

Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética

Tipo de Proyecto

Cogeneración de Energía





Glosario

BTU: Unidad Térmica Británica. Unidad para medir el calor, un BTU es la energía requerida para elevar la temperatura de una libra de agua un grado Fahrenheit.

Cogeneración topping: sistema de cogeneración en el cual se produce primero la energía eléctrica y con el calor de desecho se produce la energía térmica.

Cogeneración bottoming: sistema de cogeneración en el cual se produce primero la energía térmica para el proceso, y con el calor de desecho se produce la energía eléctrica.

Costos de O&M: costos de operación y mantenimiento.

Dióxido de carbono (CO₂): es el principal gas de efecto invernadero emitido principalmente a través del uso del transporte, la industria, la producción de energía eléctrica, la agricultura y la deforestación.

Eficiencia energética: es la forma de gestionar y limitar el crecimiento del consumo de energía. Un proceso más eficiente puede producir más bienes o servicios con la misma o menor cantidad de energía. Por ejemplo, una bombilla fluorescente compacta (CFL) utiliza menos energía que una bombilla incandescente para producir la misma cantidad de luz.

Eficiencia nominal: es la razón porcentual que sirve para medir la eficiencia productiva de la maquinaria industrial.

Eficiencia eléctrica: es la eficiencia nominal de un equipo para la generación de energía eléctrica.

Energy International Agency (EIA): Agencia Internacional de Energía.

Factor de emisión: promedio de un gran número de mediciones de emisiones de contaminantes atmosféricos que son representativas de un tipo de fuente de emisión, por ejemplo, el factor de emisión del Sistema Interconectado Eléctrico de Colombia es 0,37 kg de CO₂/kWh (EIA, 2012); esto quiere decir que por cada 100 kWh consumidos se emiten 37 kg de CO₂.



Glosario

Gases de efecto invernadero (GEI): los gases de efecto invernadero son la principal causa del calentamiento global. La mayoría de estas sustancias como el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), los óxidos nitrosos (NO_x), entre otros, son liberados a la atmósfera por la actividad humana.

Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC): Panel Intergubernamental de Cambio Climático.

kW_e: es una unidad de medida de la potencia. Para el caso de esta guía, se hace la diferenciación entre kW_e y kW_t para expresar la capacidad eléctrica y térmica instalada en los sistemas de cogeneración.

kWh: El kilovatio-hora, equivalente a mil vatios-hora, es una unidad utilizada para medir la energía consumida o utilizada en determinado tiempo. Para el caso de esta guía, se hace la diferenciación entre kWh_e y kWh_t para expresar la energía eléctrica y térmica consumida respectivamente.

Período de retorno simple: es la cantidad de tiempo que demora una inversión en pagarse basado en el flujo de caja del proyecto. Por ejemplo, el período de retorno simple de una inversión de 300 USD con ahorros anuales de 100 USD tiene un período de retorno simple de 3 años.

Poder calorífico: cantidad de energía por unidad de masa o volumen de combustible que se puede desprender al producirse una reacción química de oxidación. Se diferencia en poder calorífico superior (PCS) y poder calorífico inferior (PCI), el primero considera que el agua que se forma en la combustión sale líquida y en el segundo, se considera que sale como vapor. Teniendo en cuenta que la condición real de la mayoría de equipos de combustión es la segunda, en esta guía se considerará el PCI.

Valor exante: valor medido antes del cambio tecnológico en proyectos de eficiencia energética.

Valor expost: valor medido después del cambio tecnológico en proyectos de eficiencia energética.

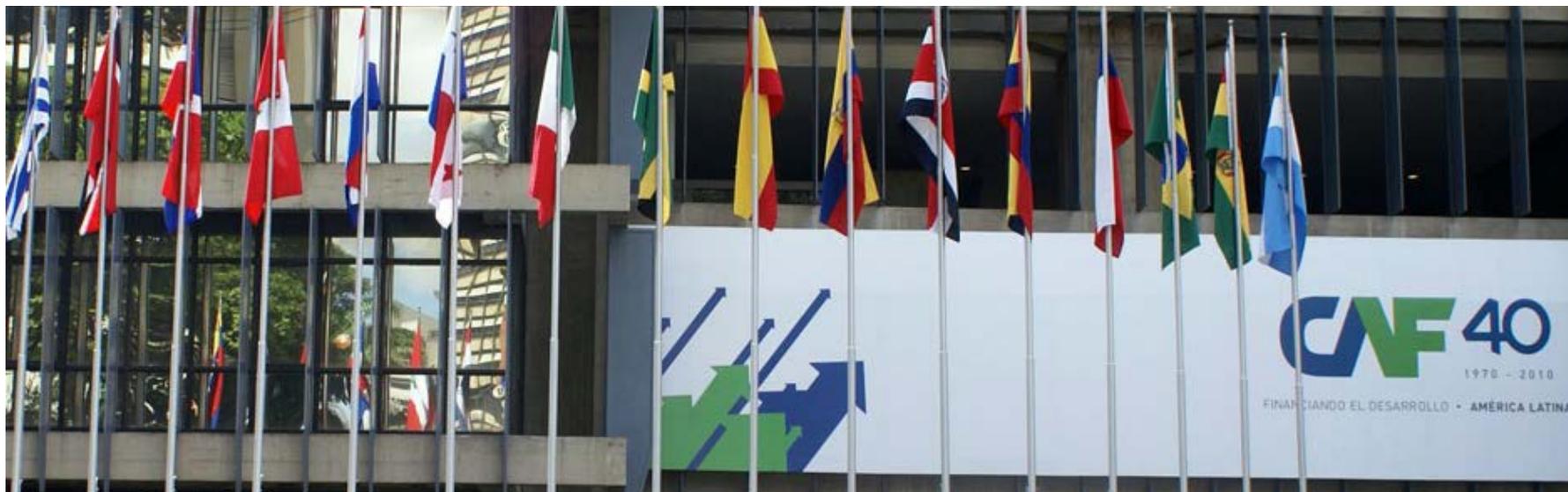
Tabla de conversiones

En la tabla 1 se presentan las unidades utilizadas en este manual que sirven como referencia para las diferentes conversiones de unidades que se encuentran a lo largo del documento.

Tabla 1. Tabla de conversión de unidades.

Potencia	kilowatt (kW)	HP	BTU/h
kilowatt (kW)	1	1.341	3.412,14
HP	0,754	1	2.544.43
BTU/h	0,00293	0,0003928	1

Energía	Kilowatt-hora (kWh)	Jules	GigaJules	PetaJules	BTU
kilowatt-hora (kWh)	1	3.600.000	0,0036	3,6e-9	3.412,14
Jules	0,000000278	1	1e-9	1e-15	0,0009478
GigaJules	277,7	1e+9	1	1e-6	947817
PetaJules	2,77e+8	1e+15	1e+6	1	9,47e+11



1. Presentación

CAF -banco de desarrollo de América Latina- tiene como misión impulsar el desarrollo sostenible y la integración regional, mediante el financiamiento de proyectos de los sectores público y privado, la provisión de cooperación técnica y otros servicios especializados. Constituido en 1970 y conformado en la actualidad por 19 países- 17 de América Latina y el Caribe, junto a España y Portugal y 13 bancos privados, es una de las principales fuentes de financiamiento multilateral y un importante generador de conocimiento para la región.

