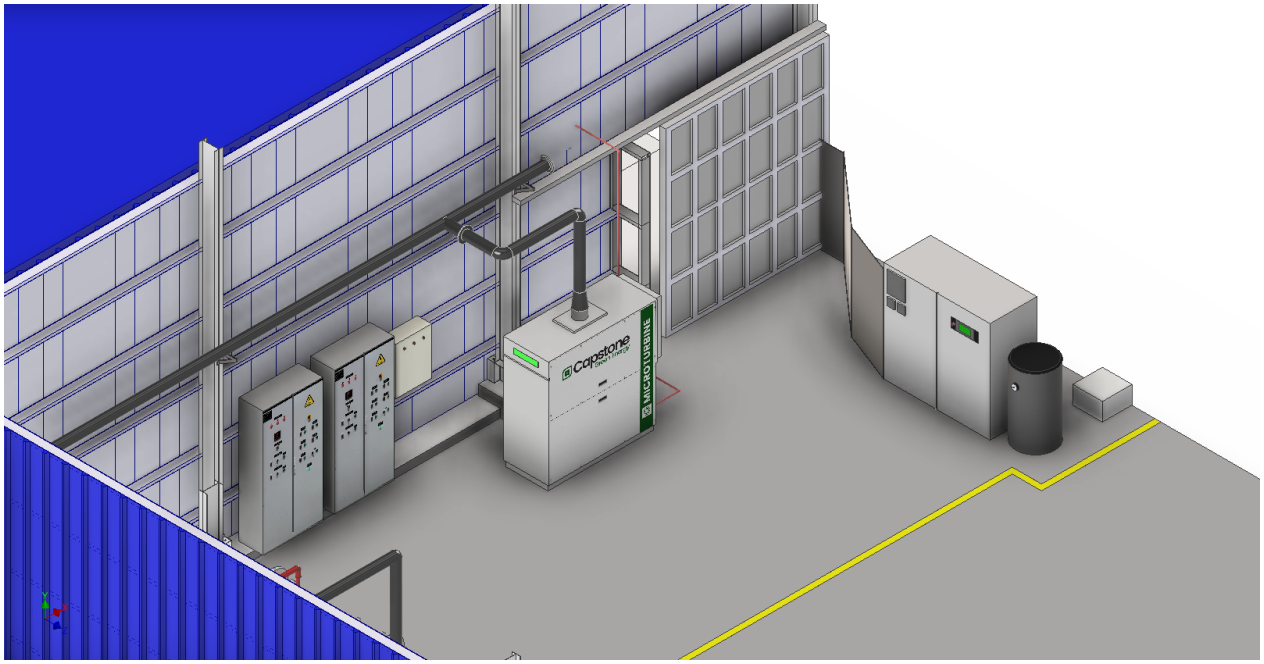



Figura 61: Modelo de emplazamiento.

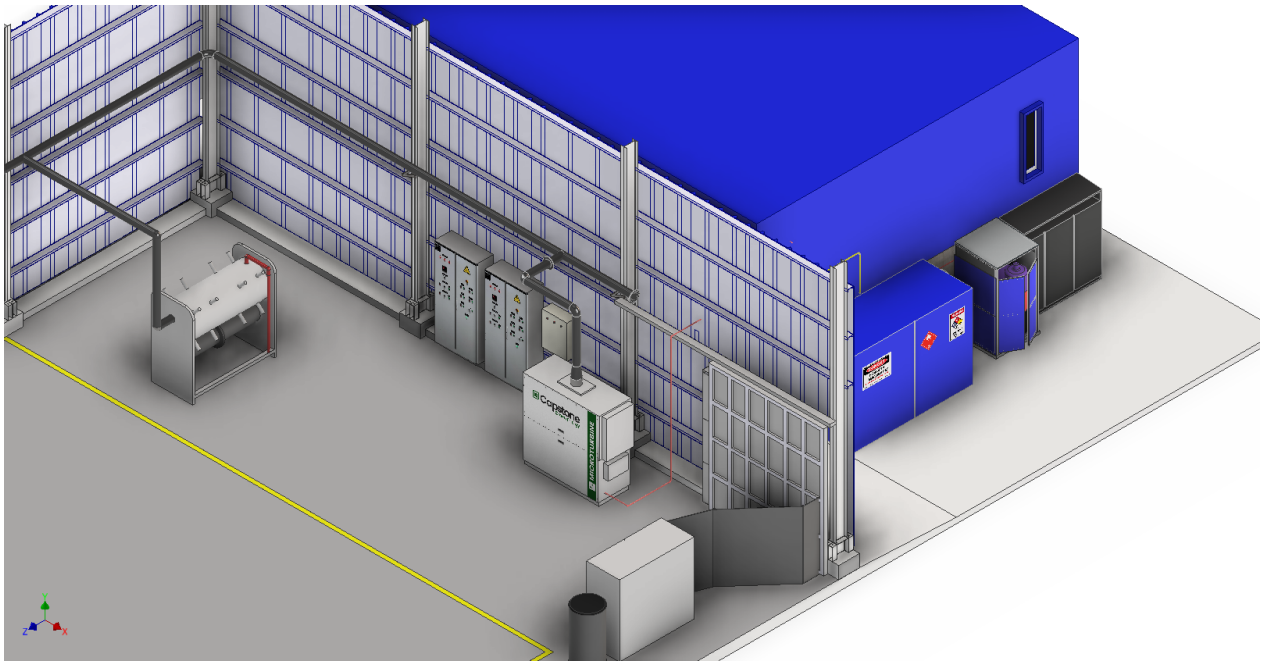



Figura 62: Modelo de emplazamiento.

La figura 63 muestra la distribución de los equipos y sistemas involucrados para la operación de la microturbina.

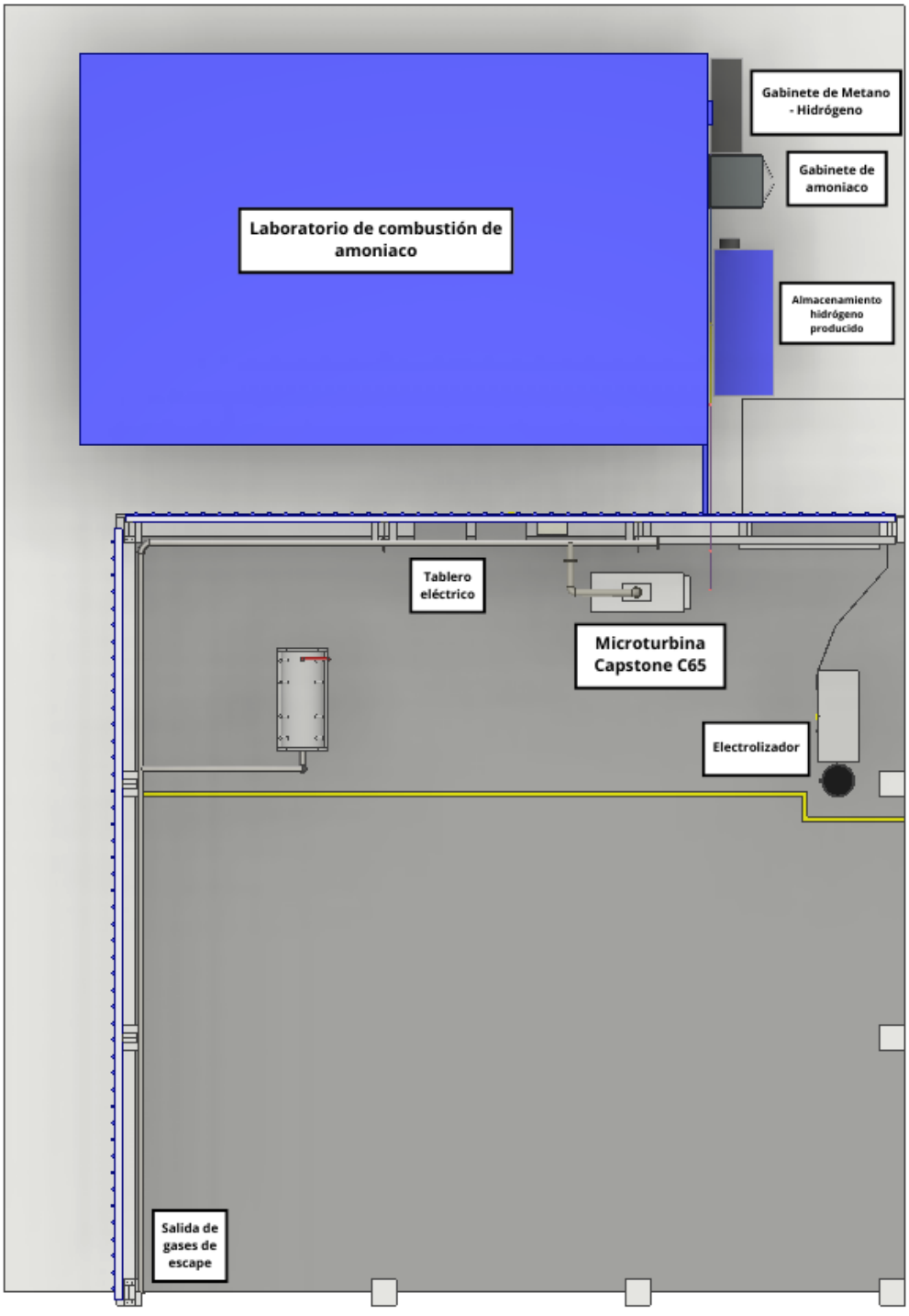



Figura 63: Layout de instalación.

# Anexo 3. Diseño de gabinete para amoniaco

Las figuras 64, 65 y 66 contienen los planos de fabricación del gabinete de almacenamiento de amoniaco.

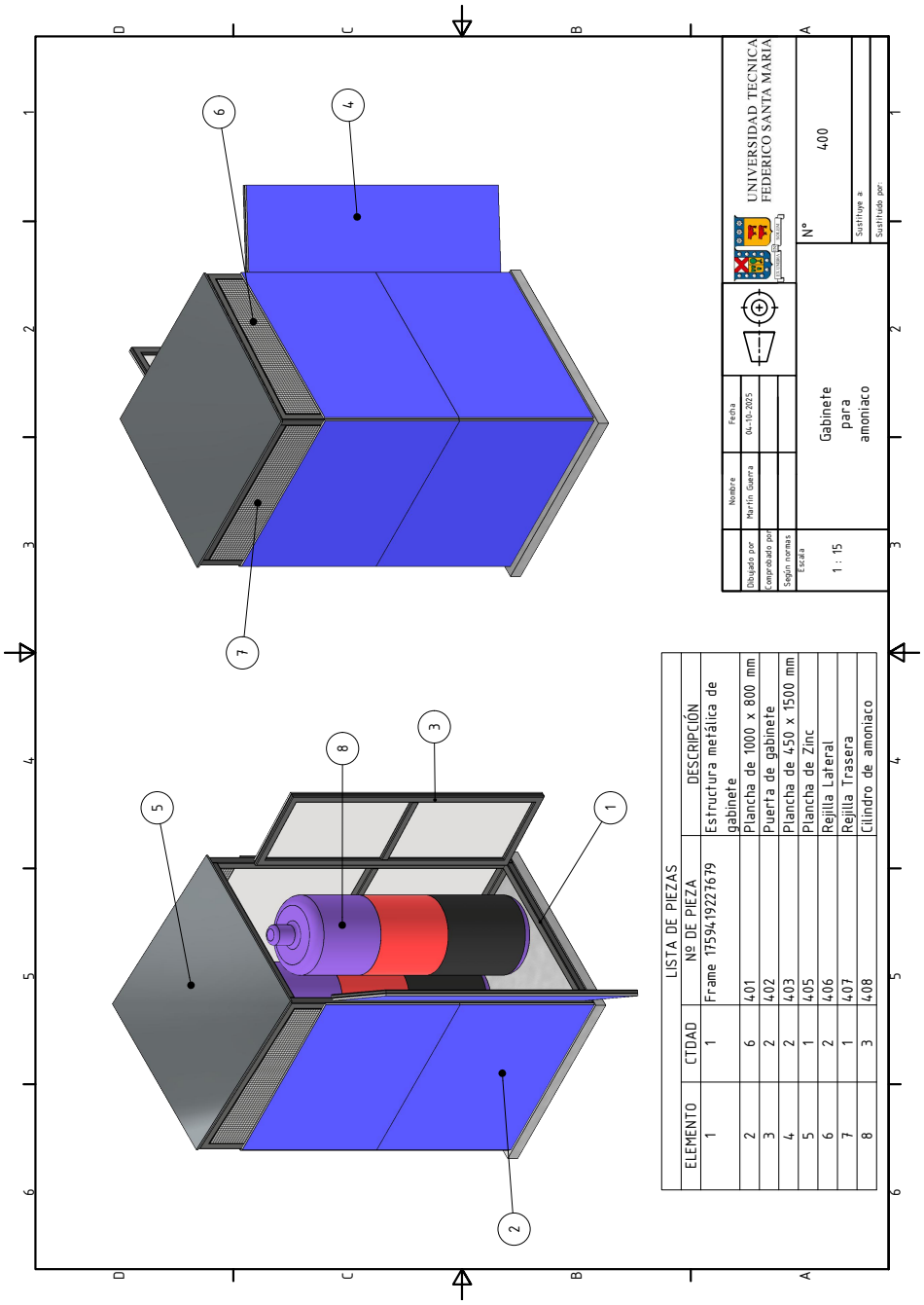



Figura 64: Plano de Gabinete Amoniaco.

