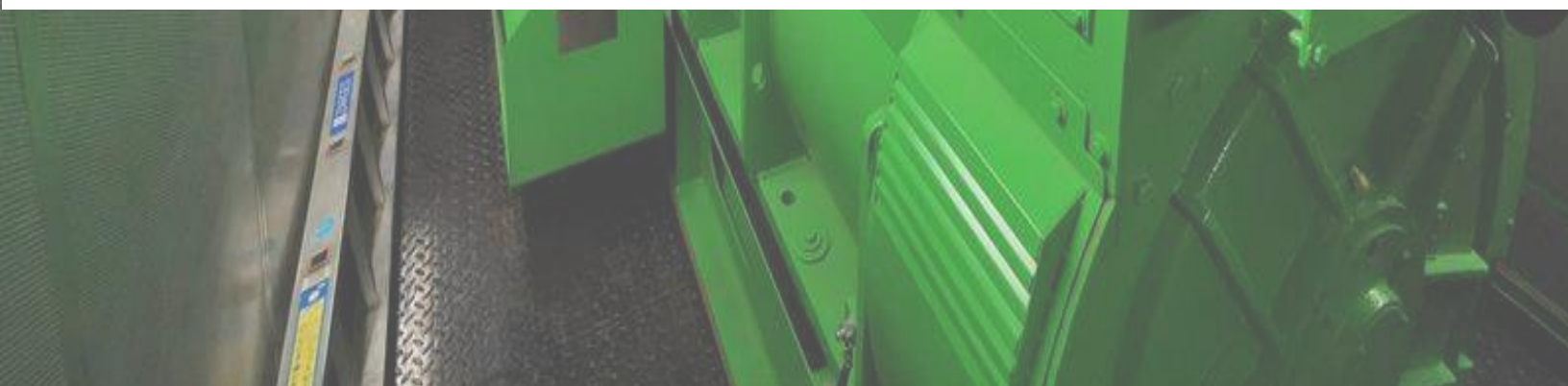


Cogeneración con Motores de Combustión de Hidrógeno



**Edición:**

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Proyecto Reducción de Emisiones a través de la Aplicación
de Cogeneración en los Sectores de la Industria y el Comercio en Chile
Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
+56 22 30 68 600
www.giz.de

Responsables:

Rainer Schröer / Cecilia Figueroa

Título:

Cogeneración con Motores de Combustión a Hidrógeno

Autor:

Bernhard Peters, Carlos Jorquera
Edición y revisión de contenidos: Cecilia Figueroa / Raúl Gálvez / Marco Céspedes

Aclaración:

El presente informe fue preparado por encargo del proyecto "Proyecto Reducción de Emisiones a través de la Aplicación de Cogeneración en los Sectores Industrial y Comercial en Chile" implementado por el Ministerio de Energía, Agencia Sostenibilidad Energética y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Sin perjuicio de ello, las conclusiones, opiniones y recomendaciones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. De igual forma, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar no constituye en ningún caso una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando se cite la fuente de referencia.

Santiago de Chile, noviembre de 2020.

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción.....	4
2. Cogeneración con Motores de combustión a Hidrógeno.....	5
3. Fabricantes de tecnología de motor de combustión a hidrógeno.....	10
4. Análisis de costos de inversión, operación y mantenimiento	12
5. Condiciones comerciales para la aplicabilidad de la tecnología.....	13
6. Experiencias en la utilización de la cogeneración.....	16

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Esquema de motor a combustión de hidrógeno [1].....	5
Ilustración 2: Línea de tiempo de algunos proyectos de motores y turbinas a gas que han utilizado hidrogeno en los últimos 20 años. [GE Power 2018].....	12

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Resumen características motores a combustión de H ₂	6
Tabla 2 Equipos de cogeneración con motor a combustión de hidrógeno de 2G Energy AG	10
Tabla 3 Análisis económico de sistemas de cogeneración en Alemania (2019).....	13
Tabla 4 Resumen comparativo de las tecnologías de cogeneración	17

1. Introducción.

Alemania desarrolló el Plan de Acción Climático 2050, que es una estrategia para modernizar la economía y entrega guías a todas las áreas económicas hasta el 2050, además de una orientación en cuanto a las inversiones requeridas para este propósito, especialmente hasta el año 2030. En el futuro, las energías renovables y la eficiencia energética serán un estándar para las inversiones y son los pilares del Plan de Acción Climático.

El Plan de Acción Climático, establece metas al año 2030 de reducción de emisiones de gases efecto invernadero para los 5 sectores económicos más relevantes. En este sentido, se hace necesario asegurar que la economía no se ralentice en este proceso de transformación, ya que se requiere del desarrollo de nueva tecnología y de la capacitación de nuevos profesionales para el logro de las metas climáticas y carbono neutralidad.