CAF adelanta el desarrollo del Programa de Eficiencia energética desde la demanda (EE) y Negocios Verdes (NV) con Instituciones Financieras (IF), cuyo objetivo es fomentar una mayor inversión de empresas Latinoamericanas en NV y EE. Para lograrlo contarán con financiamiento de CAF a través de las líneas de crédito que mantiene con IF's, asistencia técnica y fortalecimiento de mercados en NV y de EE.

En este contexto, esta guía dirigida a las Instituciones Financieras, tiene

como objetivo fortalecer los programas ambientales y sociales de las IF's y mejorar sus capacidades, las de sus clientes y las de sus recursos de outsourcing; para identificar, evaluar y financiar proyectos de EE; asimismo, gestionar los riesgos ambientales y sociales asociados con la financiación este tipo de proyectos.

Incluye aspectos técnicos y de inversión, criterios de elegibilidad de proyectos para ser financiados por las IF's, y los mecanismos de monitoreo, reporte y verificación de los beneficios ambientales generados por las inversiones realizadas.

Esta guía es parte de un conjunto de documentos que comprende los sectores y tecnologías con mayor potencial de fomentar las inversiones en eficiencia energética. En la tabla 2 se presenta el conjunto de documentos elaborados para el Programa de Eficiencia Energética desde la Demanda (EE-D) y Negocios Verdes (NV) con Instituciones Financieras (IF's) de acuerdo con el tipo de proyecto y el sector.

Tabla 2. Manuales por sector y guías por tipo de proyecto

		Manuales Por Sector										
Guías Por Tipo De Proyecto		Alimentos y bebidas	Textiles	Cemento	Pulpa y papel	Siderurgia y metal mecánica	Agroindustria	Hoteles y hospitales	Alumbrado público	Grandes superficies	Transporte	
		Motores de alta eficiencia	✓	✓	✓	✓	✓	✓				
		Cogeneración de energía	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	
		Sustitución de combustibles	✓	✓	✓	✓		✓	✓			✓
		Iluminación de alta eficiencia	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	
		Calderas y sistemas de vapor	✓	✓		✓		✓	✓			
		Aire acondicionado							✓		✓	
		Refrigeración	✓								✓	
		Calentamiento de agua con energía solar							✓			
		Hornos			✓		✓					
		Aire comprimido	✓	✓	✓	✓	✓					
		Energía solar fotovoltaica							✓	✓	✓	
	Automatización de procesos							✓	✓	✓		

Así por ejemplo, se desarrolló la guía de proyectos de cogeneración, que es aplicable a diferentes sectores como alimentos y bebidas, textiles, cemento y pulpa y papel.



2. Aplicabilidad

Esta guía presenta los aspectos técnicos, financieros y ambientales relacionados con el desarrollo de proyectos de inversión en sistemas de cogeneración de energía y los beneficios de su implementación con las tecnologías que usualmente se usan.

Los proyectos de cogeneración son ideales en procesos donde existen demandas simultáneas y constantes de calor y energía eléctrica con altos costos de la electricidad y bajos costos de combustibles.

Los sectores con mayor potencial para el desarrollo de proyectos de inversión en sistemas de cogeneración son los siguientes, para los cuales se han desarrollado manuales sobre las oportunidades de eficiencia energética.

Sectores con mayor potencial para desarrollar proyectos de proyectos de cogeneración:



Hoteles



Hospitales



Alimentos y
Bebidas



Textiles



Cemento



Pulpa y papel



Siderurgia y
Metal mecánica



Agroindustria



En la tabla 3 se muestran las características de un proyecto de cogeneración de acuerdo al tipo de usuario industrial/comercial.

Tabla 3. Aplicación de un sistema de cogeneración.¹

Usuario	Industrial	Comercial
Sector.	Química, pulpa y papel, siderúrgica y metalmecánica, textil, refinería de aceite, cementeras, fabricación de vidrio, alimentos y bebidas.	Hoteles, hospitales, grandes superficies.
Facilidad de integración con energías renovables.	Moderada – Alta (Particularmente en industrias con gases de desecho y biomasa residual).	Baja – Moderada.
Temperatura.	Alta	Baja – Moderada.
Tamaños típicos.	1.000 kWe - 20 MWe	1.000 kWe – 5 MWe
Tecnología de generación eléctrica.	Turbina a gas, turbina a vapor, motores de combustión interna.	Microturbinas y motores de combustión interna.
Tipo de sistema de cogeneración.	Topping o bottoming.	Topping.
Fuente de energía.	Combustibles líquidos, sólidos o gaseoso de origen renovable (biomasa, biogás, gases de desechos del proceso industrial, etc.), o no renovables (carbón, gas natural, diésel, etc.).	Combustibles líquidos y gaseosos (normalmente son de fuentes no renovables como gas natural o diésel).
Uso del calor.	Aire caliente, vapor, agua caliente y frío.	Usualmente agua caliente y frío.

¹ Fuente: *Combined Heat and Power, Evaluating the benefits of greater global investment – International Energy Agency, IEA. 2008.*