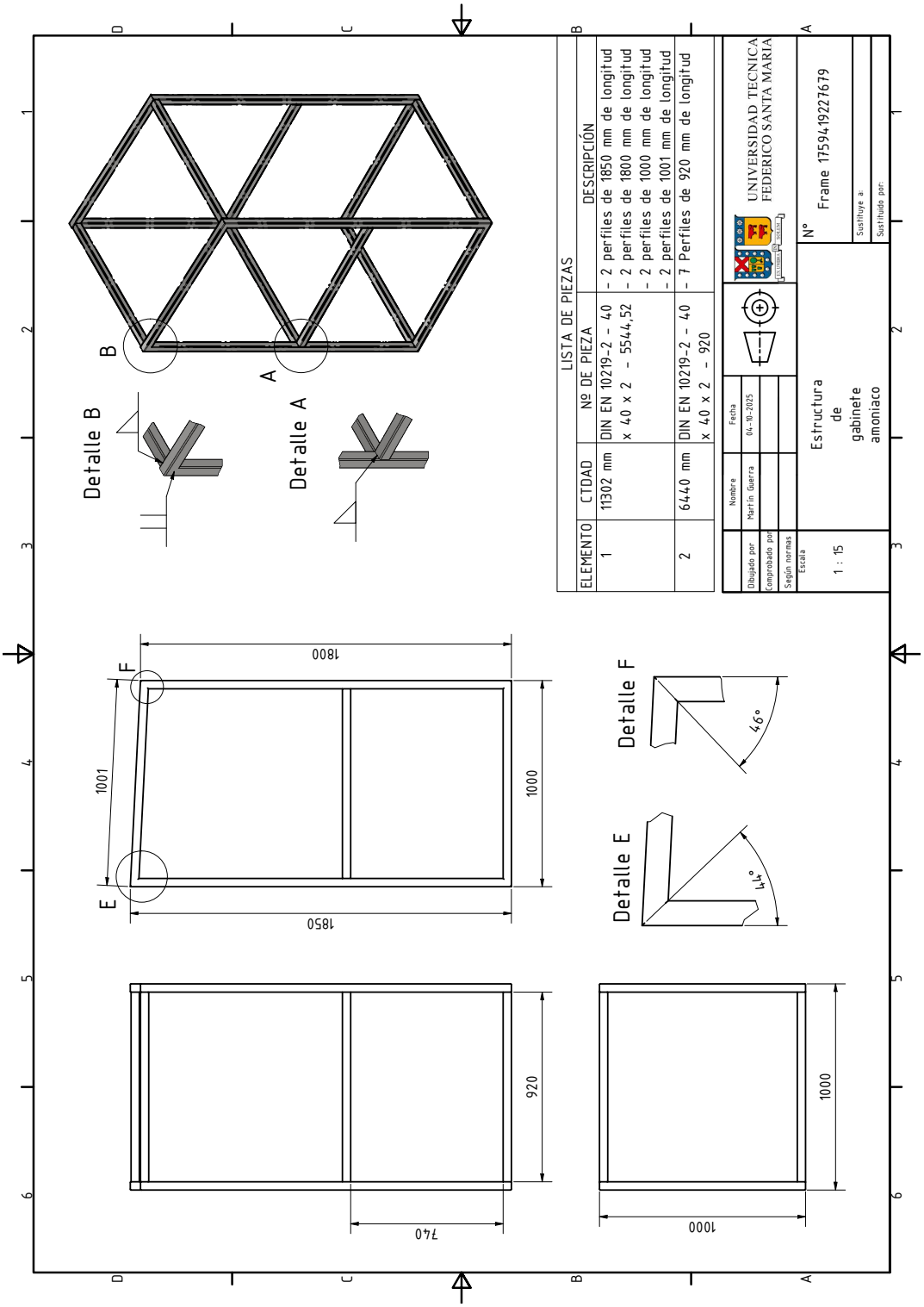



Figura 65: Plano de fabricación para estructura de acero, gabinete de amoniaco.

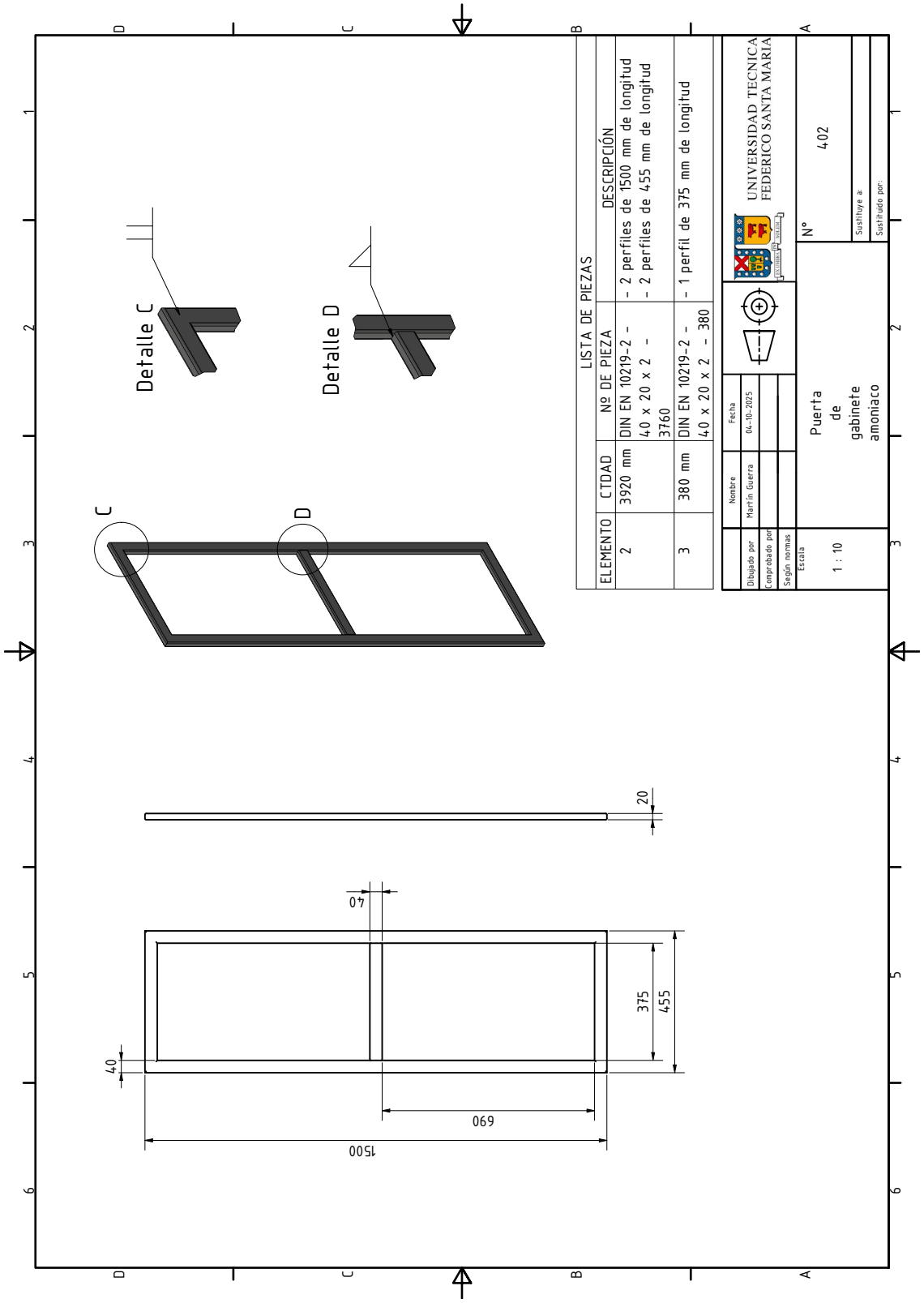



Figura 66: Plano de puerta para gabinete de amoniaco.

## Anexo 4. Proceso de construcción y modificación de gabinetes

Las figuras 67 y 68 representan el cambio entre la situación inicial y final de la construcción y modificación de los gabinetes de almacenamiento de gases.




Figura 67: Situación inicial de gabinetes de gases.



Figura 68: Fabricación y modificación de gabinetes de gases.

# Anexo 5. Diagrama P&ID completo de LER

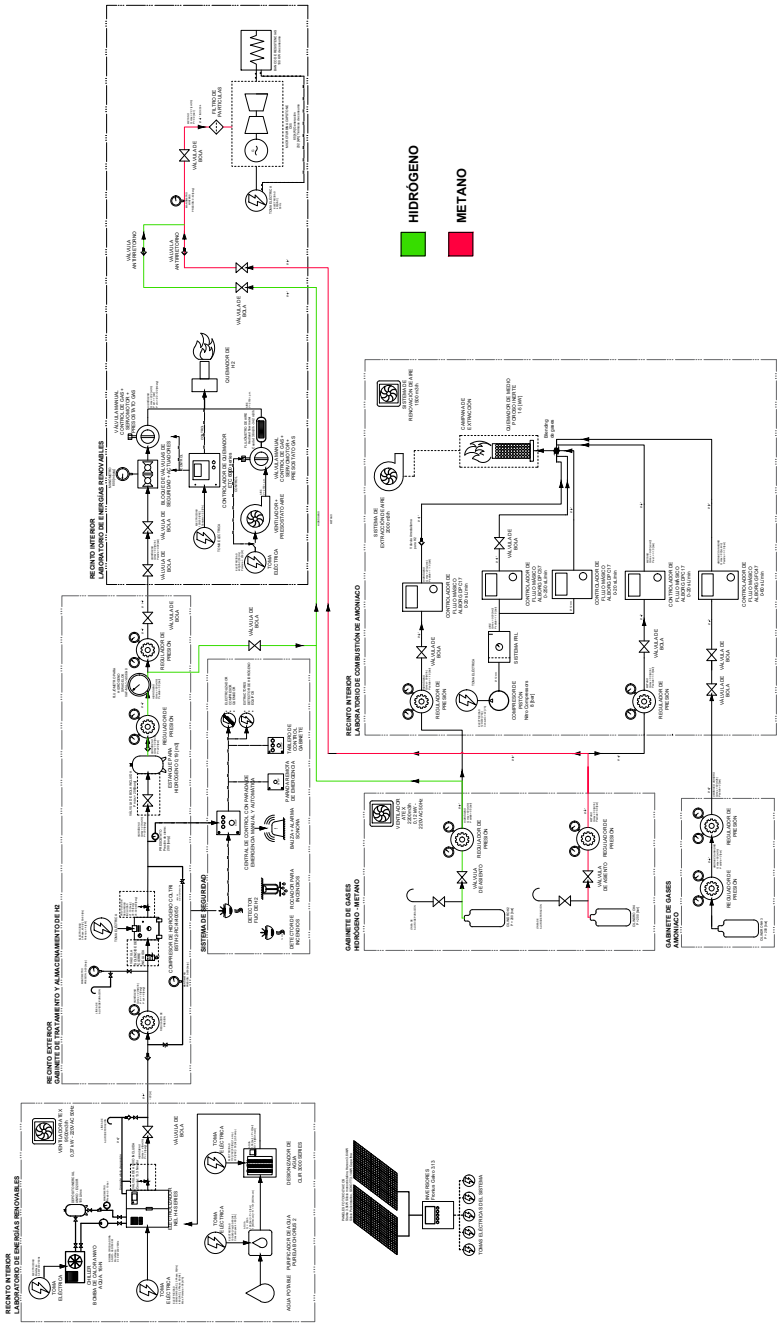



Figura 69: P&ID instalación Laboratorio de energías renovables

## Anexo 6. Tabla de rendimiento microturbina C65 a condiciones ISO

La tabla 28 muestra los datos operacionales de la microturbina a condiciones ISO.

Tabla 28: Rendimientos HPNG en condiciones ISO

| **Potencia Neta Nominal (kW)** | **Eficiencia Neta Nominal (%)** | **Temperatura de Escape (°C / °F)** | **Flujo Másico de Escape (lbm/s)** | **Tasa de Energía del Flujo de Combustible (Btu/hr LHV)** |
|---|---|---|---|---|
| 2 | 5.7 | 201.7 / 395 | 0.32 | 120000 |
| 3 | 7.5 | 213.3 / 416 | 0.35 | 137000 |
| 4 | 8.9 | 223.3 / 434 | 0.38 | 154000 |
| 5 | 10.3 | 226.7 / 440 | 0.4 | 166000 |
| 6 | 11.6 | 229.4 / 445 | 0.42 | 177000 |
| 7 | 12.6 | 232.8 / 451 | 0.44 | 190000 |
| 8 | 13.6 | 235.0 / 455 | 0.46 | 201000 |
| 9 | 14.5 | 237.2 / 459 | 0.48 | 211000 |
| 10 | 15.4 | 239.4 / 463 | 0.49 | 222000 |
| 11 | 16.1 | 241.7 / 467 | 0.51 | 232000 |
| 12 | 16.8 | 244.4 / 472 | 0.52 | 243000 |
| 13 | 17.4 | 247.2 / 477 | 0.54 | 255000 |
| 14 | 17.9 | 250.0 / 482 | 0.55 | 267000 |
| 15 | 18.4 | 252.8 / 487 | 0.57 | 278000 |
| 16 | 18.9 | 255.0 / 491 | 0.58 | 288000 |
| 17 | 19.4 | 257.2 / 495 | 0.59 | 299000 |
| 18 | 19.8 | 259.4 / 499 | 0.61 | 310000 |
| 19 | 20.2 | 261.7 / 503 | 0.62 | 321000 |
| 20 | 20.5 | 263.9 / 507 | 0.63 | 332000 |
| 21 | 20.9 | 266.1 / 511 | 0.65 | 343000 |
| 22 | 21.2 | 268.3 / 515 | 0.66 | 354000 |
| 23 | 21.5 | 270.0 / 518 | 0.67 | 365000 |
| 24 | 21.8 | 272.2 / 522 | 0.68 | 376000 |
| 25 | 22 | 274.4 / 526 | 0.7 | 387000 |
| 26 | 22.2 | 276.7 / 530 | 0.71 | 399000 |
| 27 | 22.5 | 278.3 / 533 | 0.72 | 410000 |
| 28 | 22.7 | 280.6 / 537 | 0.73 | 422000 |
| 29 | 22.9 | 282.2 / 540 | 0.75 | 433000 |
| 30 | 23.1 | 283.9 / 543 | 0.76 | 442000 |
| 31 | 23.4 | 285.0 / 545 | 0.77 | 452000 |

Tabla 29: Rendimientos HPNG en condiciones ISO (Continuación)

| **Potencia Neta Nominal (kW)** | **Eficiencia Neta Nominal (%)** | **Temperatura de Escape (°C / °F)** | **Flujo Másico de Escape (lbm/s)** | **Tasa de Energía del Flujo de Combustible (Btu/hr LHV)** |
|---|---|---|---|---|
| 32 | 23.6 | 286.7 / 548 | 0.78 | 462000 |
| 33 | 23.9 | 287.8 / 550 | 0.79 | 472000 |
| 34 | 24.1 | 288.9 / 552 | 0.8 | 482000 |
| 35 | 24.3 | 290.6 / 555 | 0.81 | 491000 |
| 36 | 24.5 | 291.7 / 557 | 0.82 | 501000 |
| 37 | 24.7 | 292.8 / 559 | 0.83 | 511000 |
| 38 | 24.9 | 294.4 / 562 | 0.84 | 521000 |
| 39 | 25.1 | 295.6 / 564 | 0.85 | 530000 |
| 40 | 25.3 | 296.7 / 566 | 0.85 | 540000 |
| 41 | 25.5 | 298.3 / 569 | 0.86 | 549000 |
| 42 | 25.7 | 299.4 / 571 | 0.87 | 559000 |
| 43 | 25.8 | 300.6 / 573 | 0.88 | 568000 |
| 44 | 26 | 301.7 / 575 | 0.89 | 577000 |
| 45 | 26.2 | 302.8 / 577 | 0.9 | 587000 |
| 46 | 26.3 | 303.9 / 579 | 0.91 | 596000 |
| 47 | 26.5 | 305.6 / 582 | 0.92 | 606000 |
| 48 | 26.6 | 306.7 / 584 | 0.92 | 615000 |
| 49 | 26.8 | 307.8 / 586 | 0.93 | 625000 |
| 50 | 26.9 | 308.9 / 588 | 0.94 | 635000 |
| 51 | 27 | 310.6 / 591 | 0.95 | 645000 |
| 52 | 27.1 | 311.7 / 593 | 0.96 | 655000 |
| 53 | 27.2 | 312.8 / 595 | 0.97 | 665000 |
| 54 | 27.3 | 314.4 / 598 | 0.98 | 675000 |
| 55 | 27.4 | 315.6 / 600 | 0.99 | 685000 |
| 56 | 27.5 | 316.7 / 602 | 1 | 696000 |
| 57 | 27.6 | 318.3 / 605 | 1 | 706000 |
| 58 | 27.6 | 319.4 / 607 | 1.01 | 716000 |
| 59 | 27.7 | 320.6 / 609 | 1.02 | 726000 |
| 60 | 27.8 | 321.7 / 611 | 1.03 | 736000 |
| 61 | 27.9 | 323.3 / 614 | 1.04 | 747000 |
| 62 | 27.9 | 324.4 / 616 | 1.05 | 758000 |
| 63 | 27.9 | 326.1 / 619 | 1.06 | 769000 |
| 64 | 28 | 327.8 / 622 | 1.07 | 781000 |
| 65 | 28 | 329.4 / 625 | 1.08 | 792000 |

## Anexo 7. Factores de perdida y rugosidad para líneas de escape

A continuación se presentan las consideraciones que se tomaron para calcular las perdidas de carga en la línea de gases de escape de la microturbina. La figura 70 y 71 indican las consideraciones de material y geometría del ducto, mientras que la tabla 30 indica las perdidas generadas en la línea en función de la potencia generada, sin considerar el sistema de extracción encendido.