La cogeneración juega aquí un rol importante en este proceso, ya que impacta a través del aumento de la eficiencia en el uso de energéticos llegando a niveles de 90% o más, y disminuyen las emisiones de gases efecto invernadero al ambiente, pudiendo ser nulas cuando se utiliza hidrógeno verde como combustible.

Este estudio recopila la información existente para cogeneración con motores de combustión a hidrógeno para potencias de hasta 2 MW, donde se visualiza un mayor impacto en los sectores económicos de energía, ya que, dada la naturaleza de la tecnología, la cogeneración en este nivel de potencia es de alto impacto donde existe una demanda simultánea de calor y electricidad. El sector energía, particularmente el sector eléctrico, necesita aumentar la inserción de energías renovables y se beneficia además de la flexibilidad que puede aportar la cogeneración en el control del sistema eléctrico.

En general, se puede concluir que los sistemas de cogeneración con motor de combustión a hidrógeno no tienen costos extremadamente elevados en comparación a sistemas de cogeneración de combustión a gas por ejemplo, ya que los motores de combustión de hidrógeno son adaptaciones de motores de producción en masa.

En este estudio, se analizan las ventajas y requerimientos de la utilización de Motores de Cogeneración a combustión de Hidrógeno, además de dar una mirada a los costos de inversión, de operación y mantenimiento.

2. Cogeneración con Motores de combustión a Hidrógeno.

Un motor de combustión a hidrógeno es un motor Otto que combustiona el hidrógeno de forma directa en el pistón, con lo cual logra generar un movimiento mecánico que luego es transformado en electricidad y calor. Esquemáticamente, este proceso se muestra en la Ilustración 1.

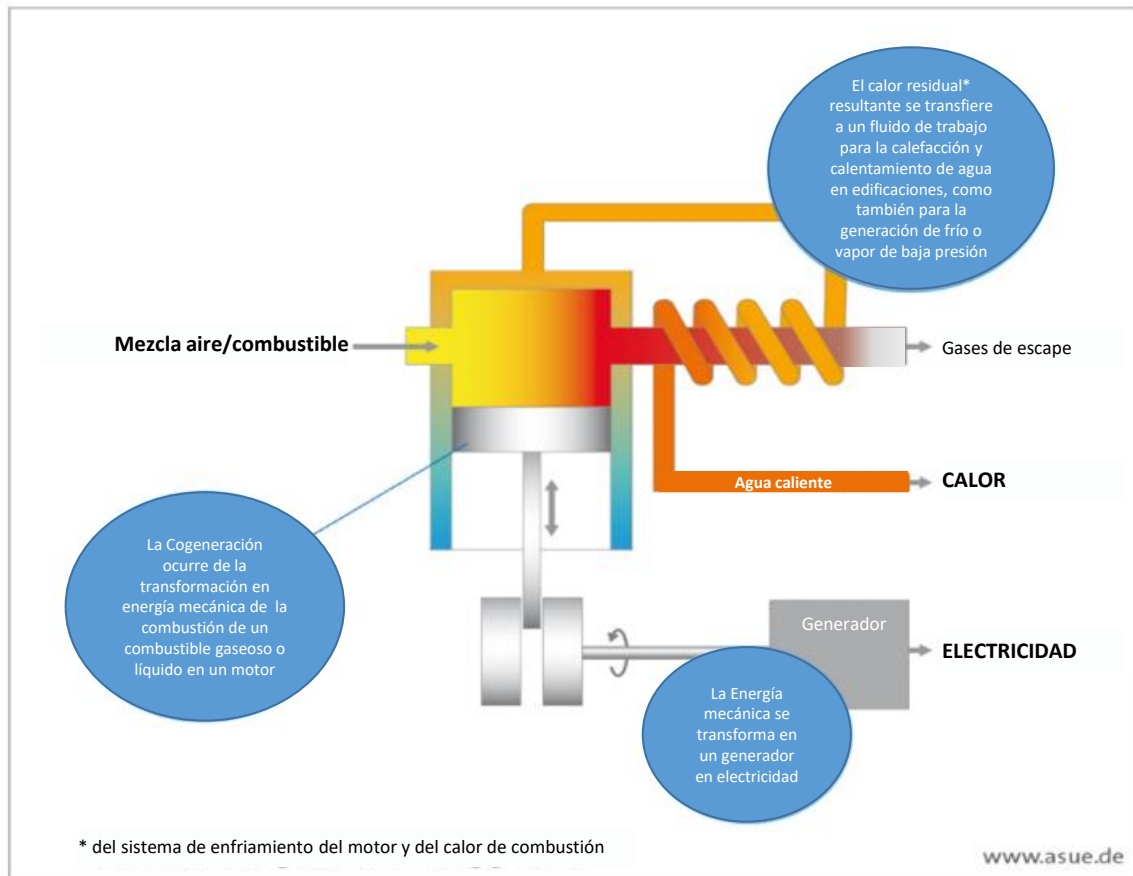


Ilustración 1: Esquema de motor a combustión de hidrógeno [1].