3. Introducción

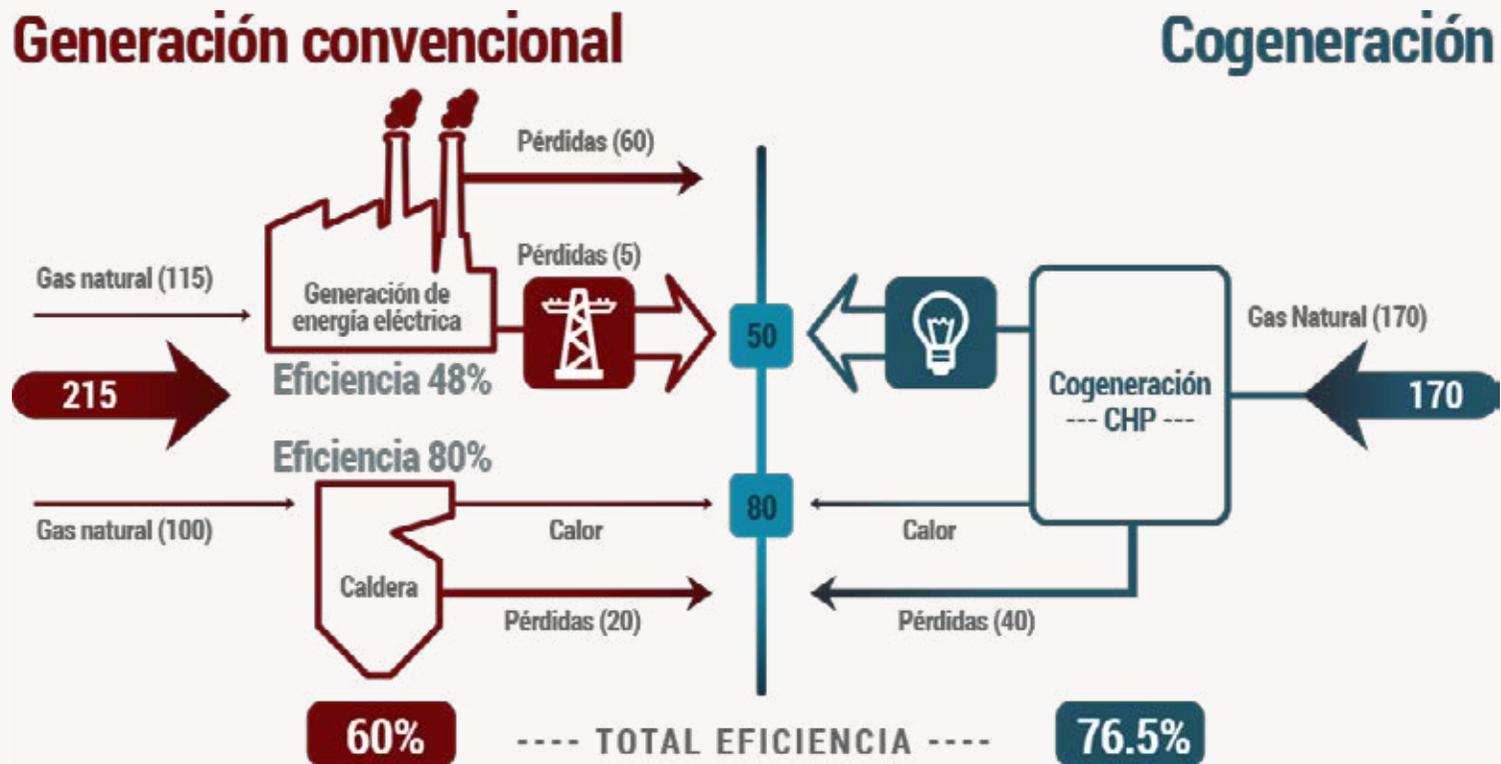
CHP por su siglas en inglés (Combinated Heat and Power) o cogeneración, es la utilización de una misma fuente primaria para la generación simultánea de electricidad y cualquier tipo de energía térmica como vapor, gases calientes, agua caliente o frío. La principal ventaja de este tipo de generación es el mayor aprovechamiento de la fuente primaria utilizada como combustible comparado con los sistemas tradicionales, donde el combustible es utilizado para generar electricidad o calor, o frío de manera separada.

El origen del combustible puede ser del tipo fósil como gas natural, carbón o diésel, o de origen renovable como biomasa, biogás, solar o gases residuales de un proceso productivo.

La cogeneración no es una tecnología como tal, sino un sistema integrado de generación que debe ser adaptado a las necesidades del usuario final.

Con la implementación de un sistema de cogeneración se puede aprovechar entre un 75% y un 90% de la energía de una fuente de combustible que, comparado con 60% de eficiencia en un sistema convencional tomando la energía eléctrica de la red y generando vapor con una caldera a gas, se obtendría un ahorro del 21% en el consumo energético, tal como se puede observar en la figura 1. Para generar 50 unidades de energía eléctrica y 80 unidades de energía térmica se necesitarían 215 unidades de combustible (para el ejemplo gas natural) en un sistema de generación convencional, o 170 unidades de combustible en un sistema de cogeneración.

Figura 1. Comparación de eficiencia entre sistema convencional de generación eléctrica y térmica y sistema de cogeneración.²



² Fuente: *Combined Heat and Power, Evaluating the benefits of greater global investment. International Energy Agency, IEA. 2008.*

4. Descripción de la tecnología

Los sistemas de cogeneración están conformados básicamente por un motor primario, un generador eléctrico y un sistema de recuperación de calor.

El motor primario es el encargado de convertir la energía del combustible en energía mecánica para mover un generador eléctrico como una turbina a gas, microturbina, turbina a vapor o un motor de combustión interna. Estas máquinas térmicas no pueden transformar toda la energía de combustión en energía mecánica, siempre existe un calor residual que, en la generación convencional, debe disiparse y se pierde. Mediante la cogeneración puede aprovecharse este calor residual para su utilización en la generación de calor o frío.

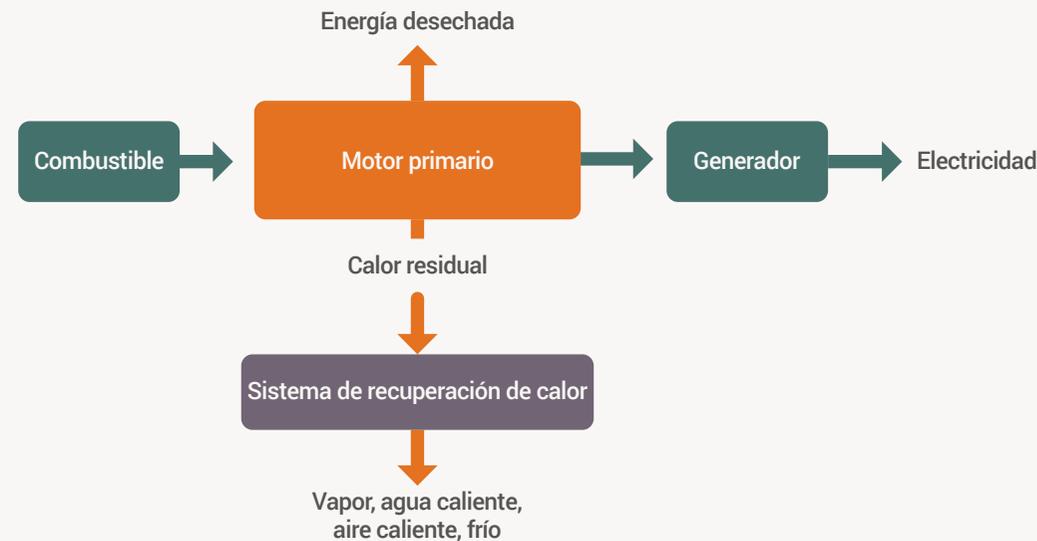
El generador eléctrico convierte la energía mecánica del motor primario en energía eléctrica y generalmente viene acoplado al motor primario como un solo equipo.

El sistema de recuperación de calor aprovecha el calor residual para el aprovechamiento térmico, ya sea generando agua caliente, vapor, aire caliente o frío. Los equipos usualmente utilizados en estos sistemas son calderas de recuperación de calor, intercambiadores de calor y chillers de absorción.

Dependiendo del uso inicial del combustible, ya sea para la generación eléctrica y luego generación térmica o viceversa, existen dos clases de sistema de cogeneración:

Cabeza o Topping: el combustible es utilizado inicialmente en el motor primario para la generación de energía eléctrica y luego mediante el sistema de recuperación de calor se genera la energía térmica como se observa en la figura 2.