**TABLA 8-2**

Valores de rugosidad equivalentes para tuberías comerciales nuevas*

| Material | Rugosidad $\varepsilon$ ft | mm |
|---|---|---|
| Vidrio, plástico | 0 (liso) | |
| Concreto | 0.003-0.03 | 0.9-9 |
| Duela de madera | 0.0016 | 0.5 |
| Hule, alisado | 0.000033 | 0.01 |
| Tubería de cobre o latón | 0.000005 | 0.0015 |
| Hierro fundido | 0.00085 | 0.26 |
| Hierro galvanizado | 0.0005 | 0.15 |
| Hierro forjado | 0.00015 | 0.046 |
| Acero inoxidable | 0.000007 | 0.002 |
| Acero comercial | 0.00015 | 0.045 |

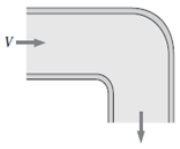
* La incertidumbre en estos valores puede ser hasta ±60 por ciento..

Figura 70: Rugosidad equivalente [47].

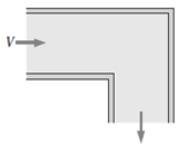
**TABLA 8-4 (CONCLUSIÓN)**

*Codos y ramificaciones*

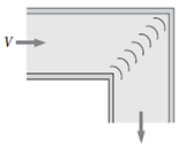
*Codo suave de 90°:*
Embridado: $K_L = 0.3$
Roscado: $K_L = 0.9$



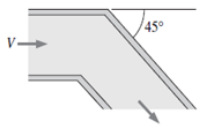

*Codo esquinado de 90°* (sin álabes directores):
$K_L = 1.1$



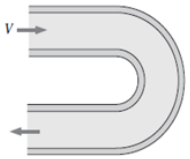

*Codo esquinado de 90°* (con álabes directores):
$K_L = 0.2$



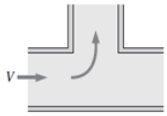

*Codo roscado de 45°:*
$K_L = 0.4$



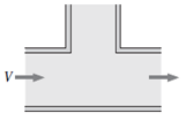

*Codo de retorno de 180°:*
Embridado: $K_L = 0.2$
Roscado: $K_L = 1.5$



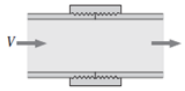

*Conexión en T* (flujo deriv.):
Embridado: $K_L = 1.0$
Roscado: $K_L = 2.0$




*Conexión en T* (flujo en línea):
Embridado: $K_L = 0.2$
Roscado: $K_L = 0.9$




*Unión roscada:*
$K_L = 0.08$




*Válvulas*

*Válvula de globo, totalmente abierta:* $K_L = 10$
*Válvula de ángulo, totalmente abierta:* $K_L = 5$
*Válvula de bola, totalmente abierta:* $K_L = 0.05$
*Válvula de charnela:* $K_L = 2$

Válvula de compuerta, totalmente abierta: $K_L = 0.2$
$\frac{1}{4}$ cerrada: $K_L = 0.3$
$\frac{1}{2}$ cerrada: $K_L = 2.1$
$\frac{3}{4}$ cerrada: $K_L = 17$

* Ésos son valores representativos para coeficientes de pérdida. Los valores reales dependen principalmente del diseño y la fabricación de los accesorios y pueden diferir considerablemente de los valores dados (en especial para las válvulas). En el diseño final se deben usar los datos reales del fabricante.

Figura 71: Coeficientes de perdida para conexiones y uniones de tubería [47].

Tabla 30: Perdidas en Pa en la línea de gases de escape (Sin extractor).

| **Potencia (kW)** | **Eficiencia (%)** | **T. Escape (°C)** | **Flujo (kg/s)** | **f (-)** | **Delta P (Pa)** |
|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 5.7 | 201.7 | 0.1451 | 0.0213 | 197.86 |
| 3 | 7.5 | 213.3 | 0.1588 | 0.0210 | 240.22 |
| 4 | 8.9 | 223.3 | 0.1724 | 0.0207 | 286.16 |
| 5 | 10.3 | 226.7 | 0.1814 | 0.0204 | 316.92 |
| 6 | 11.6 | 229.4 | 0.1905 | 0.0202 | 349.20 |
| 7 | 12.6 | 232.8 | 0.1996 | 0.0201 | 383.71 |
| 8 | 13.6 | 235 | 0.2087 | 0.0199 | 418.93 |
| 9 | 14.5 | 237.2 | 0.2177 | 0.0197 | 455.38 |
| 10 | 15.4 | 239.4 | 0.2223 | 0.0196 | 475.72 |
| 11 | 16.1 | 241.7 | 0.2313 | 0.0195 | 514.80 |
| 12 | 16.8 | 244.4 | 0.2359 | 0.0194 | 537.12 |
| 13 | 17.4 | 247.2 | 0.2449 | 0.0193 | 579.42 |
| 14 | 17.9 | 250 | 0.2495 | 0.0192 | 603.43 |
| 15 | 18.5 | 252.8 | 0.2585 | 0.0191 | 648.50 |
| 16 | 18.9 | 255 | 0.2631 | 0.0190 | 673.28 |
| 17 | 19.4 | 257.2 | 0.2676 | 0.0190 | 698.12 |
| 18 | 19.8 | 259.4 | 0.2722 | 0.0189 | 723.98 |
| 19 | 20.2 | 261.7 | 0.2812 | 0.0188 | 773.01 |
| 20 | 20.5 | 263.9 | 0.2858 | 0.0187 | 800.41 |
| 21 | 20.9 | 266.1 | 0.2948 | 0.0186 | 852.00 |
| 22 | 21.2 | 268.3 | 0.2994 | 0.0186 | 880.94 |
| 23 | 21.5 | 270 | 0.3039 | 0.0185 | 908.99 |
| 24 | 21.8 | 272.2 | 0.3084 | 0.0185 | 938.47 |
| 25 | 22 | 274.4 | 0.3175 | 0.0184 | 995.35 |
| 26 | 22.2 | 276.7 | 0.3221 | 0.0183 | 1027.20 |
| 27 | 22.4 | 278.3 | 0.3266 | 0.0183 | 1057.58 |
| 28 | 22.7 | 280.6 | 0.3311 | 0.0182 | 1089.96 |
| 29 | 22.9 | 282.2 | 0.3402 | 0.0181 | 1150.39 |
| 30 | 23.1 | 283.9 | 0.3447 | 0.0181 | 1183.00 |
| 31 | 23.4 | 285 | 0.3493 | 0.0181 | 1215.38 |
| 32 | 23.6 | 286.7 | 0.3538 | 0.0180 | 1249.02 |
| 33 | 23.9 | 287.8 | 0.3583 | 0.0180 | 1281.72 |
| 34 | 24.1 | 288.9 | 0.3629 | 0.0179 | 1315.55 |
| 35 | 24.3 | 290.6 | 0.3674 | 0.0179 | 1350.74 |
| 36 | 24.5 | 291.7 | 0.3719 | 0.0179 | 1384.88 |
| 37 | 24.7 | 292.8 | 0.3765 | 0.0178 | 1420.19 |
| 38 | 24.9 | 294.4 | 0.381 | 0.0178 | 1456.67 |
| 39 | 25.1 | 295.6 | 0.3856 | 0.0177 | 1493.28 |
| 40 | 25.3 | 297.8 | 0.3856 | 0.0178 | 1499.52 |
| 41 | 25.5 | 298.3 | 0.3901 | 0.0177 | 1534.00 |
| 42 | 25.7 | 299.4 | 0.3946 | 0.0177 | 1570.67 |
| 43 | 25.8 | 300.6 | 0.3992 | 0.0176 | 1608.88 |
| 44 | 26 | 301.7 | 0.4037 | 0.0176 | 1646.52 |
| 45 | 26.2 | 302.8 | 0.4082 | 0.0176 | 1684.65 |
| 46 | 26.3 | 303.9 | 0.4128 | 0.0175 | 1724.05 |
| 47 | 26.5 | 305.6 | 0.4173 | 0.0175 | 1765.14 |

Continúa en la siguiente página

**Tabla 30 – Continuación**

| Pot. (kW) | Efic. (%) | T. Esc. (°C) | Flujo (kg/s) | f (-) | Delta P (Pa) |
|---|---|---|---|---|---|
| 48 | 26.6 | 306.7 | 0.4173 | 0.0175 | 1768.77 |
| 49 | 26.8 | 307.8 | 0.4218 | 0.0175 | 1808.49 |
| 50 | 26.9 | 308.9 | 0.4264 | 0.0174 | 1849.51 |
| 51 | 27 | 310.6 | 0.4309 | 0.0174 | 1892.33 |
| 52 | 27.1 | 311.7 | 0.4354 | 0.0174 | 1933.58 |
| 53 | 27.2 | 312.8 | 0.44 | 0.0173 | 1976.18 |
| 54 | 27.3 | 314.4 | 0.4445 | 0.0173 | 2010.30 |
| 55 | 27.4 | 315.6 | 0.4491 | 0.0173 | 2052.34 |
| 56 | 27.5 | 316.7 | 0.4536 | 0.0173 | 2081.66 |
| 57 | 27.6 | 318.3 | 0.4536 | 0.0173 | 2112.83 |
| 58 | 27.7 | 319.4 | 0.4581 | 0.0172 | 2143.77 |
| 59 | 27.7 | 320.6 | 0.4627 | 0.0172 | 2170.52 |
| 60 | 27.8 | 321.7 | 0.4672 | 0.0172 | 2204.50 |
| 61 | 27.9 | 323.3 | 0.4717 | 0.0171 | 2232.07 |
| 62 | 27.9 | 324.4 | 0.4763 | 0.0171 | 2279.04 |
| 63 | 27.9 | 326.1 | 0.4808 | 0.0171 | 2302.20 |
| 64 | 28 | 327.8 | 0.4853 | 0.0171 | 2320.96 |
| 65 | 28 | 329.4 | 0.4899 | 0.0170 | 2329.15 |

## Anexo 8. Proceso de instalación sistemas eléctricos

Las figuras 72 y 73 muestran el proceso de canalización de las conexiones y el armado del tablero eléctrico.



Figura 72: Armado de gabinete y tablero eléctrico



Figura 73: Proceso de canalización

## Anexo 9. Estados de operación MT

A continuación se detallan los estados de operación de la microturbina Capstone C65.

- **Power Up:** La alimentación de red se rectifica mediante un circuito de precarga, lo que permite precargar el bus de corriente continua (CC) principal. Esto, a su vez, alimenta una fuente de alimentación de 24V de CC (PDM), que alimenta todos los componentes del subsistema a través de la placa de control del ECM y alimenta el sistema.
- **Invalid:** El sistema pasa a este estado cuando el software o hardware no coincide o si no se instalaron puentes (*jumpers*) para identificar el modo (Grid Connect o Stand Alone) en el que ejecutarse.
- **Stand By:** Este es el estado principal de la microturbina después del encendido inicial o en cualquier otro momento en que la unidad esté en línea pero no haya recibido un comando de inicio. El sistema permanecerá en este estado mientras se aplique energía de la red a las terminales.

- **Prepare to start:** Al emitirse una orden de arranque, el sistema pasa al estado "Prepararse para arrancar". Se producen los siguientes eventos:

    1. Se encienden los ventiladores de refrigeración.
    2. El sistema verifica que se haya establecido la comunicación con el dispositivo de combustible.
    3. Se espera un mínimo de 60 segundos después de que el voltaje y la frecuencia de la red eléctrica estén dentro de los rangos aceptables antes de conectarse a la red eléctrica.
    4. El contactor de salida se cierra y el modulo de control de carga eleva para regular el bus de corriente continua a 760 VCC.
    5. El temporizador de purga está habilitado.

- **Wait for permissive:** Tras el estado "Preparación para el Arranque", la microturbina verifica el ajuste del Tipo de Combustible (FUELTY).
- **Liftoff:** Se aplican voltaje y corriente de red al generador para proporcionar torque para girar los componentes del motor. En este estado, se le ordena al ECM que aumente rápidamente la velocidad de purga del motor a 20 000 rpm. Un tiempo de purga de 2 segundos intercambiará aproximadamente todo el volumen de aire interior de la microturbina (cámara de combustión, recuperador, línea de escape) antes del encendido.
- **Lightoff:** El ECM ordena a la placa de control de combustible (FCB) que inicie la secuencia de encendido. Se activa el solenoide de corte de combustible, se activa la válvula de control, se abren los solenoides de los inyectores 1 y 2, para encender la cámara de combustión. El flujo de combustible aumenta con el encendedor activado hasta que se detecta un aumento de la temperatura a la salida de la turbina (TET). Si este aumento no se detecta en 15 segundos, se declara una falla de ENCENDIDO (6006). Una vez que el software detecta un incremento de la TET superior a 27.8 °C en menos de 15 segundos, el sistema pasa al siguiente estado de la secuencia.
- **Start Acceleration:** En este estado, el motor acelera al ralentí mínimo antes de entrar en el estado de funcionamiento. Se producen los siguientes eventos. El controlador del sistema espera en este estado hasta que el ECM haya alcanzado una velocidad de 45 000 rpm, mientras aumenta el flujo de combustible para mantener la combustión. Una vez alcanzada la velocidad, el sistema pasará al siguiente estado de la secuencia.
- **Run:** La microturbina funciona con combustible a 45 000 rpm durante un máximo de dos minutos para calentar los componentes del motor. El sistema funciona con combustible a 45 000 rpm mientras el TET se calienta a 635 °C. El sistema puede exportar energía mínima, que varía según las diferencias de temperatura ambiente.
- **Load:** La velocidad del motor variará de 45 000 a 96 000 rpm para satisfacer la demanda de potencia del sistema, hasta la velocidad máxima o el límite de corriente de la unidad.
- **Cooldown:** La orden de parada o la falla permitirán que se produzca la siguiente secuencia:

    1. Se genera la orden de parada o la falla SSL 3.
    2. Se reduce la potencia de salida (el calor en el recuperador puede provocar una mayor potencia de salida mientras el motor desacelera).
    3. En un sistema de gas, se desactivan el cierre de combustible, la válvula Woodward y los solenoides de los inyectores.
    4. Se reduce la velocidad y el motor funciona a la velocidad de enfriamiento de 50 000 rpm.