La tecnología del motor de combustión es muy robusta y ha sido adaptada de los motores a gas para poder operar con hidrógeno de forma directa. Las principales diferencias radican en el gasificador, el sistema de inyección, el sistema de control del combustible, la bomba de agua por el mayor enfriamiento requerido, el aceite, los materiales para el ducto de gases de escape por la alta corrosión de los gases y la aislación que debe ser adecuada para el hidrógeno. El resto del motor no sufre modificaciones.

Las principales características de esta tecnología operada con hidrógeno se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1 Resumen características motores a combustión de H₂

Tecnología	Aplicaciones típicas	Ventajas relativas a un motor a gas	Desventajas relativas a un motor a gas
Motor a combustión de hidrógeno	Sólo permite el uso de H ₂ gaseoso como combustible Eficiencia motor de hasta 40%	Cogeneración <ul style="list-style-type: none"> • Proceso de combustión libre de emisiones de CO₂ • Alta densidad de potencia • Alta capacidad de manejo de la mezcla H₂/aire y ajuste de la potencia a la demanda 	<ul style="list-style-type: none"> • Pocos fabricantes • Alto costo combustible • Emisiones de óxido de nitrógeno • Combustión irregular • Pérdida en la tasa de suministro (baja relación fuerza-volumen para el H₂) por desplazamiento de aire en el múltiple de admisión • Lubricantes de hidrógeno de mala calidad • Sobre exigencia de la bomba de alimentación de hidrógeno líquido y elementos de inyección, por la baja temperatura del H₂ (T=20K)

Nota: Este motor no ha sido operado en ubicaciones de alta altura geográfica, por lo que no se tiene información acerca del derrateo por altura geográfica.

Ventajas y requerimientos de la utilización de Motores de Cogeneración a combustión de Hidrogeno

Dentro de las ventajas de esta tecnología se destacan los siguientes puntos:

- i. **Compatibilidad ambiental:** El buen equilibrio ecológico es la primera y más importante ventaja de los motores de combustión interna impulsados por hidrógeno. La combustión de hidrógeno tiene lugar sin la generación de CO₂, proceso que ningún otro combustible puede realizar. Solo hay emisiones de óxido de nitrógeno durante la combustión. La tarea pendiente por resolver en la tecnología es el conflicto entre la alta densidad de potencia y las emisiones de óxido de nitrógeno que deben ser evitadas.

Para poder satisfacer la demanda de bajo consumo de combustible con bajas emisiones de óxido de nitrógeno, es necesario que el motor funcione con una relación de aire combustible constante de $\lambda = 3,0$ en el rango inferior de carga parcial y con una relación λ variable a carga completa, de acuerdo con la potencia demandada.

- ii. **Alta capacidad de “adelgazamiento” de una mezcla de H₂/aire** que permite reducir el consumo de combustible. La extrema facilidad del manejo/adelgazamiento de una mezcla significa que el motor está diseñado bajo el concepto Lean. Esto ocurre cuando la relación

de aire alcanza un $\lambda > 1,5$ (lo que corresponde a una relación combustible-aire de $\phi < 0,66$). Dicho de otra forma, una mezcla es pobre cuando el factor lambda es mayor de 1, es decir, que la proporción de aire y combustible es mayor que la proporción estequiométrica, se denomina mezcla pobre. En este caso el motor está utilizando menos combustible del ideal y consume menos, además de emitir menos contaminantes hidrocarburos y monóxido de carbono.

Dentro de los requerimientos, se destacan los siguientes puntos:

i. Proceso de combustión irregular

- a. **Retorno de llama en la fase de admisión:** Durante la fase de admisión, la mezcla de combustible fluye hacia la cámara de combustión con las válvulas de entrada abiertas, en las que todavía hay algo de gas residual caliente. Antes de que finalice el proceso de admisión, el gas que previamente fluyó hacia la cámara de combustión puede encenderse, lo que conduce a un reencendido, ya que las válvulas de entrada todavía están abiertas.

La inyección de agua puede reducir esta tendencia del motor a volver a encenderse, reducir la formación de óxido de nitrógeno y evitar la combustión por detonación. La inyección se puede omitir en el rango inferior de carga parcial.

