

Metodología para la conversión de plantas de generación eléctrica a cogeneración en Sudamérica

Fecha de recepción: 17 julio del 2025

Fecha de corrección: 21 agosto 2025

Ana Isabel Barquín Samayoa¹, Nilton Giovanni Rodas Chanquín², Gabriel Alejandro López García³, Roberto Carlos Gálvez Garoz⁴, Oscar Alejandro Pineda Ortiz⁵, José Javier Aguirre Mendoza⁶, Guillermo Amílcar Chang Ortiz⁷, Luis Carlos Alfonso Chen Tujab⁸

RESUMEN

En este artículo se presenta un análisis técnico-económico para el dimensionamiento de plantas convencionales en sistemas de cogeneración energética, evaluando la disponibilidad de sustratos, y tecnologías en las unidades de generación. Se analiza la eficiencia y adaptabilidad a las condiciones industriales de la región sudamericana sobre los modelos tecnológicos como turbinas de gas, turbinas de vapor, motores de combustión interna, ciclo combinado, micro generación y pilas de combustible. Se ejemplifica la proyección y evaluación económica de la empresa cementera ARGOS, ubicada en Colombia; Entre los indicadores a analizar se desarrolla el valor presente neto, tasa interna de retorno y la recuperación de la inversión. Por lo tanto, se concluye que el uso de la tecnología de Cogeneración mejora la eficiencia energética y la competitividad, de acuerdo con las necesidades de la operación en la industria, minimizando los costos de combustibles.

Palabras Clave:

Gestión energética; Cogeneración; Eficiencia energética; Producción de energía; Medio ambiente; Análisis de conversión; Industria cementera

ABSTRACT

This article presents a technical-economic analysis for the dimensioning of conventional plants in energy cogeneration systems, evaluating the availability of substrates and technologies in the generation units. The efficiency and adaptability to the industrial conditions of the South American region is analyzed on technological models such as gas turbines, steam turbines, internal combustion engines, combined cycle, micro generation and fuel cells.

¹ Ingeniera Ambiental con Énfasis en Gestión. Universidad Rafael Landívar. Experiencia: 5 años en tratamiento profesional de desechos peligrosos, bioinfecciosos e industriales; y sistemas de gestión para proceso de certificación internacional. Correo: 5008250@galileo.edu

² Licenciado en Supervisión Eléctrica y Electrónica Industrial. Universidad Galileo. Experiencia: 19 años en planta de generación eléctrica motores recíprocos de 15MW. Correo: nigiorocha@galileo.edu

³ Licenciado Gestión de Energía y Ambiente, Universidad Galileo. Experiencia: Prácticas en IntelProyect e INDE. Correo: gabriel.lopezgarcia@galileo.edu

⁴ Licenciado en Supervisión Eléctrica y Electrónica Industrial, Universidad Galileo. Experiencia: 12 años de trabajar en energía regulada y Data Center. Correo: 13143222@galileo.edu

⁵ Licenciado en Supervisión Eléctrica y Electrónica Industrial, Universidad Galileo. Experiencia: 10 años en operación y mantenimiento de Hidroeléctricas hasta 40MW. Correo: opineda@galileo.edu

⁶ Abogado y Notario, Universidad Francisco Marroquín, con Maestría en Gestión de Sostenibilidad Universidad de Columbia NYC. Experiencia: 10 años en agroindustria de palma africana. Correo: 25010216@galileo.edu

⁷ Ingeniero Electricista, Universidad de San Carlos de Guatemala. Experiencia: 36 años de los cuales 24 fueron en plantas de generación de energía eléctrica, con turbinas aeroderivativas, motores recíprocos y turbinas movidas con vapor. Correo: guillermo.chang@galileo.edu

⁸ Ingeniero Electricista, Universidad de San Carlos de Guatemala. Experiencia: 24 años en subsector eléctrico (operaciones, calidad de energía, comercial, regulación y proyectos de energía renovable), 9 últimos años en agroindustria azucarera. Correo: lchen@galileo.edu

The results include the calculation of global thermal efficiency, estimation of economic savings and simple return on investment, providing a practical guide for decision-making in industrial projects oriented to energy sustainability.