- **Shutdown:** En este estado, el ECM ordena al motor que reduzca las rpm a la velocidad de apagado (20 000 rpm) y luego rápidamente a cero. Una vez que se confirma que la velocidad del motor es cero, la válvula de descarga se desactiva y los ventiladores del gabinete se desactivan.

- **Warmdown:** El sistema pasará a este estado si se produce una falla SSL 4 o SSL 5 desactivando la generación de energía y desactivando los sistemas de combustible.
- **Fault:** El sistema pasa al estado de falla, si detecta una falla en los SSL 4 a SSL 6, el motor se apaga y no se puede reiniciar. Después de dos minutos, el sistema pasa al estado de espera.

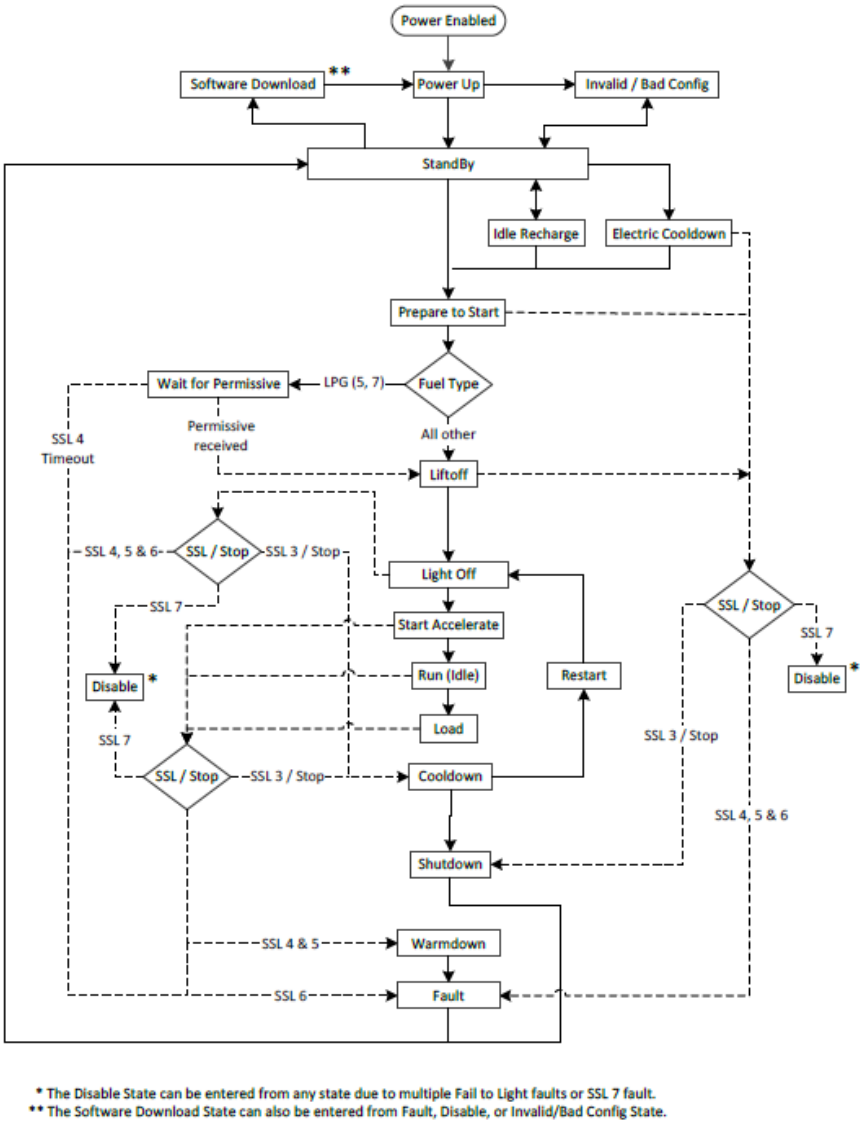



Figura 74: Diagrama de estados para la operación de la microturbina [32].

# Anexo 10. Manual de operación y mantenimiento para microturbina

En las siguientes páginas se adjuntan documentos elaborados para capacitar a alumnos, docentes o funcionarios sobre el uso y el mantenimiento que se realiza en la microturbina Capstone C65.

## 1. OBJETIVO

El objetivo de este documento es establecer los procedimientos y parámetros técnicos necesarios para la operación segura, eficiente y confiable de la microturbina Capstone C65, garantizando la seguridad del personal y de los equipos involucrados.

## 2. ALCANCES

Este instructivo aplica a todas las actividades relacionadas con la operación normal y controlada de la microturbina Capstone C65 instalada en el Laboratorio de Energías Renovables, incluyendo los sistemas asociados de combustible, control y potencia.

Comprende desde las verificaciones previas al arranque hasta la secuencia de parada segura del equipo, abarcando los siguientes sistemas y subsistemas:

- Sistema de alimentación de combustible: Metano e Hidrógeno
- Sistema eléctrico y de control
- Sistema de monitoreo y registro de variables operacionales

## 3. DEFINICIONES

**Operador:** Personal capacitado y autorizado para operar el equipo en la realización del ensayo.

**Sistema de combustible:** Conjunto de componentes que permiten el suministro, regulación y monitoreo del gas combustible (válvulas, manómetros, filtros, tuberías y detectores).

**Purgado:** Liberación controlada del gas contenido en líneas antes del arranque o mantenimiento.

**EPP:** Equipo de Protección Personal (guantes dieléctricos, antiparras, protección auditiva, etc.).

**Bitácora de operación:** Registro físico o digital que documenta cada arranque, parada, alarma y evento relevante.

**Checklist previo a operación:** Registro físico o digital que documenta las condiciones previas a operar el equipo.

**Jerarquía de funciones:** La jerarquía de funciones es un concepto general que se usa en ingeniería, control industrial y documentación operativa para ordenar las acciones, comandos o responsabilidades de un sistema desde lo más general a lo más específico.

## 4. DESCRIPCIONES

### 4.1. Microturbina Capstone C65

La microturbina Capstone C65 es un sistema de generación eléctrica adaptable, de bajas emisiones y bajo mantenimiento, diseñado para una amplia variedad de aplicaciones. El conjunto está compuesto por un generador de alta velocidad acoplado a una turbina de gas, gestionado mediante electrónica de potencia digital para producir energía eléctrica de alta calidad. Su diseño patentado permite optimizar los costos energéticos al operar en paralelo con la red eléctrica, o funcionar de forma independiente como generador de respaldo.

La salida de corriente alterna (CA) generada por la microturbina se conecta en paralelo con la red eléctrica o con otra fuente de generación.




*Figura 1: Microturbina Capstone C65.*

*Tabla 1: Especificaciones técnicas de Capstone C65*

| **Parámetro** | **Valor Nominal** |
|---|---|
| Potencia eléctrica neta | 65 kW |
| Tensión de salida | 400 / 480 VAC (3 Φ, 4 hilos, Wye) |
| Frecuencia | 50 / 60 Hz |
| Presión de gas de entrada | 517 – 551 kPa g (75 – 80 psig) |
| Caudal másico de gas | 919 MJ/h (HHV) ≈ 24.4 $Nm^3/h$ a 37.7 $MJ/m^3$ |
| PCS del combustible admitido | 30.7 – 47.5 $MJ/m^3$ |
| Temperatura de gases de escape | 329 °C |
| Flujo másico de gases de escape | 0.49 kg/s |
| Eficiencia eléctrica (LHV) | 28 % |
| Nivel sonoro | 70 dBA a 10 m |
| Dimensiones (W×D×H) | 0.76 × 1.95 × 2.08 m |
| Peso | 758 kg |
| Combustible | Gas Natural (hasta 30 % $H_2$ en mezcla) |
| Sistema de lubricación | Aire / sin lubricante |
| Refrigeración | Refrigerado por aire |

### 4.2. Sistema de Control

El sistema de control de la microturbina C65 está compuesto por un controlador electrónico principal (C65 Controller) y una interfaz de usuario local con pantalla en la parte frontal del equipo. Desde este panel se gestionan todos los procesos de encendido, monitoreo, configuración, alarmas y apagado. De manera remota, el equipo cuenta con un software de control llamado CRMS (Capstone Remote Monitoring System) para el cual se encuentra destinado un computador, este dispositivo permite conectarse a la microturbina de manera remota, monitorear y ajustar diferentes parámetros de operación del equipo.

## 5. CONSIDERACIONES PREVIAS A OPERAR EQUIPO

### 5.1. Condiciones del entorno

Antes de iniciar la operación, el entorno donde se emplaza la microturbina debe cumplir condiciones de seguridad, ventilación y accesibilidad que aseguren una operación libre de riesgos para el personal y el equipo. Estas condiciones buscan evitar situaciones que pongan en riesgo a los operadores y a los equipos involucrados.

**Requisitos:**

1. **Área ventilada y despejada:** Mantener flujo de aire natural o forzado que evite recirculación de gases. Encender sistema de ventilación forzada de la nave, este se enciende en el tablero eléctrico "TSF.A Y C PLANTA DE HIDRÓGENO", pulsando el **botón verde**. Además se debe encender el extractor de la línea de los gases de escape pulsando el botón **RUN**.




*Figura 2: Control de extractores de aire.*




*Figura 3: Control de extractor línea de escape.*

2. **Distancias mínimas de seguridad**: Verificar que no existan obstrucciones en las cercanías de la microturbina.
    a. Laterales: 0.76 m
    b. Posterior: 0.91 m
    c. Frontal (panel de control): 0.76 m
3. **Temperatura y humedad ambiente:** Para operar el equipo, la temperatura del ambiente se debe encontrar entre –20 °C y 50 °C y con humedad < 95 % sin condensación.
4. **Protección personal:** En caso de operar la microturbina en terreno, es obligatorio el uso de EPP; guantes aislantes, lentes, zapatos dieléctricos y protección auditiva (>70 dBA).
5. **Prohibiciones**: No fumar ni encender llamas a menos de 10 m del sistema de combustible.

### 5.2. Sistema de combustible

El sistema de alimentación de gas suministra el combustible a la cámara de combustión. Este debe garantizar presión estable, pureza y flujo continuo. La microturbina C65 HPNG opera con metano ($CH_4$), o mezclas metano ($CH_4$) – hidrógeno($H_2$) a alta presión 75–80 psig (5.17 – 5.51 barg), por lo que cualquier desviación de estos parámetros puede causar fallos de encendido o daños al sistema interno de combustión.

**Requisitos:**

1. Verificar que no se estén realizando otras pruebas con metano, hidrógeno u otros combustibles en el Laboratorio de Energías Renovables. Confirmar que líneas del laboratorio de combustión de amoniaco se encuentren cerradas.
2. Verificar que todas las líneas de combustible a utilizar se encuentren cerradas.
3. El consumo energético de combustible del equipo es elevado, por lo que se debe verificar que los cilindros de metano/hidrógeno tengan una presión de almacenamiento superior a 50 barg, para asegurar un periodo mínimo de operación.
4. Liberar el paso de gas progresivamente en las líneas a utilizar y ajustar reguladores de presión de metano e hidrógeno (si corresponde) progresivamente (RH1, RH2, RM) en el rango operación 5.17–5.51 bar g (75–80 psig) constante (Idealmente en el rango superior de trabajo).




*Figura 4: Regulador de presión metano ($CH_4$).*

5. En caso de realizar mezclas $H_2/CH_4$, se debe asegurar que el porcentaje de **$H_2$ volumétrico** sea inferior a ≤ 20 % $H_2$. No se pueden operar mezclas de gases si no se encuentran habilitados controladores de flujo másico en las líneas.

6. En caso de operar por primera vez la microturbina, asegurar la estanqueidad de las líneas, realizar prueba con burbujeo o presión según DS 66/2007 o NFPA 54.
7. Las líneas de combustible deben estar seguras y libres de fugas. Si usted huele vapores de combustible, detenga inmediatamente el funcionamiento de la microturbina y cierre la válvula de alimentación de combustible

8. Una vez confirmados los puntos anteriores, abrir las llaves de paso que conducen a la microturbina de manera progresiva (Metano e hidrógeno). Referencia de ubicación (VV, v).
9. Verificar que la presión indicada en el manómetro M sea la adecuada para la operación (75-80 psi), en caso de un aumento en la presión antes del encendido, la microturbina arrojará una alerta de falla. Por otro lado la microturbina puede trabajar a menor presión pero esto afectará directamente con el rendimiento del equipo.