- b. **Encendido por incandescencia en la fase de compresión:** La energía de ignición del hidrógeno es aproximadamente solo 1/10 de la de los combustibles convencionales hechos de hidrocarburos. Como resultado, los puntos calientes, el gas residual caliente o las partículas de carbono del petróleo en la cámara de combustión, pueden encender la mezcla de hidrógeno / aire. Por lo tanto, para un funcionamiento sin autoencendido, los puntos calientes en la cámara de combustión deben eliminarse o aumentarse la energía de encendido de la mezcla, de lo contrario, el motor solo puede funcionar sin problemas en un rango de velocidad muy pequeño. Los puntos calientes en la cámara de combustión se pueden reducir en parte mediante medidas de diseño adecuadas. Esto requiere una buena disipación de calor, es decir el enfriamiento a través de aletas de enfriamiento o canales de agua de enfriamiento, los que deben estar bien pensado y deben seleccionarse buenos materiales conductores de calor o materiales con baja capacidad de térmica. Además, las puntas y bordes que sobresalen en la cámara de combustión deben evitarse al diseñar la cámara de combustión, ya que se calientan particularmente debido a la

mala capacidad de disipación de calor y funcionarían como una bujía adicional. En la práctica, el procedimiento es tal que el área de la culata debe recibir un mayor enfriamiento. Esto se logra después cambiar los conductos de enfriamiento de agua por sodio, que es un mejor fluido de enfriamiento para las válvulas de salida. Los límites de ignición inferior y superior del hidrógeno están tan separados que casi cualquier mezcla es inflamable. De hecho, es posible operar tanto un motor de hidrógeno como un motor diésel sin una válvula-drossel. Sin embargo, se requieren medidas adicionales para aumentar el límite de ignición. Es importante que la temperatura del gas de escape que queda en el cilindro y la temperatura de compresión final se reduzcan. La condición de operación eficiente indicada, junto a la recirculación de gases de escape, pueden también contribuir a la reducción de temperatura, ya que la temperatura de combustión es más baja con menos combustible por unidad de volumen. Una variante común es el enfriamiento del aire de inyección o de la mezcla de inyección mediante la adición de agua o pasando previamente la mezcla por el hidrógeno criogénico que se encuentra a muy baja temperatura.

- c. **Combustión de golpe** (detonación o knocking): el octanaje del hidrógeno es significativamente más bajo que el de la gasolina regular, por lo que el comportamiento de ignición de golpe puede ocurrir fácilmente. Las medidas que se pueden tomar para evitar este comportamiento son por ejemplo bajando la relación de compresión (representada por " ϵ "), ya que el límite de ignición se eleva con un menor valor ϵ . También es posible lograr el mismo efecto enfriando la mezcla de ignición, por ejemplo, inyectando agua. Debido al riesgo de golpeteo, el aumento del desgaste del anillo del asiento de la válvula debe contrarrestarse con materiales resistentes y adecuados al desgaste.
- d. **Depósitos de agua en la bujía durante arranque en frío:** Los problemas de arranque en frío podrían resolverse con un sistema de encendido que cumpla con los siguientes requisitos:
- Alto voltaje de ignición a plena carga.
 - Alta insensibilidad a la derivación eléctrica durante el arranque en frío.
 - Eliminar inducción en el cable de encendido por cables de encendido vecinos.
 - Desintegración rápida de la energía residual en el cable de encendido.

Estos requisitos se pueden cumplir con un sistema de encendido de condensador de alto voltaje, cables de encendido apantallados y una bujía especial. El tiempo de encendido es controlado por un sistema de encendido digital completamente electrónico.

- ii. **Baja densidad de potencia del motor debido a la pérdida en la tasa de suministro (:** La baja relación fuerza-volumen resulta de la baja densidad del hidrógeno, lo que hace que el gas ocupe un gran volumen. Cuando ingresa el hidrógeno al múltiple de admisión, esto desplaza alrededor de un tercio de la cantidad de aire aspirado, lo que resulta en una reducción en la tasa de suministro de aire. El porcentaje volumétrico de hidrógeno en el aire alcanza 29,5%, para la gasolina es de 1,8%. Junto a un poder calorífico de la mezcla más bajo (3240 kJ/m³) y la reducción en el volumen (contracción molar) del producto de combustión, esta es la principal razón del menor rendimiento del motor de hidrógeno con una formación de mezcla externa en comparación con el motor de gasolina.

En general, se puede decir que la eficiencia de combustión de los motores impulsados por hidrógeno es mejor que la de los motores de gasolina y gas. Esto ocurre porque el proceso de combustión en el motor de hidrógeno se acerca más al proceso de equilibrio termodinámico, que el motor de gasolina debido a la alta velocidad de combustión de la mezcla de hidrógeno / aire. Más específicamente, las velocidades de ignición y difusión del hidrógeno son más altas. Esto permite una eficiencia del motor de hasta el 40%.