Keywords:

Energy management; Cogeneration; Energy efficiency; Energy production; Environment; Conversion analysis; Cement industry

INTRODUCCIÓN

En América Latina, muchas industrias operan con plantas térmicas convencionales que separan la generación eléctrica del suministro de calor de proceso, lo que limita su eficiencia y eleva sus costos operativos.

La cogeneración, producción simultánea de electricidad y calor útil, ofrece una alternativa viable permitiendo eficiencias superiores al ochenta por ciento (80%) cuando se diseña adecuadamente (Chakraborty, Joshi, Manjare, & Karimi, 2024).

De igual forma, se proponen diseños adaptados a cada contexto, considerando tipo de combustible, configuración de turbinas (de vapor o gas), condiciones operativas (presión, temperatura) y demanda energética específica.

Los resultados incluyen el cálculo de eficiencia térmica global, estimación de ahorro económico y retorno simple de la inversión, proporcionando una guía práctica para la toma de decisiones en proyectos industriales orientados a la sostenibilidad energética.

El objetivo de este artículo es evaluar la prefactibilidad técnica y económica de forma académica, para convertir plantas de generación existentes en sistemas de cogeneración, a partir de casos representativos en distintas industrias de la región.

ANTECEDENTES Y MODELOS DE COGENERACIÓN DISPONIBLES

Actualmente se han adoptado diferentes tecnologías y procesos que se pueden aplicar de

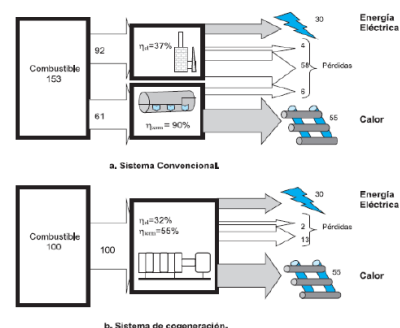
acuerdo con la disponibilidad y calidad de calor de desecho y su posterior aprovechamiento energético. Un sistema de cogeneración es también llamado sistema combinado de calor y electricidad (*Combined Heat and Power – CHP*). La cogeneración es una de las técnicas más utilizadas, conocida como la propiedad de algunas plantas térmicas de producir en el mismo proceso energía eléctrica y/o mecánica, así como energía térmica para procesos, tal como la calefacción o refrigeración (Chejne Janna & D. Alean, 2015).

Es por ello que el calor residual en la generación de electricidad es aprovechado para el proceso industrial logrando de esta forma, una mejora sustancial en el aprovechamiento energético. Por lo anterior, se hace hincapié sobre el aprovechamiento de la energía térmica, que hace posible un rendimiento global muy elevado y por ende un ahorro en el uso de la energía primaria.

En el funcionamiento de las centrales de cogeneración probablemente el gas natural es el combustible más utilizado, sin embargo, también se utiliza la biomasa y gases calientes como fuente energética, tal como ocurre en el caso de Sudamérica.

Los equipos más comunes son las turbinas de gas, vapor y motores de combustión interna; y los sistemas que son comunes en la industria papelerera, metalúrgica, química, azucarera y cementera entre otras.

Figura 1 Sistema convencional versus Sistema de Cogeneración



(Fuente: F. Chejne Recuperación de energía, 2007)

En América del Sur, existen diferentes tecnologías empleadas de acuerdo con el combustible utilizado de las cuales se pueden mencionar: motores de combustión interna que emplean combustibles como el gas natural, biogás, combustibles líquidos, y las turbinas de vapor siendo estas las más empleadas, utilizando como combustible base la biomasa de subprocesos como por ejemplo el bagazo de caña. Las oportunidades creadas en las últimas décadas, con el creciente mercado de equipos y tecnologías aptas para la generación distribuida, han atraído muchas inversiones en investigación, emergiendo por lo anterior, muchos fabricantes que actualmente ofrecen tecnologías competitivas para la implementación de sistemas de cogeneración.

El sistema más utilizado es el Rankine, que convierte el calor en trabajo: máquinas de vapor y calderas. En cuanto a los modelos disponibles de Cogeneración, podemos encontrar los siguientes:

1. Con Turbina de Gas: que utiliza una turbina de gas para generar electricidad.

El calor residual de los gases de escape se aprovecha para producir vapor o agua caliente. Aunque tienen menor rendimiento eléctrico, la recuperación del calor residual es más sencilla.