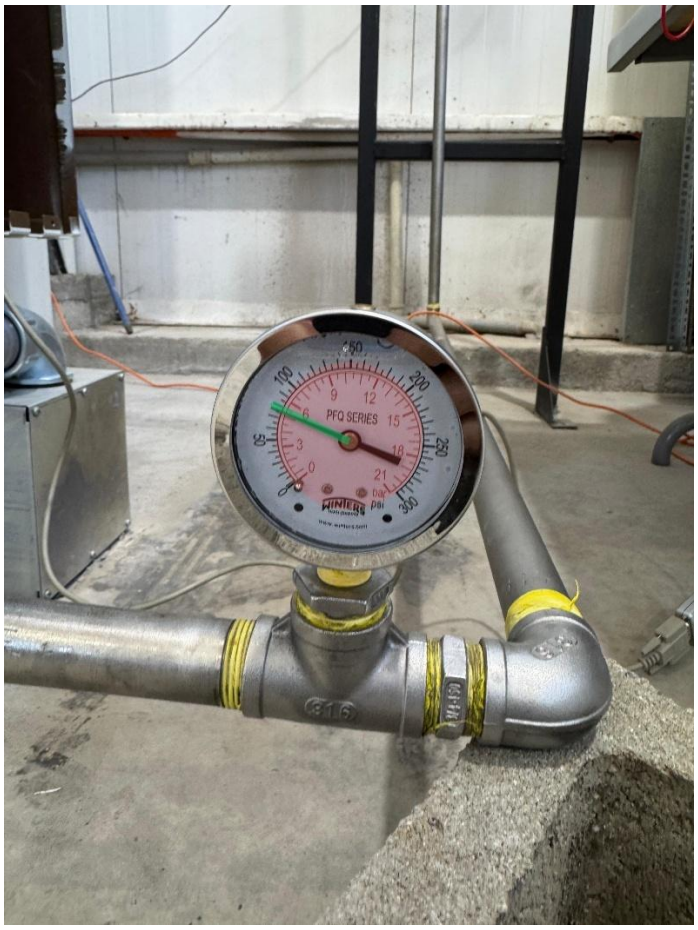



*Figura 5: Presión de trabajo aceptada.*

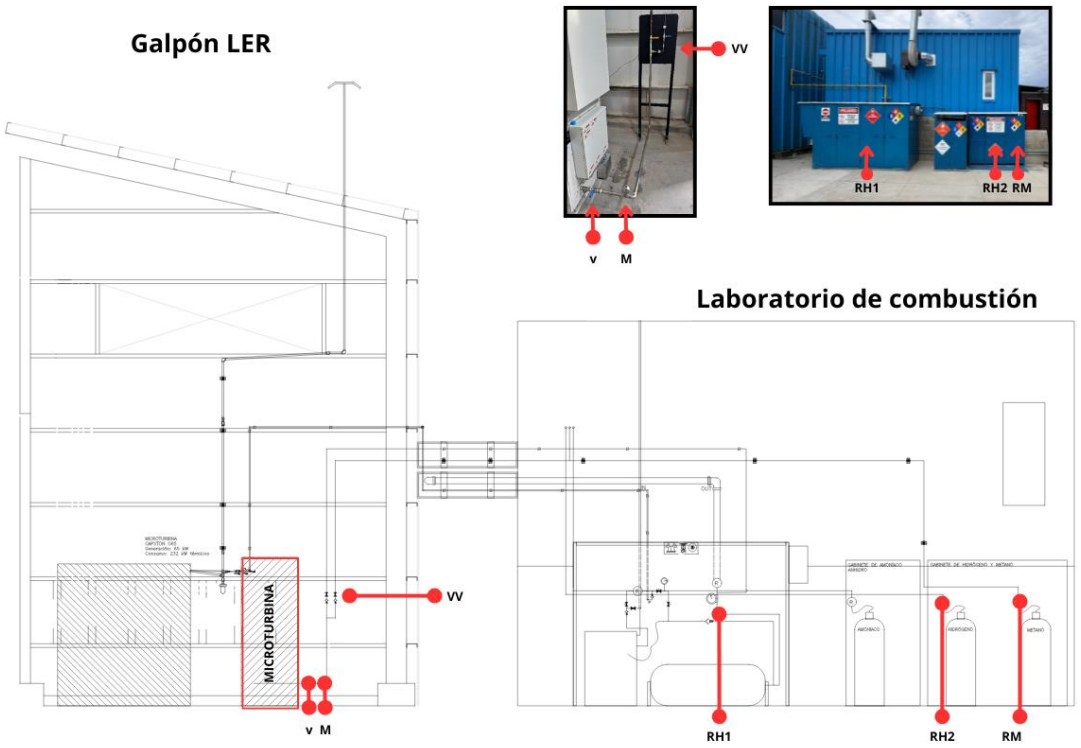



*Figura 6: Referencia de Laboratorio.*

### 5.3. Sistema eléctrico y de control

Antes de operar, se deben verificar las condiciones eléctricas, de protección y de control para asegurar la correcta conexión en modo *Grid Connect* y evitar fallas de sincronismo o descargas hacia la red indeseadas.

**Requisitos:**

1. **Disponibilidad de red:** Verificar en tablero "Laboratorio de Energías Renovables" que la tensión nominal sea de 400 V con una frecuencia 50 Hz.
2. **Protecciones:** Encender interruptores automáticos del tablero "LABORATORIO DE COMBUSTIÓN AMONIACO" (Microturbina y Banco Resistivo) en caso de estar apagados. Esta operación debe ser realizada por personal autorizado.

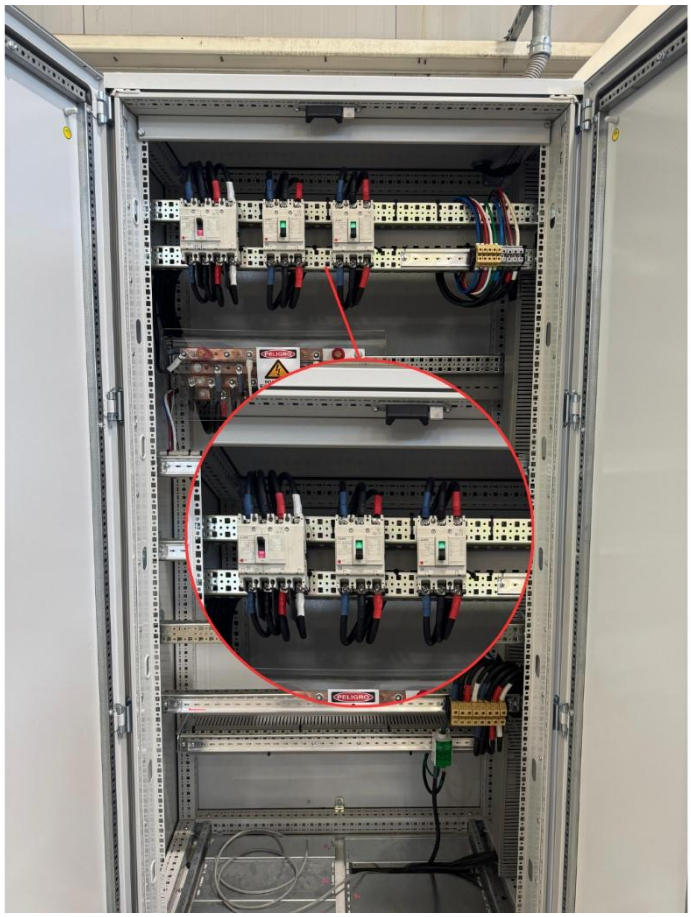


*Figura 7: Encendido de interruptores automáticos.*

3. **Controlador:** Verificar que la pantalla de la microturbina se encuentre en encendido modo configurado "**GRID CONNECT**", sin alarmas activas.
4. **Comunicación:** En caso de trabajar de manera remota verificar que se encuentren conectadas la interfaz hacia el computador de trabajo y abrir el software CRMS.

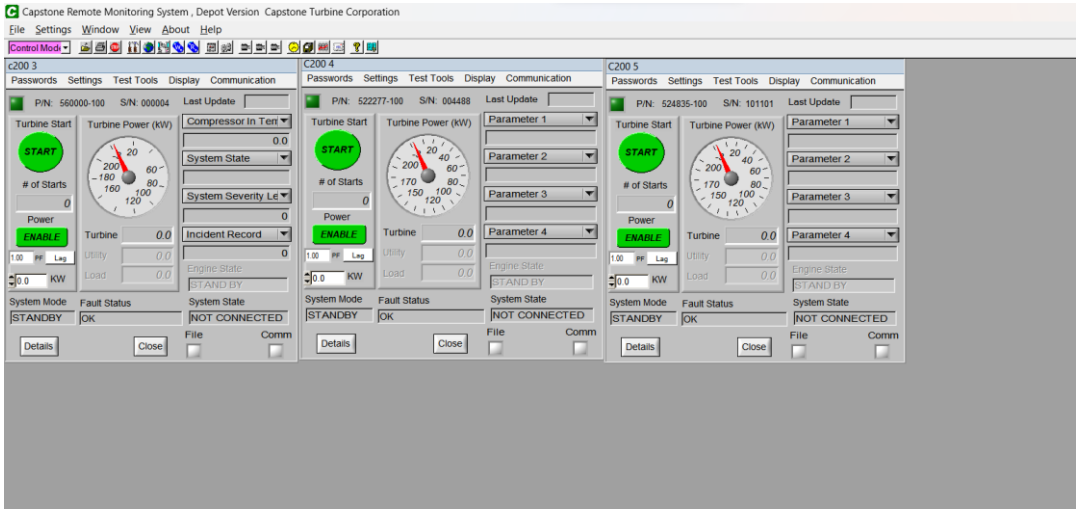



*Figura 8: Software CRMS.*

5. **Encendido de banco de carga resistivo:** Para asegurar la integridad de la red, se debe hacer uso de un banco de carga resistivo, dicho dispositivo actúa como un equipo de consumo y protege a la red de sobre inyecciones de energía al sistema. Para encender el equipo se debe conectar a la red eléctrica mediante un enchufe simple.



*Figura 9: Banco de carga resistivo.*

El equipo se debe encender apretando la botonera ON/OFF, luego se debe seleccionar el modo de control en LOCAL/INTELLIGENT. En el primer modo se deben seleccionar las cargas, que van desde 1 kW a 40 kW, estos botones son con enclavamiento por lo que se pueden hacer combinaciones de potencia hasta 100 kW. Una vez se determina la potencia se selecciona el botón "Load Confirm" y se encienden los ventiladores apretando "Fan Power Suply". En el modo INTELLIGENT el propio equipo hace un seguimiento de la potencia entregada por la propia microturbina, pero solo se debe activar esta función si se tiene un computador conectado al sistema.

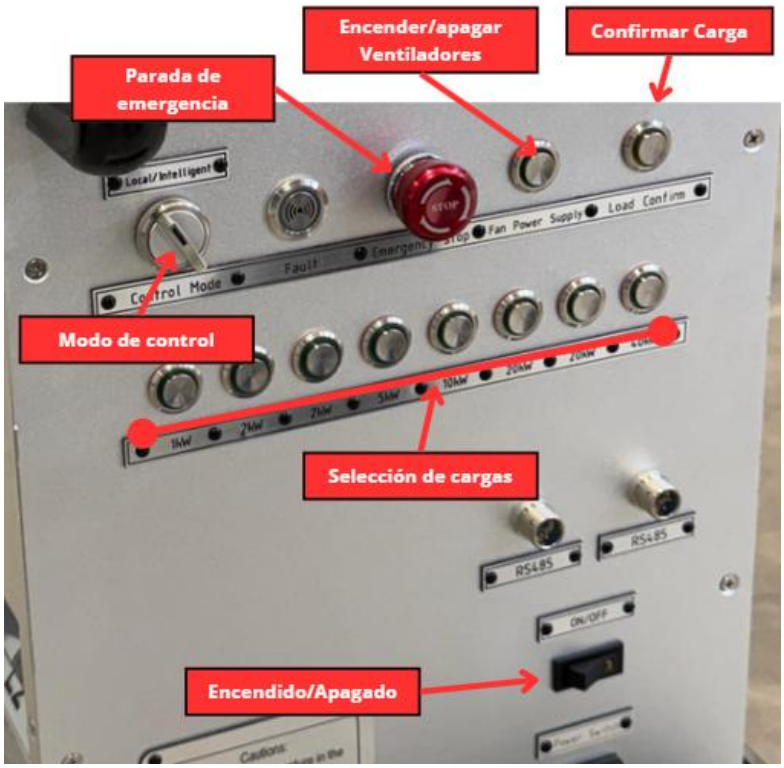



*Figura 10: Indicación de botoneras de banco de carga.*

Para detener el equipo se deben desclavar las cargas una vez se ha terminado el suministro de energía desde la microturbina. Luego se apagan los ventiladores, este proceso tarda unos segundos debido a que se debe enfriar las resistencias y disipar todo el calor dentro de la máquina. Finalmente una vez que se apagan los ventiladores se apaga el equipo. Nunca se debe ocupar la parada de emergencia para detenciones normales, ya que el uso excesivo de este botón puede dañar el equipo.

## 6. OPERACIÓN DE MICROTURBINA

El panel de visualización (o un computador conectado directamente o vía módem) puede utilizarse para monitorear los parámetros operacionales durante la operación del sistema. Solo algunos de los datos rutinarios de operación y desempeño se encuentran disponibles para monitoreo, los cuales son los siguientes:

- **Potencia de salida** (en kW)
- **Velocidad de la turbina** (en revoluciones por minuto, o RPM)
- **Temperatura de salida de la turbina** (en °C o °F)
- **Tensiones de fase** (en voltios) y **corrientes** (en amperios)

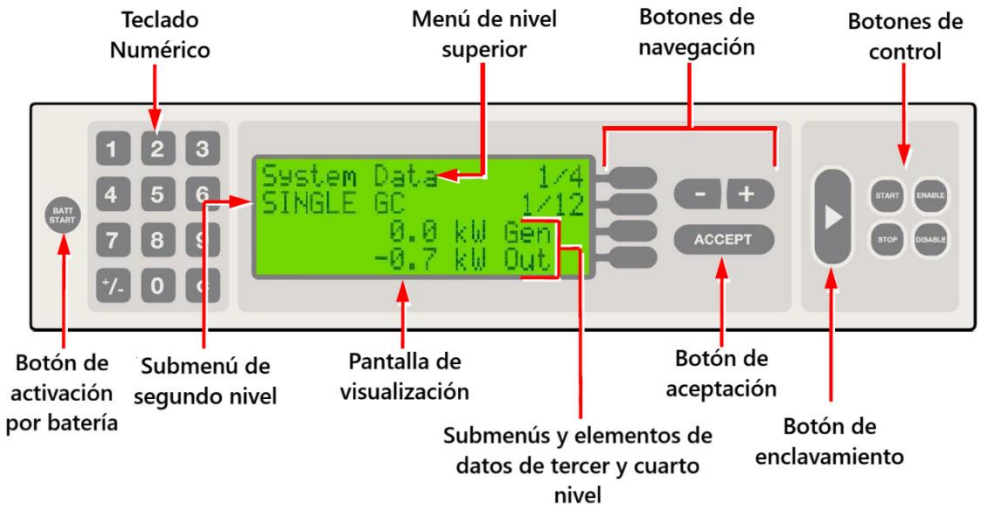



*Figura 11: Panel de control Capstone C65.*

### 6.1. Sobre el encendido

El panel de control solo debe ser utilizado **una vez que se haya verificado que se cumplen todas las condiciones previas para operar**, y que los dispositivos de protección y ventilación se encuentren habilitados.

Para arrancar el sistema desde el panel de control, mantenga pulsado el botón **INTERLOCK** y, a continuación, pulse el botón **START**

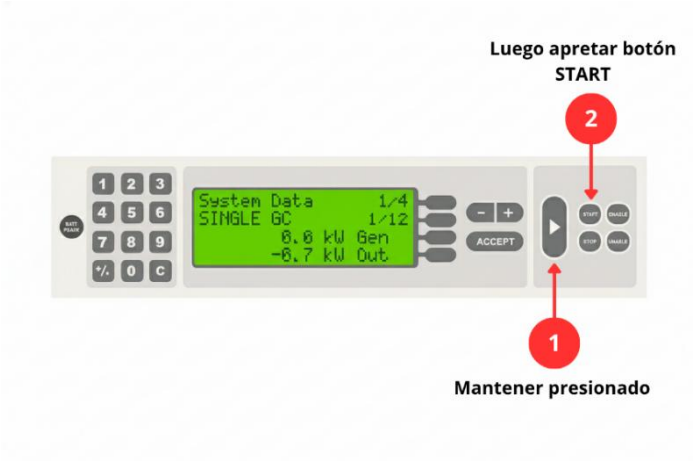



*Figura 12: Secuencia de encendido.*

En el modo de conexión a la red, el sistema de microturbinas debe configurarse para alcanzar un nivel de potencia de salida específico. Cada modo de despacho incluye un ajuste de nivel de potencia. Algunos modos de despacho incluyen cambios automáticos en el nivel de potencia de salida.

En el modo de conexión remota, una vez que se encuentran configurados los parámetros de operación, se verifica que no existan señales de falla y se presiona el botón de START.