Figura 2. Esquema de cogeneración de cabeza o topping.³

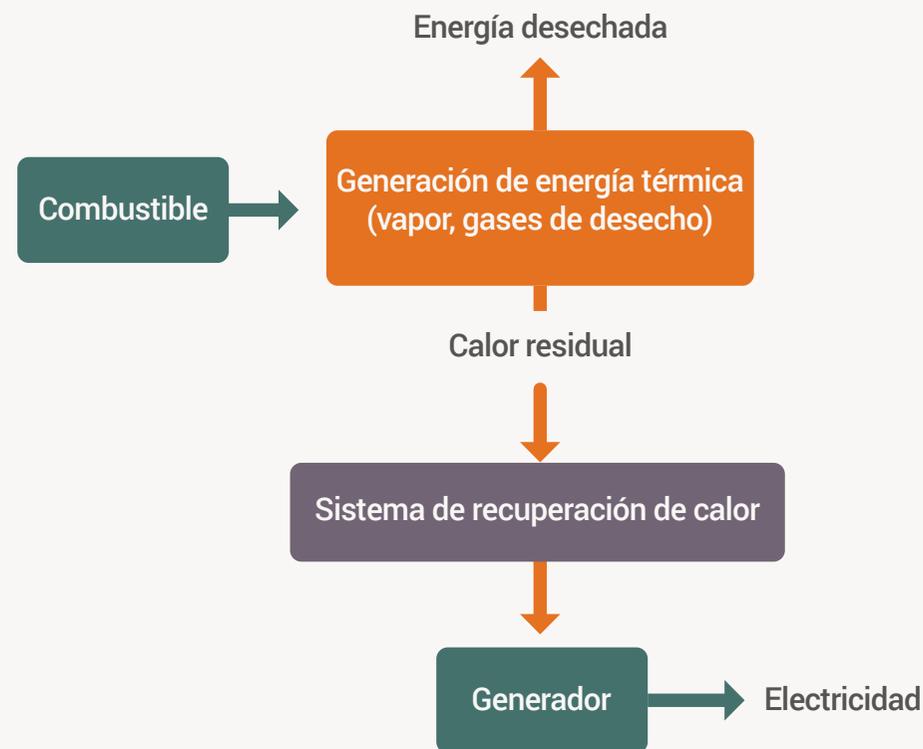


³Fuente: *Cogeneration feasibility guide. Office of Environment and Heritage NSW. 2014.*

Cola o Bottoming:

el combustible es utilizado inicialmente para un proceso productivo de alta temperatura como en hornos o calderas de vapor y se aprovechan el calor residual para la generación eléctrica. Este tipo de cogeneración se encuentra normalmente en aplicaciones industriales dadas las altas temperaturas de sus procesos. En la figura 3 se puede observar un esquema de este tipo de cogeneración.

Figura 3. Esquema de cogeneración de energía o bottoming



⁴ Fuente: *Cogeneration feasibility guide. Office of Environment and Heritage NSW. 2014.*

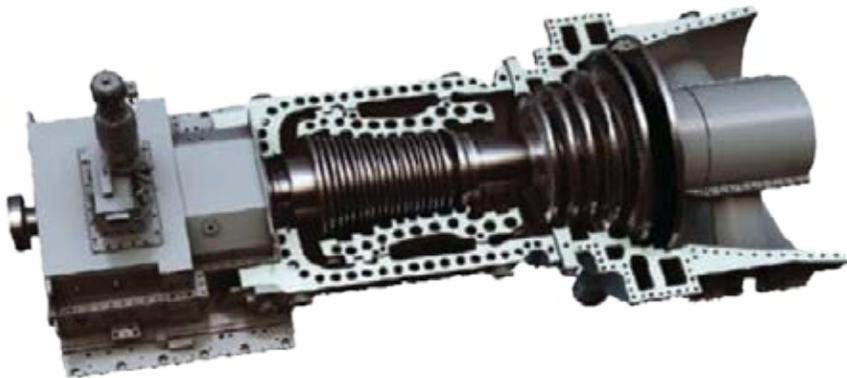
4.1. Tipos de motores primarios.

4.1.1. Turbina de vapor.

Las turbinas de vapor convierten la energía térmica de un fluido caliente, generalmente vapor o un fluido orgánico, en energía mecánica que luego mueve un generador eléctrico. Las turbinas de vapor necesitan de una caldera donde se quema el combustible o donde se recupera calor de procesos y se genera el vapor para su funcionamiento.

En la figura 4 se puede observar una turbina de vapor típica para procesos de generación y cogeneración.

Figura 4. Turbina de vapor marca General Electric.⁵



Existen dos tipos de turbinas de vapor:

Turbina de contrapresión: este tipo de turbina toma vapor sobrecalentado de alta presión, produce la energía eléctrica, y descarga el vapor saturado a baja presión, el cual puede ser utilizado en un proceso industrial debido a su alta temperatura. Este es el caso de sectores como el textil o el azucarero, donde el proceso tiene altos requerimientos de vapor a baja presión.

Turbina de extracción - condensación: este tipo de turbina toma vapor de alta presión, extrae vapor de media y baja presión, y el vapor restante se condensa a presión de vacío (presión inferior a la presión atmosférica) en un condensador para aumentar la generación eléctrica. Se utiliza en procesos como producción de papel en los que la demanda de vapor no es tan alta y no es posible consumir todo el vapor que se usa en la generación eléctrica.

Algunos fabricantes de turbinas de vapor son:



SIEMENS

TOSHIBA



⁵ Fuente: http://img.directindustry.com/images_di/photo-g/116289-10177464.jpg

En la tabla 4 se resumen las ventajas y desventajas de esta tecnología.

Tabla 4. Ventajas y desventajas de las turbinas de vapor para cogeneración.

Ventajas:	Desventajas:
 <p>Alta eficiencia de cogeneración.</p>	 <p>Tiempo de arranque lento (horas).</p>
 <p>Utiliza una variedad de combustibles líquidos, gaseosos o sólidos.</p>	 <p>Requiere de una caldera de alta presión y temperatura para la generación de vapor.</p>
 <p>Alta confiabilidad</p>	
 <p>Permite diferentes configuraciones de acuerdo a las necesidades del proceso.</p>	 <p>Altos costos de inversión para pequeñas capacidades.</p>

4.1.2. Turbina a gas.

Una turbina a gas incorpora un compresor de aire, una cámara de combustión, una turbina y un generador eléctrico. El compresor calienta y comprime el aire y luego es mezclado con el combustible en la cámara de combustión. La mezcla de aire y gas de combustión caliente acciona la turbina de expansión para producir suficiente energía al eje del generador y para el compresor también. En la figura 5 se presenta una imagen de una turbina a gas típica.

Figura 5. Turbina a gas marca Solar.⁶



⁶ Fuente: http://img.directindustry.es/imagenes_di/photo-g/22650-6150007.jpg

Las turbinas de gas presentan un único nivel de temperatura en la corriente de gases efluentes, del orden de 450 a 550°C, el cual permite la obtención de vapor en una caldera de recuperación o frío en un chiller de absorción. Dado que el vapor es el principal vector térmico en la industria, las turbinas de gas tienen una amplia difusión.

En la figura 6 se muestra un balance de energía para una turbina a gas. Como se puede observar, la relación calor/energía es de 1,6:1, es decir, por cada kWh de energía eléctrica se generan 1,6 kWh de energía térmica. Teniendo en cuenta lo anterior, las turbinas suelen emplearse en aplicaciones donde el consumo de energía térmica es entre 1,5 y 2 veces el consumo de energía eléctrica.

Figura 6. Balance energético turbina a gas.⁷



La potencia eléctrica de las turbinas a gas es corregida para condiciones de operación superiores a 15°C y 0 m de altitud, por lo cual es necesario consultar al proveedor la potencia real según el lugar de la instalación. Adicionalmente, las turbinas a gas pierden eficiencia eléctrica a lo largo de su vida útil con lo cual aumenta el calor que puede ser recuperable.