- iii. **Lubricantes de hidrógeno de mala calidad:** en los pistones hay medidas constructivas y relacionadas con el material, como por ejemplo anillos de pistón resistentes al desgaste, mayor rugosidad del eje o la grafitización del eje, con el objetivo de lograr una mejor acumulación de película de aceite y minimizar así el desgaste. Con esto se evita el debilitamiento de los materiales producto del hidrógeno.
- iv. **Sobre exigencia de la bomba de alimentación de hidrógeno líquido y de elementos de inyección:** Existen problemas generales con el uso de hidrógeno criogénico con respecto a los materiales en la cámara de combustión y en el sistema de suministro, al inyectar el combustible a baja temperatura ($T = 20\text{ K}$), así como con los compresores, que deben tener una larga vida útil a pesar de las bajas temperaturas.

En las consideraciones hechas hasta este punto, no es necesaria una distinción esencial con respecto al estado físico del hidrógeno, líquido o gaseoso, ya que siempre hay una mezcla de

hidrógeno gaseoso / aire en la cámara de combustión. Solo con motores grandes no se puede descartar que se pueda inyectar hidrógeno líquido.

3. Fabricantes de tecnología de motor de combustión a hidrógeno.

Hasta la fecha de finalización de este estudio, en Alemania existe un fabricante de sistemas de cogeneración con motor a combustión de hidrógeno, que se desarrolla de la adaptación de un motor a gas para que opere con hidrógeno. Sólo hay dos unidades en proyectos piloto en operación hasta el momento.

- **2G Energy AG** (<https://www.2-g.com/en/>)

Fabricante alemán de motores a gas natural de alta eficiencia y probados en el mercado, del tipo “agenitor” como base para el sistema de cogeneración de hidrógeno 2G-Wasserstoff-BHKW. Obtuvo el premio a la solución industrial más innovadora Energy Award 2018/2019 por su sistema de cogeneración 2G a hidrógeno.

En este segmento para combustible hidrógeno, posee modelos que van desde los 115 hasta los 360 kW de potencia eléctrica.

Tabla 2 Equipos de cogeneración con motor a combustión de hidrógeno de 2G Energy AG

Modelo	Configuración	Potencia (kW)		Eficiencia		
		Eléctrica	Térmica	Eléctrica	Térmica	Global
agenitor 404c SG	ct0-0	115 kW	129 kW	37.7%	42.3%	80.0%
agenitor 406 SG	ct0-0	170 kW	183 kW	39.0%	41.9%	80.9%
agenitor 408 SG	ct0-0	240 kW	250 kW	40.2%	41.9%	82.1%
agenitor 412 SG	ct0-0	360 kW	371 kW	40.5%	41.7%	82.2%

Además, la empresa fabrica sistemas de cogeneración para una amplia gama de tipos de gases, desde el hidrógeno hasta mezclas variables de gas natural con gases pobres / Hidrógeno. Esto le da una alta flexibilidad a la operación, ya que puede operar con hidrógeno puro o en mezcla con otros gases.

La empresa 2G espera lograr ahorros en los costos de mantenimiento y en el costo de inversión en el corto plazo.

- Costo de mantenimiento
 - o Actual: 1,5 centavos de Euro por kW-el

- Meta: 0,95 centavos de Euro por kW-el
- Referencia cogeneración gas natural: 0,90 centavos de Euro por kW-el
- Referencia cogeneración celda combustible: Sin hay información
- Costo de inversión:
 - Actual: 2.000 Euros por kW-el
 - Meta: 900 Euros por kW-el
 - Referencia cogeneración gas natural: 850 Euros por kW-el
 - Referencia celda combustible: 4.000 Euros por kW-el

INNIO es proveedor de las marcas de productos Jenbacher y Waukesha, con sede en Jenbach, Austria, En los últimos 30 años han instalado más de 200 MW de motores a gas de INNIO para aplicaciones de syngas, con hasta el 60 % (volumen) de contenido de hidrógeno según lo informado en su página web. El primer piloto de Jenbacher en funcionar por completo con hidrógeno se puso en marcha en el año 2001 en una planta de demostración de Büsum, en el norte de Alemania. Casi dos décadas después, tras una serie de proyectos de demostración adicionales, INNIO y HanseWerke Natur han puesto en marcha un proyecto insignia en el que se utilizan mezclas variables de hidrógeno y gas natural o solo hidrógeno en un motor a gas J416 de 1 MW. Por último, un motor de prueba se ha usado de forma demostrativa con el modelo J612 solo con hidrógeno en el Large Engine Competence Center (LEC) de Graz.

En general, se puede concluir que los sistemas de cogeneración con motor de combustión a hidrógeno no tienen costos extremadamente elevados en comparación a sistemas de cogeneración de combustión a gas por ejemplo, ya que los motores de combustión de hidrógeno son adaptaciones de motores de producción en masa.

Acá se muestra una línea de tiempo de algunos proyectos de motores y turbinas a gas que han utilizado hidrogeno en los últimos 20 años. ([GE Power 2018]



Ilustración 2: Línea de tiempo de algunos proyectos de motores y turbinas a gas que han utilizado hidrogeno en los últimos 20 años. [GE Power 2018].