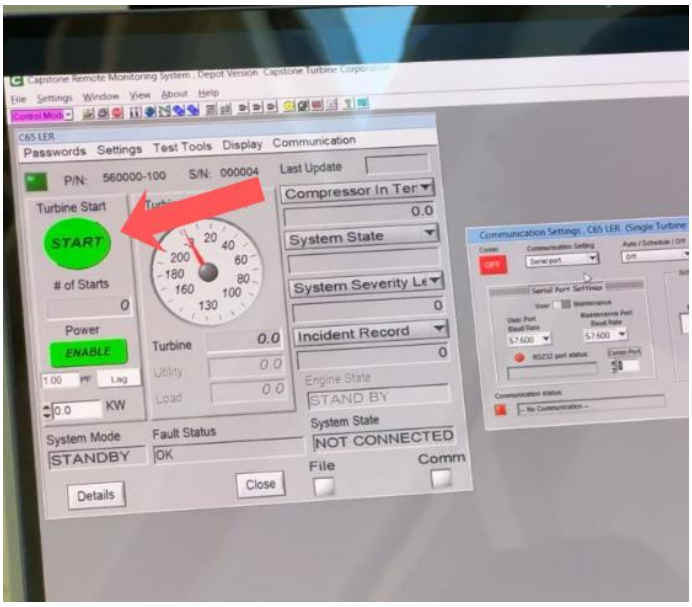



*Figura 13: Encendido de microturbina mediante CRMS.*

### 6.2. Áreas del panel de visualización

La ventana de visualización se encuentra en el centro del panel de visualización. Esta ventana puede mostrar cuatro líneas de veinte caracteres, cada una de las cuales indica la posición en la jerarquía del menú, la visualización de datos y la entrada de datos.

Los botones de navegación se encuentran a la derecha de la ventana de visualización y constan de cuatro botones dispuestos verticalmente, cada uno con una línea a su izquierda que indica una línea de datos en la ventana. Estos cuatro botones, junto con los botones a su derecha etiquetados como **(-), (+) y ACEPTAR**, son los botones de navegación; se utilizan para seleccionar distintas pantallas o elementos de datos.

Los botones de control se encuentran a la derecha de los botones de navegación. Estos botones permiten encender y apagar la microturbina, así como activar y desactivar la salida de potencia en modo autónomo. Por seguridad, es necesario pulsar el botón de bloqueo junto con el botón de control. Si se pulsa un botón de control sin pulsarlo, el software no podrá detectar la orden.

**Todos los botones, excepto el botón BATT START tienen una respuesta sonora.**

Para ajustar el nivel de contraste de la pantalla se puede cambiar pulsando el botón de bloqueo y un botón de navegación de la siguiente manera:

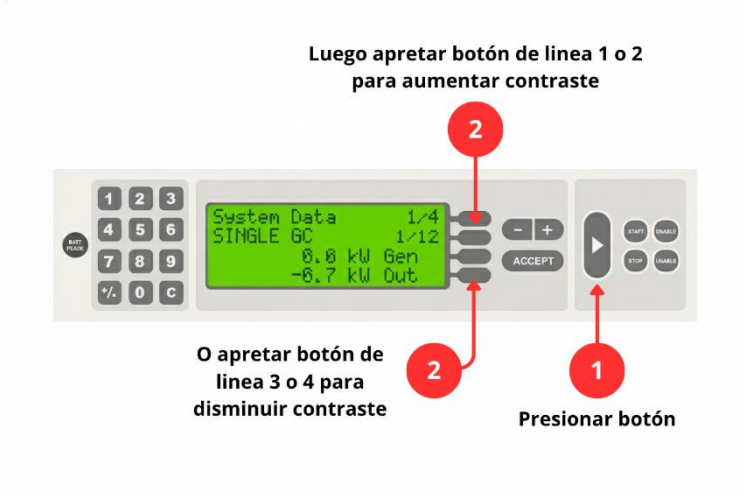



*Figura 14: Secuencia para aumentar o disminuir contraste*

### 6.3. Navegación por el menú

#### Navegación por menús principales

El desplazamiento por las pantallas del menú principal se realiza mediante los botones de navegación. La línea superior de la pantalla muestra siempre el nombre del menú principal

actual. Para desplazarse por los menús principales, **pulse el botón de navegación superior.** Los números que indican la posición del menú, situados en el extremo derecho de la línea superior, parpadearán. Mientras parpadean, pulse los botones **(-) o (+)** para desplazarse por los menús.

**Navegación por submenús**

Cada una de las pantallas del menú principal tiene varios submenús. La segunda línea de la ventana muestra el submenú actual. La navegación por los submenús es similar a la de los menús principales, con la diferencia de que debe pulsar el botón de navegación de la segunda línea para seleccionar la segunda línea de la pantalla.

Cuando los números parpadeen, pulse los botones **(-) o (+)** para desplazarse por los submenús. Al llegar al menú deseado, **pulse el botón ACEPTAR** para seleccionarlo, o espere 20 segundos para que el sistema acepte automáticamente el menú seleccionado.

El tercer y cuarto nivel muestran los datos de rendimiento seleccionados o permiten introducir información, como contraseñas o ajustar la configuración de energía. Las descripciones de cada pantalla o submenú se agrupan según el menú de nivel superior.

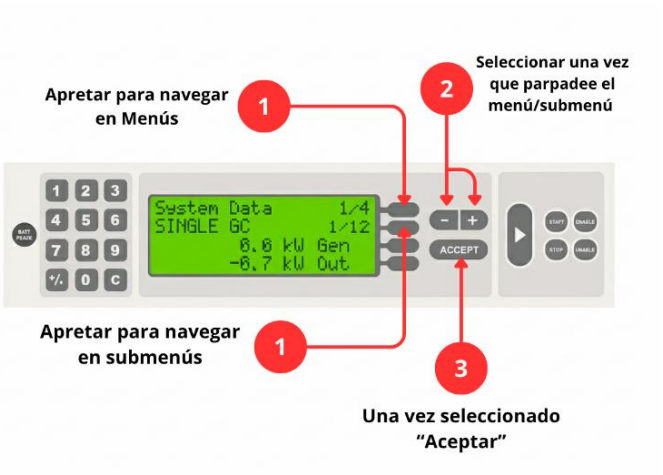



*Figura 15: Navegación por menús*

**Entrada de datos**

Para introducir datos, seleccione el nivel adecuado con los botones de navegación, lo que hará que la línea de visualización parpadee. **Introduzca los datos con el teclado numérico** o desplácese por las opciones de entrada de datos disponibles con los botones **(-) o (+)** y pulse el botón **ACEPTAR** cuando haya terminado. Para modificar la configuración del sistema o el modo de funcionamiento, deberá introducir una contraseña de usuario. Las entradas numéricas se pueden cancelar con el botón (-).

**La contraseña de usuario predeterminada (en el panel de visualización) está configurada en 87712370.**

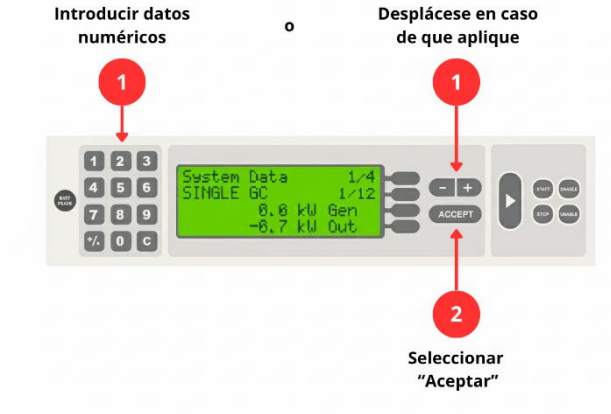



*Figura 16: Ingreso de datos*

**Jerarquía de funciones**

En la figura 17 se indica la jerarquía de funciones del panel de control de la microturbina, dichas funciones permiten obtener información en tiempo real del equipo cuando se encuentra en funcionamiento.

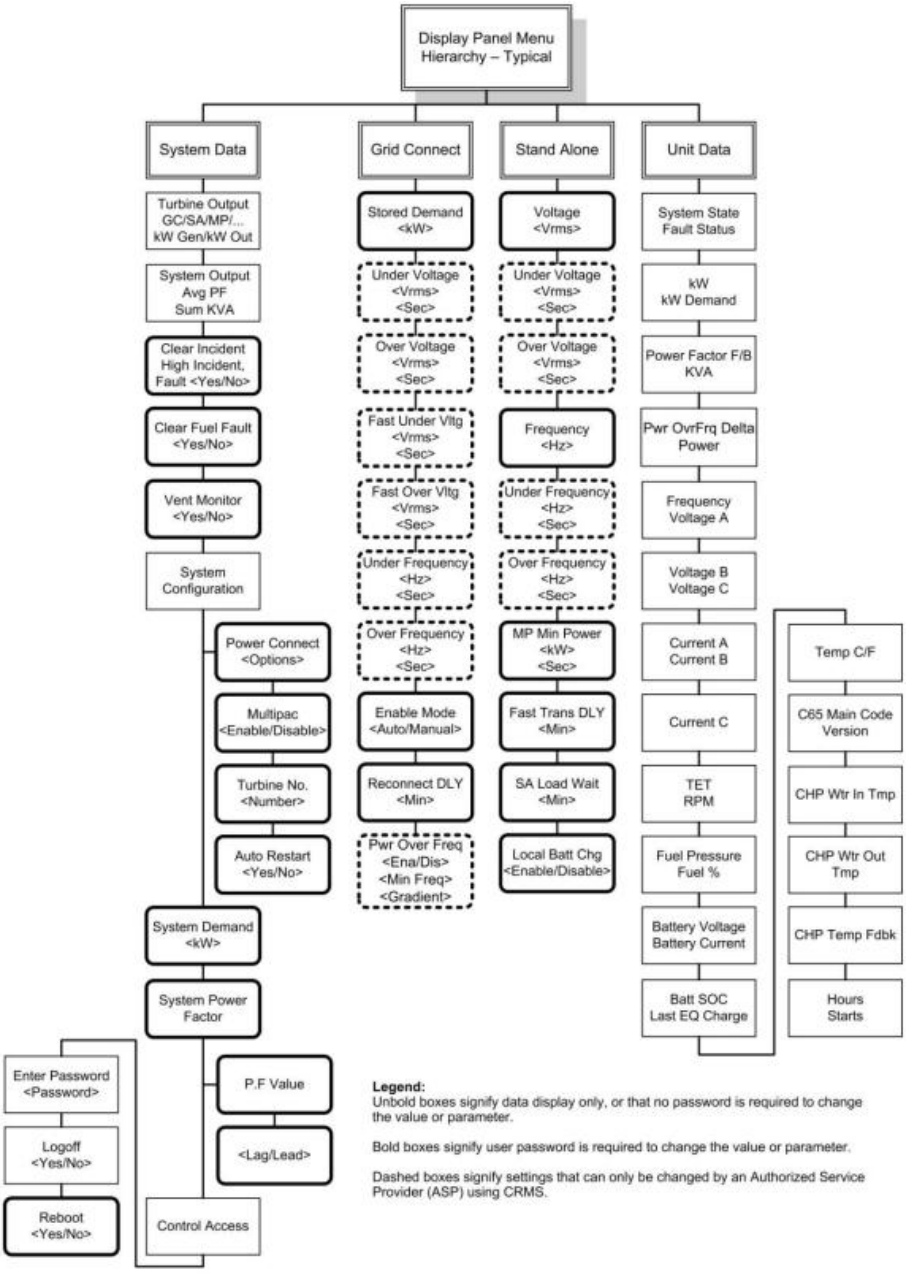



*Figura 18: Jerarquía de funciones*

### Submenú de demanda de potencia

El submenú Demanda del sistema permite al usuario configurar la demanda de potencia del sistema en kW mientras está conectado a la red. Esta configuración permanece activa hasta que se apaga la microturbina. Cada vez que la microturbina se enciende, cualquier configuración previa de Demanda del sistema deja de estar disponible y el valor en kW se establece en cero. Al encenderse, o cuando la Demanda del sistema se establece en 0,0 kW, la microturbina utiliza la configuración de Demanda almacenada (consulte la página 53). El usuario debe haber iniciado sesión con la contraseña actual para modificar la demanda del sistema.

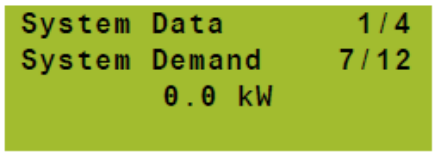



*Figura 19: Submenú de demanda de potencia*

### Submenú de demanda de potencia almacenada

El submenú Demanda Almacenada permite introducir el nivel de demanda de potencia de salida en kilovatios. Se requiere una contraseña para ajustar este parámetro desde el panel de visualización. La potencia de salida es ajustable de 0,0 a 65,0 kW.

Este ajuste se almacena permanentemente en la memoria, incluso después de un apagado, y está disponible para su uso por la microturbina tras su arranque. El ajuste de Demanda del Sistema si es mayor que cero, anulará el ajuste de Demanda Almacenada hasta que se apague la microturbina.

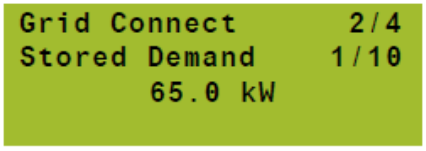



*Figura 20: Submenú de demanda de potencia almacenada*

### Submenú de frecuencia

El submenú **Frecuencia inferior (Under Frequency)** muestra el punto de disparo por baja frecuencia del sistema y el tiempo de retardo asociado. Si la frecuencia de la red cae por debajo de este punto de disparo durante el tiempo de retardo configurado, el sistema se apagará. La frecuencia es ajustable desde 45 Hz hasta el valor de Sobrefrecuencia, en incrementos de 0,1 Hz. El ajuste de fábrica inicial es de 59,3 Hz.

El submenú Sobrefrecuencia muestra el umbral de sobrefrecuencia del sistema y el tiempo de retardo asociado. Si la frecuencia de la red supera este umbral durante el tiempo de retardo

configurado, el sistema se apagará. La frecuencia es ajustable desde el valor de Subfrecuencia hasta 65 Hz, en incrementos de 0,1 Hz. El ajuste de fábrica inicial es de 60,5 Hz.

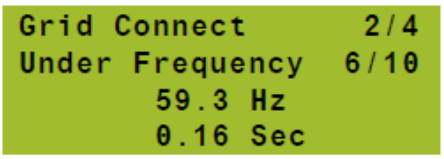



*Figura 21: Submenú de Subfrecuencia*

**Sobre el apagado de la microturbina**

Cuando se emite una orden de parada, la microturbina reduce gradualmente su potencia de salida hasta llegar a cero. Posteriormente mantiene la velocidad nominal durante un periodo breve para disipar el calor acumulado en el recuperador y en el conjunto turbina–generador, protegiendo así los componentes internos del sistema. Una vez completado el proceso de enfriamiento, el equipo desacelera de manera controlada hasta detenerse por completo, finalizando la secuencia de apagado.