Algunos fabricantes de turbinas a gas son:



⁷ Fuente: *Cogeneration feasibility guide. Office of Environment and Heritage NSW. 2014.*

En la tabla 5 se resumen las ventajas y desventajas de esta tecnología.

Tabla 5. Ventajas y desventajas de las turbinas a gas para cogeneración.

Ventajas:	Desventajas:
 Alta confiabilidad.	 Se requiere combustible a alta presión.
 Bajas emisiones.	 Pierde mucha eficiencia a cargas parciales.
 Arranque rápido.	 Pierde eficiencia eléctrica durante su vida útil.
 Alto grado de calor aprovechable.	 La potencia eléctrica se ve afectada por las condiciones ambientales.
 Mínimos requerimientos de refrigeración.	

4.1.3. Microturbina a gas.

Una microturbina es una turbina a gas más pequeña con un diseño más simple. Al igual que la turbina a gas incorpora un compresor, un recuperador, una cámara de combustión, una turbina y un generador eléctrico, todo en un mismo contenedor que atenúa el nivel de ruido. En la figura 7 se puede observar una fotografía de este tipo de equipos.

Figura 7 . Microturbina marca Capstone.⁸



⁸ Fuente: <http://www.directindustry.es/prod/capstone-turbine/product-22062-816251.html>

En la figura 8 se muestra un balance de energía para una microturbina de 65 kW. Como se puede observar, la relación calor/energía es de 1,5:1, es decir, por cada kWh de energía eléctrica se pueden generar 1,5 kWh de energía térmica.

Figura 8. Balance energético de una microturbina a gas.⁹



Al igual que la turbina a gas, la potencia eléctrica de las microturbinas se reduce para condiciones de operación superiores a 15°C y 0 m de altitud, por lo cual es necesario consultar al proveedor la potencia real según el lugar de la instalación. Adicionalmente, las microturbinas también pierden eficiencia eléctrica a lo largo de su vida útil y en consecuencia aumenta el calor que puede ser recuperable.

Algunos proveedores de microturbinas a gas son:

Algunos proveedores de microturbinas a gas son:



⁹ Fuente: *Cogeneration feasibility guide. Office of Environment and Heritage NSW. 2014.*



En la tabla 6 se resumen las ventajas y desventajas de esta tecnología.

Tabla 6. Ventajas y desventajas de las microturbinas a gas para cogeneración.

Ventajas:	Desventajas:
 <p>Alta confiabilidad, pocas partes móviles.</p>	 <p>Combustible a alta presión.</p>
 <p>Diseño compacto.</p>	 <p>Alto costo de inversión.</p>
 <p>Bajas emisiones.</p>	 <p>Baja eficiencia eléctrica.</p>
 <p>No requiere de refrigeración.</p>	 <p>Calor de baja temperatura.</p>
	 <p>La potencia eléctrica se ve afectada por las condiciones ambientales.</p>
	 <p>Pierde eficiencia eléctrica a lo largo de su vida útil.</p>



4.1.4. Motor de combustión interna.

Los motores de combustión interna son una de las tecnologías más usadas para cogeneración, pueden operar con combustibles líquidos o gaseosos con eficiencias eléctricas entre el 30 y 45%. Los motores permiten una variedad de configuraciones por el número de circuitos para recuperación del calor:

- Enfriamiento del aire de combustión en sistemas turboalimentados (generalmente en torno a 40°C y no es utilizable en sistemas de cogeneración).
- Circuito de aceite (en torno a 70-80°C).
- Circuito de camisas del motor (en torno a 80-90°C).
- Gases de escape (entre 450-550°C; temperaturas más bajas en los sistemas turboalimentados).

La mayor parte del calor recuperable está a un nivel térmico inferior a 100°C y por tanto, encuentran limitación en usos de generación de vapor o secado a alta temperatura. Las configuraciones para un sistema de cogeneración son habituales para la generación de agua caliente, gases calientes y vapor a baja presión.

En la figura 9 se presenta un motor de combustión interna.

Figura 9 . Motor de combustión interna marca Jenbacher.¹⁰



¹⁰ <http://powergen.gepower.com/products/reciprocating-engines/jenbacher-type-3.html>

Figura 10. Balance energético motor de combustión interna.¹¹



La potencia eléctrica de los motores disminuye para condiciones de operación superiores a 30 °C y 500 m de altitud, por lo cual es necesario consultar al proveedor la potencia real según el lugar de la instalación.

Algunos proveedores de motores son:

CATERPILLAR



GE Jenbacher

Guascor

MWM
Energy. Efficiency. Environment.

Waukesha
POWERING PERFORMANCE

mitsubishi

HYUNDAI

¹¹ Fuente: *Cogeneration feasibility guide. Office of Environment and Heritage NSW. 2014.*



En la tabla 7 se resumen las ventajas y desventajas de esta tecnología.

Tabla 7. Ventajas y desventajas de los motores de combustión interna para cogeneración.

Ventajas:	Desventajas:
 <p data-bbox="481 842 768 874">Alta eficiencia eléctrica.</p>	 <p data-bbox="1310 893 1691 925">Altos costos de mantenimiento.</p>
 <p data-bbox="481 970 784 1002">Opera a cargas parciales.</p>	 <p data-bbox="1310 1021 1825 1077">Bajo grado de temperatura en el sistema de refrigeración de agua y aceite.</p>
 <p data-bbox="481 1098 683 1129">Arranque rápido.</p>	 <p data-bbox="1310 1157 1881 1212">Debe ser enfriado en caso de no utilizar su calor residual.</p>
 <p data-bbox="481 1204 985 1260">Alto grado de temperatura en los gases de combustión.</p>	 <p data-bbox="1310 1300 1960 1356">La potencia eléctrica se ve afectada por las condiciones ambientales.</p>
 <p data-bbox="481 1340 985 1396">Baja presión requerida en el suministro de combustible.</p>	



5. Descripción del proyecto

Una adecuada selección y dimensionamiento son críticos para el éxito de cualquier proyecto de cogeneración. Como se ha mencionado anteriormente, en un proyecto de cogeneración existen diferentes tecnologías y configuraciones que dependiendo de las características de cada proceso, puede ser que una o varias tecnologías sean factibles técnicamente para su implementación y la decisión final estará sujeta al análisis financiero.

De manera general la selección y dimensionamiento de un sistema de cogeneración tiene los siguientes pasos:



Recolectar la información de consumo de energía eléctrica y térmica.



Analizar los perfiles de demanda de energía eléctrica y térmica.



Seleccionar la tecnología adecuada para el sistema de cogeneración.



Determinar la capacidad del sistema de cogeneración.



Evaluar el impacto de la tarifas energéticas en el sistema de cogeneración.



Determinar la viabilidad financiera.



Calcular la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

5.1. Recolectar la información de consumo de energía eléctrica y térmica.

Es necesario recolectar información de los consumos de energía eléctrica y térmica. En lo posible, diarios o mensuales durante al menos un año. Usualmente las empresas (industriales y comerciales) solo miden los consumos totales de energía tanto eléctrica como de combustible y se desconoce el consumo para cada proceso o área de la empresa.