4. Análisis de costos de inversión, operación y mantenimiento.

Costos de operación y mantenimiento para motores a gas:

Los costos de operación y mantenimiento son costos que debe considerar el propietario del sistema.

Para la operación del sistema de cogeneración y de la caldera de punta se requiere suministro de gas natural, de igual forma como lo haría un sistema de calefacción a combustible. En una celda combustible se utiliza de forma mucho más efectiva el combustible y con eficiencias muy altas.

El estudio de costos de inversión, operación y mantenimiento de sistemas de cogeneración, publicado en abril de 2019, por Fraunhofer IFAM, Öko-Institut e.V., BHKW-Consult, Stiftung Umweltenergierecht y Prognos AG, examina en detalle el desarrollo de la industria de la cogeneración y establece escenarios hasta el año 2030, utilizados como referencias para determinar los costos de inversión, operación y mantenimiento, entre otras cosas.

El desglose de las principales partidas que distinguen sistemas de cogeneración (BHKW sigla en alemán para cogeneración con motores a gas) para potencias eléctricas de 1, 5, 50, 100, 500 y 1.999 kW se presenta en la Tabla 3. Los sistemas representativos para el alcance de este estudio son los de las categorías BHKW1 (1 kW-el), BHKW 2 (5 kW-el), BHKW 3 (50 kW-el), BHKW 3^a (100 kW-el) y BHKW 4 (500 kW-el), que se diferencian por la potencia eléctrica de cada sistema de cogeneración. Las categorías BHKW 5 y BHKW 5a es para equipos de potencia 1.999 kW-el.

Tabla 3 Análisis económico de sistemas de cogeneración en Alemania (2019).

Equipo		BHKW 1	BHKW 2	BHKW 3	BHKW 3a	BHKW 4	BHKW 5	BHKW 5a
Potencia Eléctrica	kWel	1	5	50	100	500	1.999	1.999
Voltaje conexión		Bajo voltaje			Medio voltaje			
Inversión (incluye planificación)	Euro(2017)/kW	17.000	6.400	2.800	2.250	1.550	985	1.075
Eficiencia eléctrica		26%	27%	34%	35%	39%	42%	42%
Eficiencia térmica		66%	66%	57%	56%	51%	48%	42%
Eficiencia global		92%	92%	91%	91%	90%	90%	84%
Período de cálculo	Años (a)	10	10	10	10	15	15	15
Costos operacionales fijos	Euro(2017)/kWel-a	450	210	105	70	35	14	18
Costos operacionales variables	Euro(2017)/MWh	100	60	30	26	17,5	12,5	13

Las economías de escala en la inversión, costos operacionales y costos variables son notables en la medida que aumenta la potencia eléctrica del sistema de cogeneración, en especial el cambio en la inversión unitaria al pasar de potencias de 1 a 5 kW eléctricos.

La eficiencia eléctrica aumenta a medida que aumenta la potencia eléctrica del equipo, mientras que la eficiencia térmica disminuye con el aumento de la potencia eléctrica. La eficiencia global se mantiene en el rango 90 - 93% para los sistemas revisados.

5. Condiciones comerciales para la aplicabilidad de la tecnología

Costo de inversión: la inversión considera todas las compras y actividades hasta la puesta en marcha del sistema. Esto considera los costos de planificación y los intereses durante el período de construcción. En el caso de los pequeños sistemas de cogeneración se considera que el equipo tiene incorporado un sistema de recuperación de calor en los gases de escape; desde 500 kW se incluye un generador de vapor de baja presión de 2 bares de sobrepresión en el intercambiador de calor de los gases de escape.

El costo de inversión incluye el costo del equipo de cogeneración (basado en información del año 2018 de 44 fabricantes y 577 equipos de cogeneración a gas natural), el transporte, montaje y puesta en marcha, al igual que las conexiones técnicas a la red de gas y eléctrica. En el caso de sistemas de cogeneración inferiores a 10 kW, raramente se utilizan servicios de empresas de ingeniería, por lo que los costos de planificación son del orden entre 250 hasta 1.000 Euros. Para un sistema de 50 kW esta partida se estima en 25.000 Euros y para uno de 100 kW en 40.000 Euros.

Desde el año 2019, con la modificación del marco regulatorio, los sistemas de cogeneración a motor de combustión deben considerar equipamiento adicional para el cumplimiento con la regulación de

emisiones, por lo que se agrega al equipo un catalizador-SCR y un acumulador de urea. Adicionalmente, para equipos sobre 135 kW eléctricos se especifica la certificación del equipo, que incluye una declaración de conformidad, de acuerdo a la ordenanza VDE-AR-N 4110 [1]

Los costos de inversión también incluyen la protección contra ruido, para dar cumplimiento con la normativa de ruido (TA Lärm) [2]. Esto incluye una cápsula de aislamiento acústico, dos silenciadores de escape, desacoplamiento del ruido transmitido por la estructura, así como silenciadores de aire de suministro y escape.