2. Con Motor de Combustión Interna: que emplea combustión interna, como los motores diésel o gas, también adaptadas para funcionar con biocombustibles generando electricidad. El calor del motor y de los gases de escape se recuperan para usos térmicos.

3. Con Turbina de Vapor: que utilizan vapor de alta presión para mover una turbina que genera electricidad. El mismo, aprovecha la energía mecánica del vapor de una caldera para luego utilizarse en calefacción o procesos industriales.

4. De Ciclo Combinado: que combina una turbina de gas y una turbina de vapor en un mismo sistema. La turbina de gas genera electricidad y sus gases de escape se utilizan para generar vapor que mueve una turbina de vapor adicional para producir energía.

5. Microcogeneración: Son sistemas de cogeneración a pequeña escala que típicamente utilizan motores de combustión interna o pilas de combustible para generar electricidad y calor.

6. Con Pilas de Combustible: que utilizan una reacción electroquímica en pilas de combustible para producir electricidad y calor. Las pilas de combustible pueden funcionar con hidrógeno, gas natural y otros combustibles.

OPTIMIZACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN

La primera consideración es que por los cambios en la demanda y el diseño de la central, que puede ser de ciclo simple o combinado, es viable optar por el funcionamiento manual o automático de la operación de la planta, sin embargo, hay razones para optar por el funcionamiento en modo automático de la planta: a) Permite mantener consignas de control con mayor precisión, b) No depende de la gestión voluntaria humana, que puede dar un resultado económico distinto cuando es operado manualmente, c) Se produce un ahorro importante en cuanto al uso de combustible,

d) Permite al personal de operación enfocarse en actividades periféricas de mantenimiento, mejoras o administrativas entre otras.

En cuanto a los principales objetivos para la gestión óptima de la operación de una planta de cogeneración podemos enunciar: a) riguroso seguimiento del programa de carga de la planta en el ámbito eléctrico y térmico, de acuerdo con el diseño de los gestores económicos de la planta, b) minimizar el deterioro posible al efectuar maniobras y procesos en tiempo real, siendo responsabilidad de los operadores de la planta, y c) que este riguroso seguimiento y deterioro sea realizado al mínimo costo posible, lo cual implica el análisis de stock de repuestos y consumibles básicos para la operación versus la indisponibilidad de operación mientras se reemplaza algún repuesto. De todos los anteriormente mencionados, se considera que el primero es el de mayor importancia en el corto plazo, dado que una vez se tenga el diseño de régimen de carga y contratada la energía eléctrica,

una indisponibilidad puede representar una falta grave a la condición contractual, así como sustancialmente la interrupción del negocio.

Usualmente el operador de la red eléctrica suele imponer indisponibilidades o penalizaciones si se producen desvíos sobre el programa de despacho de la energía pactada. (García, S., & Fraile Chico, D., 2008).

Normalmente ocurren los siguiente incumplimientos: a) Por seguimiento incorrecto al programa de carga o degradaciones: en pequeñas desviaciones al programa definido por el operador de la red eléctrica causado por variaciones de causas no técnicas, sino más operativas por demanda de una mayor cantidad de vapor, b) Paradas no programadas: debidas a eventos de baja de carga o desviaciones por causas técnicas cuya responsabilidad es esencialmente del operador de la red eléctrica, siendo necesario realizar maniobras internas dentro de la planta de cogeneración para evitar un disparo de la turbina, lo que requiere de maniobras óptimas por parte de los operadores, y c) Paradas no programadas por fallas inesperadas: de la instalación propia, cuya intervención y responsabilidad es del personal de mantenimiento, quienes velan por la fiabilidad de la planta (García, S., & Fraile Chico, D., 2008).

En septiembre del año 2024 se inició la operación de la Central Térmica de Arroyo Seco en la provincia de Santa Fe, en Argentina, generando energía eléctrica en ciclo abierto, con dos turbinas Siemens SGT-800. Estas turbinas generan 60 MWe y cada una funciona principalmente con gas natural, sin embargo, también están diseñadas para consumir combustible líquido si por algún evento no se tiene el acceso al gas natural. Lo anterior tiene la finalidad de garantizar un suministro de energía estable. A principios del año 2025 se instaló una tercera turbina Siemens SST-300 de 25 MW, que funciona con vapor. Este vapor se logra con un ciclo combinado de las dos turbinas Siemens SGT-800, que alimenta una caldera de recuperación Vogt de 60 toneladas/h. Las mismas se instalaron para atender las necesidades de vapor de la planta Louis Dreyfus Company (LDC),

que se encuentra a pocos metros de la central térmica. (Grupo Albanesi. s. f.)