El consumo de energía eléctrica suele ser fácil de encontrar en los históricos del recibo de energía entregado por la empresa prestadora del servicio eléctrico. En esta información, es importante observar tanto la energía eléctrica consumida (kWh/mes) así como la demanda pico de potencia (kW).

Para el caso del consumo de energía térmica es necesario identificar cuáles son los combustibles utilizados para la generación de calor o cual es el combustible utilizado para su proceso de mayor demanda térmica, el cual puede ser gas natural, diésel, gasolina, carbón, biomasa o cualquier otro combustible destinado para la generación de vapor, agua caliente o aire caliente.

5.2. Analizar los perfiles de demanda de energía eléctrica y térmica.

En este paso es necesario:

- El consumo mínimo y máximo de energía eléctrica y térmica.
- Determinar el perfil de demanda de energía (hora a hora o mes a mes) según la información recolectada.
- Determinar la relación energía térmica/energía eléctrica o usualmente conocido como relación calor/energía.
- Identificar el ciclo de operación: para clientes que dependen de estaciones o temporadas el ciclo de operación suele ser sencillo de identificar. Sin embargo, hay clientes mucho más complejos en lo que no se evidencia un ciclo de operación, usualmente industriales.

5.3. Seleccionar la tecnología adecuada para el sistema de cogeneración.

El motor primario es la parte más importante del sistema de cogeneración y su selección es fundamental para lograr el éxito del proyecto. Los principales factores a considerar para su selección son:

- Disponibilidad de combustible, para el caso de gases de desecho, su temperatura de salida.
- Temperatura requerida en el sitio.
- Relación calor/energía de la tecnología.
- Cantidad de energía eléctrica requerida.
- Tipo (agua caliente, vapor, aire caliente o frío) y condiciones (temperatura) de energía térmica requerida.

5.4. Determinar la capacidad del sistema de cogeneración.

Dependiendo del perfil de carga, se puede seleccionar el sistema para operar como:

Base térmica: generalmente asegura la mayor eficiencia de cogeneración y se emplea cuando la demanda eléctrica es muy superior a la térmica.

Base eléctrica: maximiza las horas de operación del sistema. Se emplea cuando la demanda térmica es muy superior a la eléctrica. Generalmente la viabilidad financiera de los proyectos de cogeneración se logra por la mayor generación eléctrica, dado que el costo del kWh eléctrico suele ser superior al kWh térmico. Teniendo en cuenta lo anterior, este tipo de dimensionamiento es muy usual a pesar de no tener siempre una alta eficiencia de cogeneración.

Pico de demanda eléctrica: se ve afectado por las pocas horas de operación a plena carga y puede generar poco aprovechamiento del calor residual. Estos sistemas normalmente se emplean en zonas que no se encuentran conectadas a la red.



Pico de demanda térmica: este tipo de dimensionamiento no resulta muy común y se emplea cuando el costo del kWh eléctrico es inferior al kWh térmico.

Superior a la demanda eléctrica: solo en casos donde la venta de excedentes es posible. Es necesario comparar los costos de combustible, operación y mantenimiento del sistema de cogeneración con la tarifa de compra de energía eléctrica por el mercado o por un tercero. Los proyectos que usan combustible de origen renovable como biomasa, biogás o gases residuales, suelen ser muy competitivos dado que el costo de combustible es nulo o muy bajo. Sin embargo, depende de la disponibilidad del recurso renovable.

5.5. Impacto de las tarifas energéticas en el sistema de cogeneración.

La viabilidad financiera de un proyecto de cogeneración depende de las tarifas de combustible y las tarifas eléctricas que se tengan para el proceso. Normalmente se requieren precios de combustibles bajos y estables, y precios de energía eléctrica altos y con tendencia a continuar aumentando.

5.6. Evaluar la viabilidad financiera.

Para determinar la viabilidad financiera es necesario estimar:

- Costo de inversión, y de operación y mantenimiento.
- Ahorros potenciales.
- Indicadores financieros como: tasa interna de retorno, valor presente neto y periodo de retorno de la inversión.

5.7. Calcular la reducción de emisiones de gases efecto invernadero.

Para calcular la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es necesario determinar:

- **Línea base o ex ante de emisiones:** esta línea base es el escenario antes de la instalación del sistema de cogeneración. Para estimar las emisiones de la línea base es necesario conocer el consumo actual de energía eléctrica y combustibles y aplicar los factores de emisiones correspondientes.
- **Línea futura o ex post de emisiones:** esta línea considera el escenario luego de la instalación del sistema de cogeneración. Para estimar las emisiones en este escenario, es necesario determinar el consumo de combustible del sistema de cogeneración y aplicar el respectivo factor de emisiones.
- **Reducción de emisiones:** La reducción de emisiones es la diferencia de la línea futura menos la línea base. Si esta diferencia es negativa, el proyecto logró disminución de emisiones de gases efecto invernadero, de lo contrario, se aumentaron las emisiones (esto suele pasar cuando no se aprovecha adecuadamente el calor disponible, en otras palabras, cuando hay una baja eficiencia de cogeneración).

6. Requerimiento de inversión

En la tabla 8 se presenta un análisis comparativo entre las principales tecnologías de motores primarios para los sistemas de cogeneración y los requerimientos de inversión dependiendo de la aplicación.

Tabla 8. Tabla comparativa entre motor primario para sistemas de cogeneración.¹²

Motor primario	Turbina de vapor	Turbina de gas	Microturbina	Motor de combustión interna
Capacidad (kW).	100 hasta más de 20.000.	1.000 hasta más de 20.000.	30 hasta 500.	50 hasta más de 10.000.
Eficiencia eléctrica.	20% - 40%.	22% - 36%.	18% - 29%.	27% - 45%.
Eficiencia total de cogeneración.	70% - 85%.	70% - 75%.	65% - 75%.	70% - 80%.
Relación calor/energía.	0,5 - 2.	0,5 - 2.	1,5 - 2,5.	1 - 2.
Combustible.	Gas natural, biogás, propano, diésel, biomasa, gas de síntesis, carbón.	Gas natural, biogás, propano, diésel, gas de síntesis.	Gas natural, biogás, propano, gas de síntesis, gases de desecho, gasolina.	Gas natural, biogás, propano, diésel, gas de síntesis, gases de desecho, gasolina.
Costo de inversión del sistema de cogeneración (USD/kW).	1.500 - 2.500.	1.200-3.300.	2.500 - 4.300.	1.000 - 2.900.
Costo de O&M sin considerar combustible (USD/kWh).	0,006 - 0,01.	0,009 - 0,013.	0,009 - 0,013.	0,009 - 0,025.
Tiempo para hacer una reparación mayor (horas).	> 50.000.	25.000 - 50.000.	40.000 - 80.000.	30.000 - 60.000.
Tiempo de arranque.	Horas.	Minutos.	Minutos.	Segundos.
Presión del combustible (psig).	No aplica.	100 - 500 (necesario un compresor si opera con gas).	50 - 140 (necesario un compresor si opera con gas).	1 - 75.
Disponibilidad operativa.	> 95%.	90% - 98%.	90% - 98%.	90% - 95%.
Nivel de ruido.	Alto.	Alto.	Moderado.	Alto.
Operación en carga parcial.	Buena.	Deficiente.	Aceptable.	Buena.
Uso del calor residual.	Vapor de baja presión.	Agua caliente, vapor de baja y alta presión, aire caliente.	Agua caliente, vapor de baja presión, aire caliente, frío.	Agua caliente, vapor de baja presión, frío.
Temperatura de calor residual (°C).	Depende de las condiciones de extracción de vapor.	250 - 600.	200 - 315.	90 - 450.