En términos constructivos, existen medidas especiales de construcción, como la existencia de una base de hormigón (desacoplada acústicamente) para el sistema de cogeneración, así como aberturas en la pared y perforaciones en losas o pilares estructurales. En sistemas más grandes, de hasta 2 MW se incluye una parte (un tercio) de los costos relacionados a la extensión del edificio para la sala de máquinas.

En los costos de transporte y montaje, se considera el llenado y puesta en marcha del equipo, además de los costos asociados al combustible requerido y para la realización de las conexiones (electrotécnico). Para sistemas mayores a 5 kW se considera un medidor ultrasónico para el calor, un medidor de gas y un medidor de electricidad. Además, se considera una alarma de humo y CO (monóxido de carbono). Para sistemas por sobre 500 kW también se tiene en cuenta la conexión de estos elementos al sistema central de alarma contra incendio, incluido el sistema de advertencia de gas.

Para evitar la operación intermitente se considera en los costos de inversión un acumulador de calor aislado y líneas de conexión, de capacidad de almacenamiento equivalente a 1 hora de operación del equipo.

Los costos de conexión para potencias hasta 100 kW alcanzan cifras cercanas a 40 – 60 % del costo del módulo de cogeneración y en potencias mayores entre 45 – 75 %.

No está considerado en la estimación del costo de inversión, sistemas de adsorción para la generación de frío.

La inversión para las distintas categorías de potencia eléctrica, tienen una dispersión razonable de ± 15 %.

Costos fijos de operación: en esta partida de costos se contabilizan los costos de administración, seguros, costos de servicios de acuerdo a la ordenanza VDI Richtlinie 2067 Hoja 1 [3]. En la medida

que lo exija la ley, se incluyen actividades como las mediciones recurrentes de protección de las emisiones, costos de limpieza de la chimenea e informes de expertos relacionados a estas actividades. Además, hay gastos administrativos adicionales como la preparación y presentación de informes de acuerdo a la Ordenanza de Transparencia Fiscal de Energía, el informe del recargo por la Ley de Energías Renovables (EEG), los informes anuales de acuerdo a la Ley de Cogeneración y el registro e informe de precios negativos de la electricidad.

Estos costos son independientes de la operación del sistema de cogeneración y por ello se estiman en euros por potencia al año.

Costos variables de operación: en esta partida de costos se contabilizan los costos de inspección, mantenencias periódicas, tanto las reparaciones como la inspección básica, incluidos todos los materiales y consumibles, como por ejemplo el aceite lubricante. Los costos de mantenimiento se basan en una evaluación de 345 ofertas de servicios, que tienen como alcance los servicios indicados en la ordenanza VDI 4680 [4] de plantas de cogeneración – principios para el diseño de contratos de servicio.

En la estimación de los costos variables, se considera que el mantenimiento y reparaciones corresponden a contratos de servicios. Costos de personal de la empresa no se consideran dentro de los costos de mantenimiento. Los costos por parte del operador de la planta para el control y operación están incluidos dentro de los costos fijos de operación. Los costos de reacondicionamiento mayor, después de 40.000 hasta 70.000 horas de operación, se tienen incluidos dentro de los costos variables de operación y se estiman en 30 – 35 % del costo del módulo de cogeneración. Por ejemplo, para un sistema de 2 MW se considera un monto de 300.000 Euros neto y para un sistema de 500 kW, 110.000 Euros.

En el caso de módulos compactos, los costos operacionales incluyen todos los elementos suministrados por el proveedor del sistema de cogeneración, lo que incluye los catalizadores. Costos adicionales para operar un convertidor catalítico SCR se consideran de acuerdo a información facilitada por el fabricante, aunque se supone una compensación parcial del 50% de los costos operativos debido al aumento de la eficiencia eléctrica cuando se opera con menos exceso de aire.

Además, se considera aparte de los costos de mantenimiento y reparación, un costo de 1,5 % de los costos de conexión por año, como se indica en la ordenanza VDI 2067 en la Hoja 1.

En la realidad los costos variables para las plantas de cogeneración presentan un rango de variabilidad no despreciable, que depende del fabricante, del sistema de cogeneración y de la

distancia entre la ubicación del prestador del servicio respecto la ubicación del sistema de cogeneración (tiempo y costo de desplazamiento).

6. Experiencias en la utilización de la cogeneración

De la revisión de experiencias de utilización de la cogeneración vistas en este informe, centradas en Alemania, Austria y Suiza, se contextualizarán a experiencias útiles para la realidad en Chile. Se analizaron las tecnologías de cogeneración de celdas combustibles y de motores a combustión de biomasa.