Este complejo industrial de General Lagos tiene una línea de procesamiento de soja para la producción de aceite y harina con una capacidad de procesamiento anual de 2,5 millones de toneladas. También cuenta con dos líneas de producción para procesar aceite de soja para biodiésel, con una capacidad anual de 600,000 toneladas. Lo anterior, la convierte en la mayor planta de elaboración de biodiésel a base de soja del mundo, posicionándose como la principal productora y exportadora nacional. (Grupo Albanesi. 2024, 8 octubre).

El total de energía de esta planta térmica es de 133 MW, inyectando la potencia al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Todo el vapor de esta cogeneración la consume LDC para el total de su producción. (Grupo Albanesi, s.f.), (Louis Dreyfus Company. 2025).

INTEGRACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

Para que las naciones de América del Sur avancen en un proceso de integración energética sostenible, es esencial implementar políticas que se alineen con una perspectiva de largo plazo incluyendo todas las tecnologías, entre ellas, la cogeneración. Por lo mencionado, resulta esencial internalizar los costos ambientales y adoptar normas de eficiencia energética, llevando a cabo una comparación y análisis de las regulaciones internacionales sobre emisiones de gases y efluentes en el contexto de los marcos regulatorios nacionales actuales (Honty, 2006).

La incorporación de energías renovables y cogeneración en Sudamérica es esencial para la transformación energética de la zona y la disminución de emisiones. En América Latina y el Caribe, el 64% de la electricidad se produce a partir de fuentes renovables con la visión de incrementar esta proporción, diversificando sus fuentes e incorporando la cogeneración para optimizar la eficiencia, disminuyendo de esta forma, la dependencia de los combustibles fósiles.

Canalización del Conocimiento Científico

(Transición Energética en América Latina y el Caribe. (s.f.). BID)

La función de la integración energética es la conexión mediante interconexiones eléctricas, fundamental para el intercambio de recursos y la diversificación de la matriz energética. Esto permite a las naciones capitalizar sus ventajas en energías renovables (como la hidroeléctrica) y reducir la dependencia de recursos fósiles. Por lo anterior, la interconexión facilita que los sistemas se complementen, aprovechando la energía sobrante de un país para satisfacer la demanda de otro, particularmente en horas pico.

Ventajas de la integración

Disminución de emisiones: La adopción de energías renovables y la conexión energética contribuyen a disminuir las emisiones de carbono y a enfrentar el cambio climático.

Diversificación de la matriz energética:

La integración posibilita que las naciones utilicen diferentes recursos renovables (hidráulico, solar, eólico, biomasa) para garantizar el suministro de energía.

Mayor efectividad: La cogeneración, que une la generación eléctrica con la producción de calor u otras energías, mejora la eficiencia energética y minimiza el desperdicio.

Estabilidad del sistema: La incorporación de energías renovables y la cogeneración favorecen la estabilidad del sistema eléctrico, reduciendo los riesgos de cortes en el suministro.

Impulso del crecimiento regional: La unión energética y el fomento de energías renovables estimulan el progreso económico y social en la zona, generando empleo y posibilidades de inversión.

Ejemplos de cooperación en Sudamérica

Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA): Conecta eléctricamente a las naciones andinas (Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, Perú).

Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica (MER): Se ha establecido una conexión física entre las naciones y un mercado eléctrico regional, promoviendo el intercambio de energía a través de un tratado marco y reglamentos.

El rol del BID y otras organizaciones Instituciones como el BID, Banco de desarrollo de América Latina y el Caribe – CAF, y la OLADE respaldan la transición energética en la zona, proporcionando asistencia técnica, recursos financieros y fomentando la colaboración entre las naciones.

ANÁLISIS TÉCNICO DE CONVERSIÓN

Entre los factores más importantes que afectarán la selección del ciclo de cogeneración para su evaluación preliminar son:

- La relación Q/E (Energía Térmica/Energía eléctrica), ya que existen diferentes tecnologías y que cada una es adecuada para una relación dada.