El periodo total de enfriamiento es de hasta diez minutos, pero depende del modelo de microturbina y de la temperatura al momento de la parada. Se puede intentar reiniciar la turbina en cualquier momento, y el reinicio se producirá una vez finalizado el periodo inicial de enfriamiento

Para detener el sistema desde el panel de control, mantenga pulsado el botón **INTERLOCK (Botón de encalavamiento)** y, a continuación, pulse el botón **STOP**.

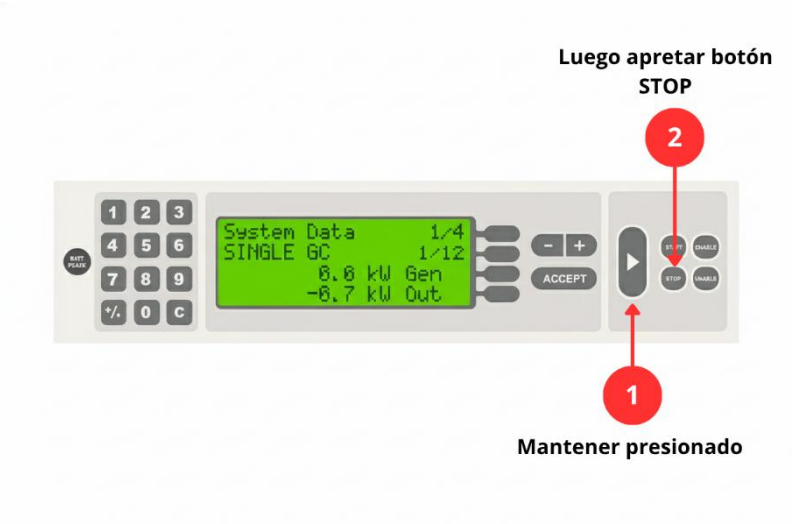



*Figura 22: Secuencia para detención del sistema*

### Monitoreo de datos

El software CRMS cuenta con un sistema de monitoreo de datos, en donde se pueden grabar y extraer los diferentes datos operacionales de la microturbina según los intereses de cada estudio. Existen diferentes parámetros operacionales que se detectan como 0, esto se debe a que son módulos inexistentes que corresponden a otros modelos de microturbina.

ON Select All — **MicroTurbine Data 1** — System: C65_21

| No | Parameter (Units) | Value | Record | No | Parameter (Units) | Value | Record | No | Parameter (Units) | Value | Record | No | Parameter (Units) | Value | Record |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Control Date | 10/24/20 | ON | 28 | Power Demand (W) | 0 | ON | 55 | Bat Avg Current (A) | 0.0 | ON | 82 | Inv Quadrature Curr (A) | 0.0 | ON |
| 2 | Control Time | 08:31:01 | ON | 29 | Power Supply Voltage (V) | 24.1 | ON | 56 | Bat Volts (Vdc) | 283 | ON | 83 | Output Frequency (Hz) | 59.9 | ON |
| 3 | Engine Speed (rpm) | 0 | ON | 30 | Start Command (0/1) | 0 | ON | 57 | BC DC Bus (V) | 646 | ON | 84 | Output Phase A Mag (V) | 401 | ON |
| 4 | Main Gen Power (W) | 0 | ON | 31 | RFC Command | 0 | ON | 58 | Bat Avg Power (W) | 0 | ON | 85 | Output Phase B Mag (V) | 401 | ON |
| 5 | TET#1 (°C) | 29.9 | ON | 32 | RFC Control Mode | 0 | ON | 59 | Bat kWH (kWH) | 0 | ON | 86 | Output Phase C Mag (V) | 401 | ON |
| 6 | TET#2 (°C) | 29.9 | ON | 33 | Fuel Inlet P LP (kPa) | 0.0 | ON | 60 | Battery State | 1 | ON | 87 | Output Current Phase A (A | 0.0 | ON |
| 7 | Turbine Exit Temp (°C) | 29.9 | ON | 34 | Fuel Outlet P LP (kPa) | 0.0 | ON | 61 | Charge Type | 0 | ON | 88 | Output Current Phase B (A | 0.0 | ON |
| 8 | Compressor In Temp (°C) | 22.3 | ON | 35 | RFC Temp (°C) | 0.0 | ON | 62 | Bat Charg Phase No. | 0 | ON | 89 | Output Current Phase C (A | 0.0 | ON |
| 9 | Valve Position Feedback % | 0 | ON | 36 | RFC Speed (rpm) | 0 | ON | 63 | Bat Charg Cur Dmd (A) | 0 | ON | 90 | Output Current Neutral (A) | 0.0 | ON |
| 10 | AFR | 0 | ON | 37 | RFC Current FB (A) | 0.0 | ON | 64 | Bat Charging Volt Dmd (V) | 334 | ON | 91 | Output Voltage Phase A (V | 282.7 | ON |
| 11 | Wair (pph) | 0 | ON | 38 | RFC Injector State | 0 | ON | 65 | Inv DC Bus Volts (Vdc) | 648.0 | ON | 92 | Output Voltage Phase B (V | 282.7 | ON |
| 12 | Ambient Pressure (kPa) | 98.4 | ON | 39 | Fuel Valve Command (%) | 0.0 | ON | 66 | Inv Direct Curr (A) | 0.0 | ON | 93 | Output Voltage Phase C (V | 282.8 | ON |
| 13 | Wenergy (btu/sec) | 0.0 | ON | 40 | Fuel Inlet Pres (kPa) | 444.6 | ON | 67 | LFC Pump PWM (%) | 0.0 | ON | 94 | Output Power Phase A (W) | -3 | ON |
| 14 | Incident Record | 2006 | ON | 41 | Fuel Valve Inj State | 0.0 | ON | 68 | AA Pressure (kPa) | 0.0 | ON | 95 | Output Power Phase B (W) | 0 | ON |
| 15 | Combustor Starts | 2 | ON | 42 | Fuel Valve Temp (°C) | 23.0 | ON | 69 | LFC Injector State | 0.0 | ON | 96 | Output Power Phase C (W) | -3 | ON |
| 16 | Starts | 2 | ON | 43 | Fuel Valve Ex P (kPa) | 0.0 | ON | 70 | LFC Pressure Command (kl | 0 | ON | 97 | Output Power (W) | -786 | ON |
| 17 | TET Setpoint (°C) | 29.9 | ON | 44 | Bat Therm Temp (°C) | 21.0 | ON | 71 | LFC Pressure Feedback (kl | 0 | ON | 98 | Inv Heat Sink Temp (°C) | 29.0 | ON |
| 18 | Hours | 0:09:47 | ON | 45 | Bat PM Temp (°C) | 0.0 | ON | 72 | System Prime Status | 0 | ON | 99 | Output Current Limit (A) | 0 | ON |
| 19 | Combustor Time | 0:05:53 | ON | 46 | BC Heatsink T (°C) | 27.0 | ON | 73 | LFC Prime | 0 | ON | 100 | Gen Direct Current (A) | -0.6 | ON |
| 20 | System Severity Level | 2 | ON | 47 | BC Board T (°C) | 29.0 | ON | 74 | Boost Pump | 0 | ON | 101 | Gen Quad Current (A) | -0.3 | ON |
| 21 | System State | 0x3001 | ON | 48 | Bat SOC (%) | 68.2 | ON | 75 | LFC Prime state | 0 | ON | 102 | Gen Direct Voltage (V) | 0.6 | ON |
| 22 | Sys Config/Eng State | 0x0000 | ON | 49 | Bat Base SOC (%) | 71.6 | ON | 76 | Boost Pump Status | 0 | ON | 103 | Gen Quadrature Voltage (V | -0.9 | ON |
| 23 | Power Enable | 0 | ON | 50 | Bat Ideal SOC (%) | 71.6 | ON | 77 | Drain Pump Status | 0 | ON | 104 | Gen Speed Cmnd (rpm) | 0.0 | ON |
| 24 | RFC Power (W) | 0.0 | ON | 51 | Bat Last SOC (%) | 0.0 | ON | 78 | Prime Sol. Status | 0 | ON | 105 | Brake Voltage Cmnd (V) | 774.9 | ON |
| 25 | Discrete Outputs | 0x2840 | ON | 52 | Bat Leg A (A) | 0.0 | ON | 79 | RFC DC Bus (V) | 0 | ON | 106 | Gen Current Feedback (A) | 0.0 | ON |
| 26 | Discrete Inputs | 0x1f01 | ON | 53 | Bat Leg B (A) | 0.0 | ON | 80 | LFC Pump Speed (%rpm) | 0 | ON | 107 | Gen Current Limit (A) | 169.9 | ON |

*Figura 23: Parámetros de microturbina CRMS.*

## 7. PROCEDIMIENTO DE PARADA Y DESCONEXIÓN DEL EQUIPO

La etapa final de la operación consiste en la parada y desconexión de la microturbina, un proceso cuyo propósito principal es asegurar que el equipo quede en una condición estable y segura una vez finalizada su utilización. Esta fase es esencial porque permite que los componentes internos disipen el calor acumulado, que las presiones del sistema regresen a niveles seguros y que tanto el circuito eléctrico como las líneas de combustible queden completamente aislados.

1. Una vez dejar de operar la microturbina, apagar el equipo según lo indicado en la sección 6.
2. Apagar banco de carga según lo indicado.
3. Interrumpir el suministro de combustible desde la fuente, cerrar los pasos de gas desde los cilindros aguas abajo.
4. Realizar purga de las líneas para aliviar presión remanente en las tuberías.
5. Apagar los sistemas de ventilación y extracción de gases.
6. Desconectar y cortar la energía eléctrica hacia la microturbina desde el tablero.

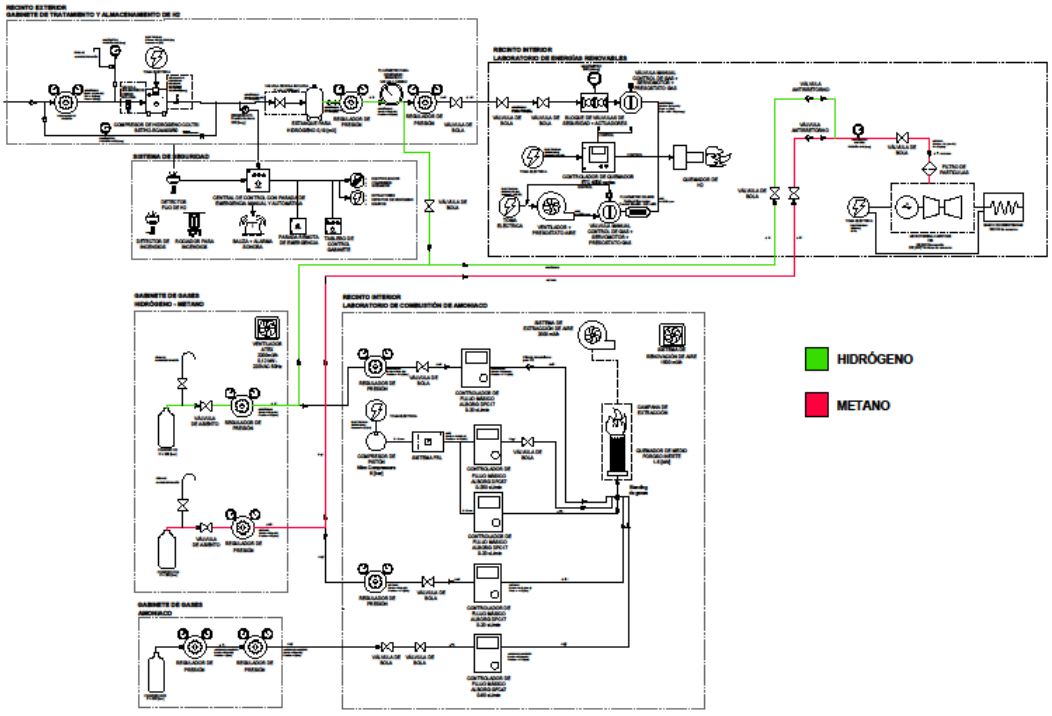
## 8. ANEXOS

### 8.1. Checklist de operación microturbina Capstone C65.

| Nº | Verificación | Estado | Observaciones |
|---|---|---|---|
| 1 | Se leyó el manual de operación del equipo | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 2 | El área de trabajo se encuentra limpia, ventilada y sin obstrucciones | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 3 | Se verificó que las líneas de combustibles de los demás laboratorios se encuentren cerradas | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 4 | Se verificó que la presión de combustibles sea superior a 50 barg (Indicar presión) | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 5 | Presión de gases a la salida del regulador entre 75 – 80 psig estable | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 6 | Se abrieron llaves de paso para gases a utilizar | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 7 | Red eléctrica disponible (400 V y 50 Hz) | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 8 | Se encendieron interruptores automáticos del tablero “LABORATORIO DE COMBUSTIÓN AMONIACO” | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 9 | Controlador muestra “GRID CONNECT” | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 10 | Sin alarmas o advertencias activas | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 11 | Se encendió la microturbina sin inconvenientes | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 12 | Una vez terminada la operación, el equipo se apagó según lo indicado en el manual | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 13 | Se cortó el paso de gas hacia la microturbina | ☐ OK ☐ Obs. | |
| 14 | Se purgaron las líneas de los combustibles utilizados | ☐ OK ☐ Obs. | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 15 | Se apagaron los sistemas de extracción de gases y ventilación | OK / Obs. | |
| 16 | Bitácora inicial completada y firmada | OK / Obs. | |
| 17 | Se completo registro de operación (Excel) | OK / Obs. | |

### 8.2. Diagrama P&ID de instalación



## 1. OBJETIVO

El objetivo de este documento es establecer los procedimientos y parámetros técnicos necesarios para realizar el mantenimiento de la microturbina Capstone C65, garantizando la seguridad del personal y de los equipos involucrados.

## 2. ALCANCES

Este instructivo aplica a todas las actividades relacionadas a inspecciones visuales y tareas de mantenimiento de la microturbina Capstone C65 instalada en el Laboratorio de Energías Renovables, incluyendo los sistemas asociados de combustible, control y potencia.

Las inspecciones visuales e inspecciones a equipos externas pueden realizarse bajo previa autorización del personal que se encuentra en el Laboratorio de Energías Renovables. Las tareas de mantenimiento que involucren inspeccionar por dentro la microturbina deben ser autorizadas por la empresa proveedora del equipo ISPG. SA.

## 3. DEFINICIONES

**Sistema de combustible:** Conjunto de componentes que permiten el suministro, regulación y monitoreo del gas combustible (válvulas, manómetros, filtros, tuberías y detectores).

**Purgado:** Liberación controlada del gas contenido en líneas antes del arranque o mantenimiento.

**EPP:** Equipo de Protección Personal (guantes dieléctricos, antiparras, protección auditiva, etc.).

**Inspección:** Proceso sistemático de examen de equipos, sistemas o instalaciones para verificar su estado, identificar problemas potenciales antes de que se agraven, y asegurar que operen de manera segura y eficiente, previniendo fallas y costosas reparaciones, y prolongando la vida útil de los activos.