¹² Fuente: *Guide to Combined Heat and Power System for Boiler Owners and Operators. Oak Ridge National Laboratory. 2004*



7. Análisis de riesgos técnicos, ambientales y sociales

En la siguiente tabla se resumen los potenciales riesgos técnicos, ambientales y sociales de un proyecto de cogeneración y su estrategia de mitigación.

Tabla 9. Matriz de riesgos técnicos, ambientales, financieros y sociales.

Riesgo	Tipo	Estrategia de mitigación
Cobertura de los requerimientos energéticos del proceso.	Técnico	Realizar los diseños de manera adecuada, teniendo en cuenta las mediciones de consumo de energía eléctrica y térmica.
Confiabilidad en la operación de la tecnología de cogeneración.	Técnico	Seleccionar equipos de proveedores reconocidos que cuenten con experiencia en proyectos similares y cuenten con servicio técnico en el país.
Generación de ahorros y factibilidad financiera.	Financiero	Seleccionar la tecnología adecuada para los requerimientos energéticos del proceso y analizar con detalle los precios de la energía eléctrica y los combustibles actuales y futuros del proyecto.
Reducción de emisiones de GEI.	Ambiental	Asegurarse de que el diseño del proyecto permite el máximo aprovechamiento de la energía térmica y logra la mayor reducción del consumo de combustible en los procesos térmicos.
Emisiones de contaminantes diferentes a GEI.	Ambiental/ Social	Asegurarse de que las tecnologías seleccionadas cumplen con las normas de emisiones aplicables en el país donde se lleve a cabo el proyecto.



8. Criterios de elegibilidad

Los proyectos de cogeneración de energía tienen potenciales de reducción de consumo de energía entre el 10 y el 30% en condiciones normales de operación. Al ser sistemas que sustituyen el consumo de energía de la red en la mayoría de los casos, los potenciales de reducción de emisiones de GEI están entre un 10 y 20%.

Como criterio general de elegibilidad ambiental del proyecto, se recomienda que la reducción de emisiones sea mayor al 10% con respecto a la línea base establecida.

Para proyectos nuevos, la elegibilidad se puede establecer teniendo en cuenta que si se hace una inversión de un nuevo proyecto con sistemas de cogeneración de alta eficiencia en lugar de tener sistemas independientes para el suministro de energía y calor, el ahorro de energía puede ser del 15% en condiciones normales de operación.

En la estructuración financiera de estos proyectos se debe considerar la posibilidad de otorgar períodos de gracia en caso de que los equipos sean importados, así mismo, el plazo del crédito debería ser mayor o igual al período de retorno simple de la inversión. Normalmente los proyectos de cogeneración tienen tiempos de retorno simple entre 4 y 6 años dependiendo del costo de los combustibles que se usen y la energía que se sustituya.

Criterios de elegibilidad



Ahorro en el consumo de energía eléctrica de la red superior al

10% con respecto a la línea base



Reducción de emisiones de GEI superior a

10% con respecto a la línea base



Periodo simple de retorno inferior a **6** años



9. Monitoreo, reporte y verificación del proyecto

El monitoreo de un proyecto de cogeneración debe hacerse de manera continua. Se recomienda la instalación de medidores de consumo de combustible, de energía eléctrica generada y de energía térmica aprovechada para los procesos. Los indicadores que se pueden utilizar para el reporte son los que se presentan en la tabla 10.

Tabla 10. Indicadores de monitoreo del proyecto.

Indicador	Unidad	Valor Exante	Valor Expost
Consumo de combustible del proceso.	Unidad/año		
Consumo de energía eléctrica de la red.	kWh/año		
Consumo de combustible del sistema de cogeneración.	Unidad/año		
Generación de energía eléctrica por el sistema de cogeneración.	kWh/año		
Emisiones de GEI	Ton CO ₂ /año		

El valor de la reducción de emisiones se calcula teniendo en cuenta las emisiones generadas por la quema de combustibles antes del proyecto, menos las emisiones generadas por el consumo de combustible después del proyecto, más las emisiones generadas por la compra de energía eléctrica de la red. Si el resultado final es positivo, quiere decir que las emisiones del proyecto son menores que las emisiones que se generaban antes de su ejecución.

Para el cálculo de las emisiones de los combustibles debe tenerse en cuenta su factor de emisión, y para el cálculo de las emisiones de la energía eléctrica, debe conocerse el factor de emisión de la red desde donde se consume la energía.

La verificación del proyecto se puede hacer mediante el reporte de emisiones anuales calculadas como se expone arriba. Si el proyecto de cogeneración tiene una eficiencia suficientemente alta, siempre generará una reducción de emisiones con respecto a la línea base.



10. Caso de estudio

Una empresa necesita 5.000.000 kWh_e de energía eléctrica por año, la cual es tomada de la red a un precio de 0,15 USD/kWh_e. Además, necesita 8.000.000 kWh_t de energía térmica la cual es producida en una caldera con eficiencia del 80% usando gas natural a un precio de 8 USD/MBTU (0,027 USD/kWh_t). En la tabla 11 se resumen los requerimientos energéticos del proceso, los costos actuales y las emisiones actuales.

Las emisiones actuales del sistema son las generadas por el consumo de energía eléctrica de la red, más las emisiones generadas por el consumo de combustible. El factor de emisión para la red eléctrica es de 0,37 Kg de CO₂/kWh_e, y para el gas natural de 0,18 Kg CO₂/kWh_t.