Las principales características de las tecnologías analizadas se resumen en forma comparativa en la Tabla 4.

Tabla 4 Resumen comparativo de las tecnologías de cogeneración

★ CC: Celda combustible a hidrógeno
★ MC: Motor de combustión a gas de biomasa

Concepto	Bajo	Medio	Alto	
1 Tamaño equipo cogeneración	★		★	CC típicas bajo 10 kW la unidad
2 Costo inversión	★		★	CC no es una tecnología madura; conexión a red de gas
3 Costo de mantenimiento		★	★	MC requiere mayor mantenimiento (biogás)
4 Costo de operación		★	★	H2 más caro que biomasa
5 Costo combustible				CC con gas natural o H2; MC con biomasa o pellet
6 Utilización en vivienda		★	★	MC requiere espacio para almacenamiento biomasa
7 Adecuado para micro-cogeneración (0,3 - 5 KW)	★		★	MC es para potencias más altas
8 Aporta flexibilidad a la red eléctrica		★	★	CC tiene alta capacidad para modificar mezcla H2/aire y con ello potencia eléctrica
9 Facilidad en la operación	★		★	CC opera de forma automática todo el año; MC requiere tratamiento de biomasa y mayor mantenimiento
10 Complejidad tecnológica		★	★	MC la tecnología se basa en un motor a gas y en el gasificador; CC es de mayor tecnología
11 Temperatura operación			★	Hay CC de alta y baja temperatura
12 Generación de CO2	★	★		MC con biomasa es CO2 neutral
13 Emisiones sólidos	★		★	MC emite cenizas
14 Posibilidad utilizar variedad de materias primas	★		★	MC puede acceder a distintos tipos de biomasa
15 Manejo de residuos	★		★	MC la biomasa y gas de madera tiene muchos componentes
16 Acondicionamiento del combustible	★		★	MC la biomasa debe alcanzar contenido de humedad (<20%)
17 Frecuencia de mantenimiento	★		★	MC cada 500 - 800 horas operación; CC 1 vez al año
18 Nivel de ruido en la operación	★		★	MC requiere de silenciadores en el ducto de los gases de escape
19 Madurez de la tecnología	★		★	CC en fase de pilotaje e I+D; MC tecnología madura
20 Existencia de canales de comercialización		★	★	CC canales de comercialización en desarrollo
21 Número de fabricantes	★		★	CC fabricantes tecnológicos a nivel piloto e I+D
22 Actividad de I+D	★		★	MC enfocado en problema del alquitrán
23 Incentivos al I+D		★	★	MC principalmente remoción alquitran; CC reducir uso metales preciosos (tecnología)
24 Subvención a la inversión	★		★	CC puede utilizar subvención del KfW
25 Subsidio a la electricidad generada			★	La Ley no diferencia por tecnología
26 Subsidio al calor generado	★			No hay; En Suiza los apoyos son a la generación térmica

En Chile, en generación eléctrica con potencias hasta los 2 MW, existen tres alternativas para vender la electricidad a la red, como alternativa al autoconsumo.

- Hasta potencias de 300 kW existe la opción de vender los excedentes de electricidad bajo la Ley de Netmetering (Ley 20.571) [5].
- Para potencias de 100 kW hasta 2 MW (límite de potencia considerado en este informe), existen dos alternativas de vender la electricidad como un Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD) o como Pequeño medio de Generación (PMG) [6]. En el caso de los PMGD la conexión se realiza en sistemas de distribución en 12 o 23 kV, mientras que los PMG en redes de distribución de 23 kV o más.

Referencias

- [1] ASUE, „www.asue.de,“ [Online]. Available: www.asue.de.
- [2] „Ordenanza VDE-AR-N-4110: La ordenanza regula técnicamente la conexión eléctrica en medio voltaje,“ [Online]. Available: <https://www.vde.com/en/fnn/topics/technical-connection-rules/tcr-for-medium-voltage>.
- [3] „Ordenanza técnica de ruido,“ [Online]. Available: <https://www.juraforum.de/lexikon/geraeuschimmissionen#bundesimmissionsschutzgesetz-laerm>.
- [4] „VDI Richtlinie 2067,“ [Online]. Available: https://www.vdi.de/fileadmin/pages/vdi_de/redakteure/richtlinien/inhaltsverzeichnisse/2768779.pdf.
- [5] „VDI 4680,“ [Online]. Available: <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-4680-blockheizkraftwerke-bhkw-grundsaeetze-fuer-die-gestaltung-von-servicevertraegen>.
- [6] „Ley 20.571,“ [Online]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1038211&buscar=20571>.
- [7] „Decreto Supremo que define los PMGD y PMG,“ [Online]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1079055>.