**Mantenimiento:** El mantenimiento es el conjunto de acciones técnicas y administrativas realizadas para conservar, restaurar o mejorar un activo (equipo, instalación, sistema) y asegurar que pueda seguir funcionando de manera eficiente y segura y cumplir su propósito, prolongando su vida útil y previniendo fallos.

**Aislar y cerrar conexiones:** Desconectar completamente un equipo o circuito de toda energía para prevenir arranques accidentales o descargas eléctricas durante mantenimiento o reparación.

## 4. DESCRIPCIONES

La microturbina Capstone C65 es un sistema de generación eléctrica adaptable, de bajas emisiones y bajo mantenimiento, diseñado para una amplia variedad de aplicaciones. El conjunto está compuesto por un generador de alta velocidad acoplado a una turbina de gas,

gestionado mediante electrónica de potencia digital para producir energía eléctrica de alta calidad. Su diseño patentado permite optimizar los costos energéticos al operar en paralelo con la red eléctrica, o funcionar de forma independiente como generador de respaldo.

La salida de corriente alterna (CA) generada por la microturbina se conecta en paralelo con la red eléctrica o con otra fuente de generación.




*Figura 1: Microturbina Capstone C65.*

*Tabla 1: Especificaciones técnicas de Capstone C65*

| **Parámetro** | **Valor Nominal** |
|---|---|
| Potencia eléctrica neta | 65 kW |
| Tensión de salida | 400 / 480 VAC (3 Φ, 4 hilos, Wye) |
| Frecuencia | 50 / 60 Hz |
| Presión de gas de entrada | 517 – 551 kPa g (75 – 80 psig) |
| Caudal másico de gas | 919 MJ/h (HHV) ≈ 24.4 $Nm^3/h$ a 37.7 $MJ/m^3$ |
| PCS del combustible admitido | 30.7 – 47.5 $MJ/m^3$ |
| Temperatura de gases de escape | 329 °C |
| Flujo másico de gases de escape | 0.49 kg/s |
| Eficiencia eléctrica (LHV) | 28 % |
| Nivel sonoro | 70 dBA a 10 m |
| Dimensiones (W×D×H) | 0.76 × 1.95 × 2.08 m |
| Peso | 758 kg |
| Combustible | Gas Natural (hasta 30 % $H_2$ en mezcla) |
| Sistema de lubricación | Aire / sin lubricante |
| Refrigeración | Refrigerado por aire |

## 5. PROCEDIMIENTOS DE SEGURIDAD

Antes de realizar tareas de inspección o mantención a la microturbina siga los siguientes pasos:

- Utilice elementos de protección personal (Zapatos de seguridad, guantes, gafas de seguridad.)
- Asegúrese que el suministro de combustible se encuentre cerrado.
- Desconecte el sistema de la red. Aísle y cierre la conexión de la red.
- Aísle y cierre la conexión de cualquier otra fuente de poder.
- Asegúrese de que las fuentes de poder estén desconectadas y el sistema ha estado desconectado por al menos 10 min para reducir riesgo eléctrico.
- Mantenga adecuada conexión a tierra del gabinete.
- Verifique mediante un tester que no hay exista voltaje en el bus DC.
- No trabaje en superficies calientes.

## 6. INSPECCIONES GENERALES

A continuación se presentan tareas de inspección general para la microturbina, estas inspecciones son de baja complejidad y ayudan a detectar de manera inmediata anomalías presentes, solo realizando un chequeo visual.

- Inspeccione la estructura exterior del equipo y verifique que no se encuentren anomalías.
- Inspeccione el paso al flujo de aire (engine y electrónica) no se encuentre obstruido de manera externa y que el paso a la salida de los gases de escape no se encuentre dañado o en mal estado.

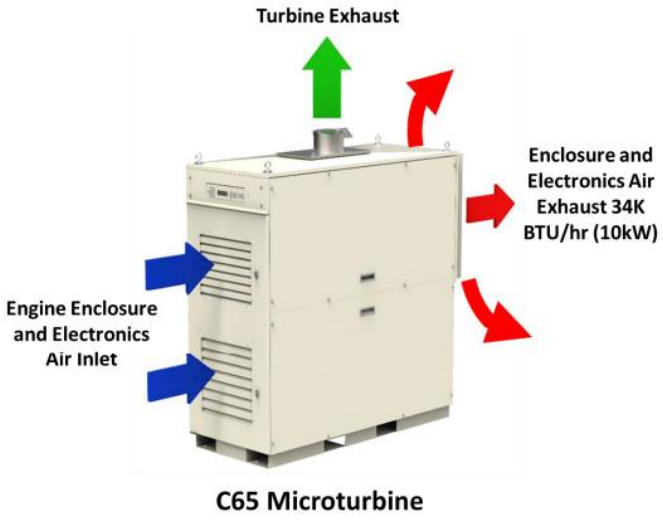



*Figura 2: Flujos de aire microturbina.*

- Remueva suciedad o elementos extraños en caso de detectar.
- Use un aspirador, paños limpios y remueva suciedad y elementos extraños.
- Inspeccione las uniones de los sistemas de combustible por pérdidas de gas (uniones, conexiones, filtros, válvulas, etc.) y verificar con uso de detectores de gas o espuma posibles fugas de gas.
- Inspeccione los cables de conexión a la microturbina y busque por conexiones sueltas.
- Limpie el entorno y cheque por astillado en la pintura.
- Encienda sistema de extracción y ventilación de gases y verifique que se encuentren funcionando correctamente.

## 7. TAREAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Las tareas de mantenimiento son operaciones que debe realizar solo el personal autorizado, estas actividades se encuentran relacionadas con las horas de operación de la microturbina y requieren de personal capacitado para poder realizar la intervención del equipo.

| | Maintenance Component | 4,000 | 8,000 | 12,000 | 16,000 | 20,000 | 24,000 | 28,000 | 32,000 | 36,000 | 40,000 | Comments |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Air Filtration | Engine Air Filter Housing | | | | | I | | | | | I | On inspection replace if warped or cracked. |
| | Engine Air Filter | I | R | I | R | I | R | I | R | I | R | See "Site-Specific Air Filter Replacement Interval Evaluation" in document 440385. |
| | Electronics Air Filter | I | C | I | C | I | C | I | C | I | C | |
| Fuel Supply | Fuel System (Lines and Fittings) | I | I | I | I | I | I | I | I | I | I | See "Gaseous Fuel Fittings and Components" section in document 440385. |
| | Inline Fuel Filter | I | I | I | I | R | I | I | I | I | R | More frequent replacement of fuel filters and valves may indicate an environmental, installation, or fuel quality issue that needs to be addressed. |
| | Fuel Shutoff Valve (Fuel Type H) | | | | | | | | | | | |
| | Fuel Valve (Woodward Valve) | | | | | | | | | | | |
| Batteries | UCB Battery (Dual Mode only) | | | | R | | | | R | | | Replace every 2 years or 16,000 hrs (whichever occurs first) of microturbine operation. |
| | Battery Pack (Dual Mode only) | | | | | R | | | | | R | Replace every 3 years or 20,000 hrs (whichever occurs first) of microturbine operation. Refer to C65 Technical Reference (410075) for expected life vs. duty cycle, and Battery Maintenance for recharge intervals. |
| Electronics & Cables | IGBT Heat Sinks | | | | | | | | | | I | See "Site-Specific Air Filter Replacement Interval Evaluation" in document 440385. |
| | ECM, LCM, BCM Fan Bearings (BCM in Dual Mode Only) | | | | | R | | | | | R | Use Work Instruction 440441 for fan bearing replacement. |
| | EMI Filter | | | | | | | | | | R | More frequent replacement may indicate site harmonic distortion levels that exceed Capstone specifications. |
| | Frame Personality Module (PM) | | | | | | | | | | R | |
| | ECM, LCM, BCM Power Board Capacitors replacement (BCM in Dual Mode Only) | | | | | | | | | | | Remove Power Boards per Work Instruction (440034, 440082, 440037, 440042). Replace Capacitors on Power Board per 440443, 440444 and 440445. |
| Engine / MEM | Injector Assemblies | | | | | R | | | | | | |
| | Igniter | | | R | | | R | | | R | | |
| | Engine Combustor Liner | | | | | | R | | | | | |
| | Powerhead and Engine PM | | | | | | | | | | | |
| | Dump Valve flexible coupling and Stator cooling hose | | | | | | | | | | | Replace when replacing powerhead, and if cracking or brittleness is observed. |
| | Stator Ring Firewall Seal | | | | | | | | | | | On inspection replace if cracking or brittleness is observed. |
| Enclosure | General Cleaning & Inspection | I | I | I | I | I | I | I | I | I | I | See "General Cleaning and Inspection" in document 440385. |
| | Enclosure Panel Acoustic Foam | | | | | | | | | | | On inspection replace if cracking or brittleness is observed. |
| ICHP | Silicone/Fiberglass Exhaust Sleeves (ICHP Only) | | | | | | | | | | | On inspection replace if damaged. |
| | Actuator (ICHP only) | | R | | R | | R | | R | | R | |
| | | | | | | | | | | | | **Legend:** I = Inspect R = Replace C = Clean |

*Figura 3: Operaciones de mantenimiento.*

**Filtro de aire para motor y electrónica**

El sistema de filtro de aire se debe Inspeccionar cada 750 horas por 1 año. En adelante inspeccionar cada 4.000 horas. Inspeccionar con mayor frecuencia los primeros 6 meses al año para chequear patrones ambientales.

Reemplazar cada 8.000 horas o según se requiera.

**IMPORTANTE:** Una pérdida de potencia podría indicar un filtro sucio.

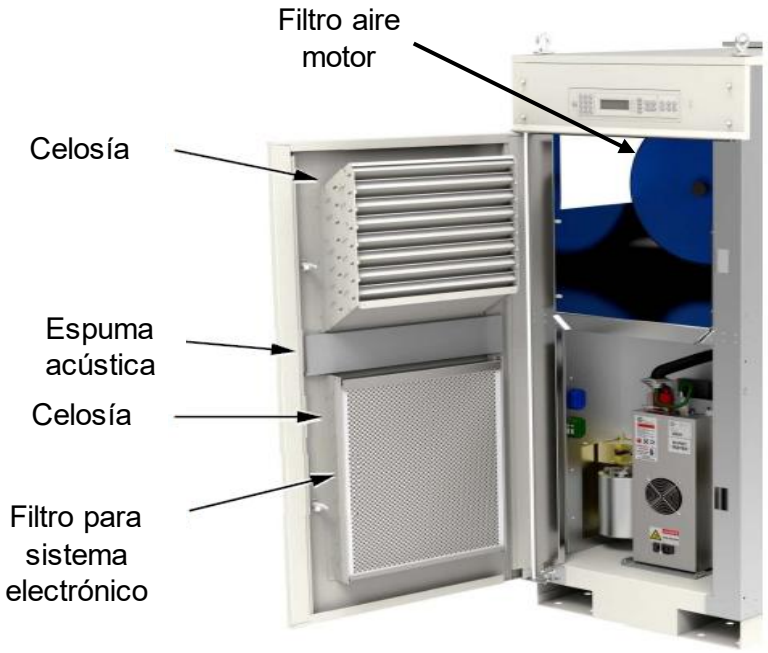



*Figura 4: Sistema de filtros de aire.*

**Filtro de combustible**

El sistema de filtro de combustible interno de la microturbina debe inspeccionarse cada 4.000 horas y reemplazar cada 8.000. Al igual que los filtros de aire esto se deben inspeccionar con mayor frecuencia los primeros 6 meses de operación.

**IMPORTANTE:** Un filtro sucio indica una mala calidad del combustible.



*Figura 5: Filtro de combustible.*

**Inyectores**

La microturbina cuenta con 6 inyectores de combustible, los que se deben reemplazar cada 20.000 horas de operación.



*Figura 6: Sistema de inyección.*

**Ignitor (Sistema de encendido)**

Este sistema se debe reemplazar cada 8.000 horas. Para sistemas con una mayor cantidad de paradas y partidas podrían requerir cambios con mayor frecuencia.

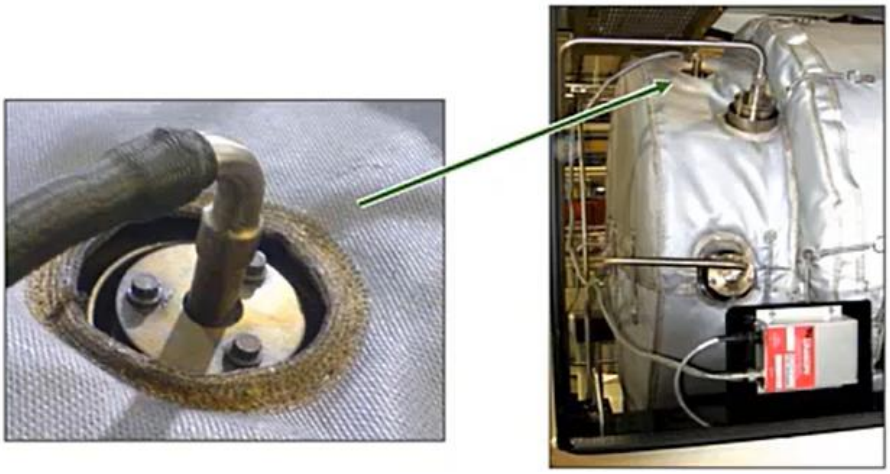


*Figura 7: Sistema de encendido.*

## 8. REGISTRO DE FALLAS

La microturbina una vez que es energizada, es capaz de indicar diferentes estados dependiendo de la condición en la que se encuentre, dicha información se encuentra disponible en el monitor del equipo, o es indicado mediante la conexión al módulo CRMS, además se indican los tipos de errores que se pueden presentar durante la operación, también llamados como System Severity Level (SSL).

| System Severity Level | | Definition | Action Taken | Example Fault |
|---|---|---|---|---|
| SSL 0 | System Ok | No Fault | None; Normal Operation | No Fault |
| SSL 1 | Warning (Nonfatal) | Anticipated Error | None; Keep Statistics | 11005 - User Timeout (Communications Failure) |
| SSL 2 | Warning (Nonfatal) | Warning | None; Normal Operation | 3000 - TET1 Open (Sensor Failure) |
| SSL 3 | Fault (Fatal) | Engine Control Fault | Fatal Error, Cool Down | 6007 - Engine Overspeed (Operational Failure) |
| SSL 4 | Fault (Fatal) | Inverter Loss | Cool Down If In SA Mode Warm Down If In GC Mode | 10008 - IDSP Overvolt A (Inverter Failure) |
| SSL 5 | Fault (Fatal) | Loss Of Power Path | Warm Down | 12001 - Battery Overvolt (Battery Failure) |
| SSL 6 | Fault (Fatal) | Emergency Stop | Hot Shut Down; Close All Solenoids; CPU Active | 7000 - Manual E-stop (User Initiated Fault) |
| SSL 7 | Fault (Fatal) | CPU Failure | Hot Shut Down, Halt CPU | 1002 - Main RAM Fault (Control Board Failure) |

*Figura 8: Niveles de seguridad según tipo de fallas.*