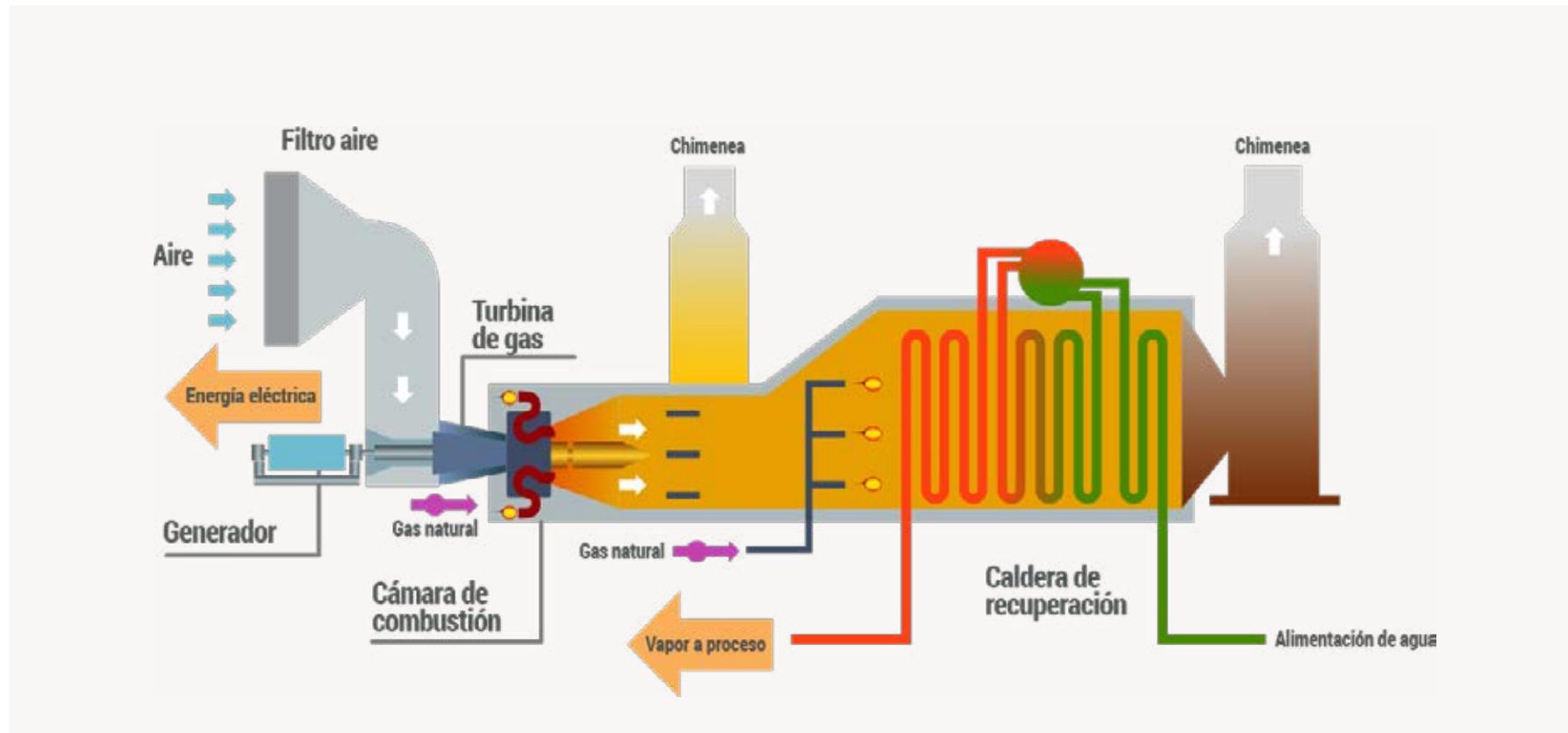
Tabla 11. Resumen de requerimientos energéticos, costos y emisiones del proceso actual.

Parámetro	Unidad	Fuente/Fórmula	Valor
A. Requerimiento de energía eléctrica.	kWhe/año.	Recibos de energía eléctrica.	5.000.000
B. Precio de la energía eléctrica.	USD/kWhe.	Recibos de energía eléctrica.	0,15
C. Requerimientos de energía térmica.	kWht/año.	Mediciones del proceso.	8.000.000
D. Eficiencia de caldera.	%	Mediciones del proceso.	80%
E. Consumo de combustible.	kWht/año.	C/D	10.000.000
F. Precio del combustible.	USD/kWht	Recibos de combustible.	0,027
G. Costos energéticos del proceso.	USD/año.	(A*B)+(E*F).	1.020.000
H. Factor de emisión de la energía eléctrica.	Kg CO ₂ /kWhe.	EIA o IPCC.	0,37
I. Factor de emisión del combustible.	Kg CO ₂ /kWht.	EIA o IPCC	0,18
J. Emisiones actuales del proceso.	Ton CO ₂ /año.	(A*H+E*I)/1.000.	3.650

Para generar la misma electricidad, la empresa compra una turbina de gas de una potencia de 800 kW_e que cuenta con un sistema de recuperación de calor para la generación de vapor. La turbina consume $16.000.000 \text{ kWh}_t$ de gas natural para hacer la generación eléctrica que requiere la empresa. El sistema genera $11.000.000 \text{ kWh}_t$ de calor de desecho de los cuales la empresa consume $8.000.000 \text{ kWh}_t$ para sustituir el consumo de gas en la caldera.

En la figura 11 se puede observar un esquema del sistema de cogeneración.

Figura 11. Esquema de un sistema de cogeneración con turbina de gas.¹³



¹³ Fuente: Multitek Ingenieros

Tabla 12. Resumen de requerimientos energéticos, costos y emisiones del proceso actual.

Parámetro	Unidad	Fuente/Fórmula	Valor
K. Potencia de la turbina de gas.	kWe	Diseño del sistema de cogeneración.	800
L. Eficiencia eléctrica de la turbina de gas.	%	Datos del fabricante	31,25 %
M. Consumo de combustible de la turbina de gas.	kWh/año.	A/L.	16.000.000
N. Costos de combustible en el proyecto.	USD/año.	M*F.	432.000
O. Inversión en el sistema de cogeneración.	USD.	Diseño del sistema de cogeneración.	3.000.000
P. Ahorros del proyecto de cogeneración.	USD/año.	G-N.	588.000
Q. Período de retorno simple de la inversión.	Años.	O/P.	5,1
R. Emisiones del sistema de cogeneración.	Ton CO ₂ /año.	M*I.	2.880
S. Reducción de emisiones.	Ton CO ₂ /año.	J-R.	770
T. Porcentaje de reducción de emisiones.	%	(S/J)*100.	21%

Beneficios del proyecto y elegibilidad para ser financiado por líneas verdes.



El proyecto genera ingresos de 1,96 USD por cada dólar invertido en un período de 10 años.



Ahorros económicos del 57,6%.



Reducción en el consumo de energía eléctrica de la red del 100%.



Reducción de emisiones de GEI del 21% con respecto al sistema tradicional.



Tiempo de retorno inferior a 6 años.

La diferencia en el costo de un sistema convencional y un sistema de cogeneración es el ahorro obtenido, y como se puede observar depende de las tarifas de los energéticos, mientras más barato sea el combustible para la cogeneración y más costosa la energía eléctrica el proyecto será más atractivo. Es importante mencionar que para el ejemplo no se ha considerado el costo de operación y mantenimiento, que representan entre el 15% y el 40% del costo final de la cogeneración.



11. Referencias

- Combined Heat and Power, Evaluating the benefits of greater global investment. International Energy Agency, IEA. 2008.
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chp_report.pdf
- Cogeneration feasibility guide. Office of Environment and Heritage NSW. 2014
<http://www.environment.nsw.gov.au/resources/business/140685-cogeneration-feasibility-guide.pdf>
- Guide to Combined Heat and Power System for Boiler Owners and Operators. Oak Ridge National Laboratory. 2004.
http://energy.gov/sites/prod/files/2014/05/f15/guide_chp_boiler.pdf
- Factor de emisiones de CO₂.
http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética

Editor: CAF

Dirección Corporativa de Ambiente y Cambio Climático (DACC)

Ligia Castro de Doens, directora corporativa

Dirección Sectores Productivo y Financiero Región Norte (VSPF)

Mauricio Salazar, director

Autor:

MGM International

Coordinación y edición general

Camilo Rojas (DACC)

Jaily Gómez (VSPF)

René Gómez García (DACC)

Diseño Gráfico y Diagramación:

Tundra Taller Creativo | tundra.pe

Fotos:

Pixabay.com

Shutterstock