-

$$Relacion \frac{Q}{E} = \frac{Q_{util}}{P_{electrica}}$$

En donde *Q_{util}* es la energía térmica útil y *P_{electrica}* es la potencia eléctrica generada.

- La calidad del calor requerido, por ejemplo, la temperatura y presión con que se debe de suministrar el vapor

$$Q = m \cdot cp \cdot \Delta T$$

Donde Q es la energía térmica requerida, m la masa de fluido, cp el calor específico y ΔT la diferencia de temperatura deseada.

- Los costos de los equipos que dependen de la tecnología seleccionada

$$C_{\text{equipo}} = a \cdot (P)^b$$

En donde C_{equipo} es el costo estimado, P la potencia instalada y a, b , las constantes de acuerdo con el tipo de equipo (calderas, turbinas).

- El tipo de combustible a utilizar por su costo y su disponibilidad

$$C_{\text{combustible}} = \frac{P_{\text{requerida}} \cdot t}{\eta \cdot PCI}$$

Donde $P_{\text{requerida}}$ es la potencia térmica, t el tiempo de operación, η la eficiencia del sistema y PCI el poder calorífico inferior del combustible.

- El tamaño del sistema ya que algunas tecnologías se vuelven competitivas solamente en capacidades mayores de un megavatio 1 MW

$$LCOE = \frac{C_{\text{inversion}} + C_{\text{operacion}}}{E_{\text{generada}}}$$

Asimismo, si se considera que el proyecto de cogeneración es parte de un proyecto nuevo no se tienen restricciones de espacio para la selección del sistema más adecuado. Por otro lado, si dicho proyecto es resultado de una adaptación en una planta en operación, es necesario considerar la disponibilidad de espacio para ampliar, dado que hay equipo existente que podría aprovecharse y la capacidad de la red eléctrica para poder exportar excedentes de energía.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Representa la utilización de indicadores financieros para evaluar si el ciclo del proyecto justifica su realización. Esta parte consiste en establecer un comparativo de los costos y beneficios generados

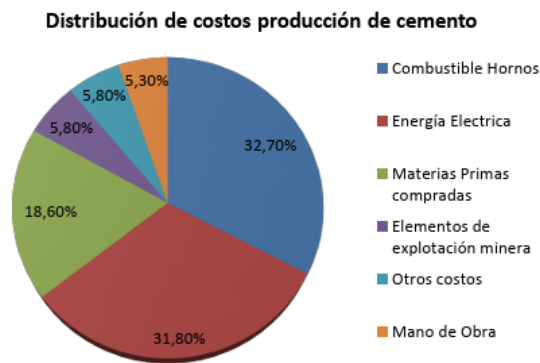
durante el horizonte de evaluación con el objetivo de decidir la conveniencia o no de la inversión.

Entre los indicadores a utilizar se encuentran el valor presente neto o VPN, tasa interna de retorno TIR y la relación Costo Beneficio, indicando si obtiene un resultado positivo en la determinación de la conveniencia del proyecto. Para ello encontramos un ejemplo de proyección y evaluación de proyecto de cogeneración: En Colombia se realizó una evaluación de cogeneración en la empresa cementera ARGOS S.A. la cual presenta sobreconsumos de energía eléctrica. La industria del cemento utiliza entre el 12 y 15% de la energía global consumida por la industria, de donde surge la necesidad de identificar las fuentes de calor desperdiciado y su potencial utilización en este sector, optimizando el proceso y reduciendo los costos operativos. (Madlool, Naseer & Rahman, 2012).

La emisión de gases por la chimenea y la expulsión de aire del enfriador son dos de las principales causas de pérdidas de energía térmica en el proceso, lo que a su vez revela una de las oportunidades más relevantes para utilizar ese calor residual en un sistema de Cogeneración.

Otra de las líneas que efficientan los procesos son las plantas de fabricación de cemento Portland ya que son grandes consumidores de energía eléctrica en sus procesos de molienda y grandes consumidores de energía calórica en el proceso de Clinkerización. Estas dos características del proceso de producción de cemento generan las condiciones necesarias para la implementación de un sistema de cogeneración de energía eléctrica a partir de la recuperación de calor de desecho o *Waste Heat Recovery (WHR)* emitido por las chimeneas de los hornos y el proceso de acondicionamiento del Clinker conocido como el "enfriador". (G.V. Pradeep, 2016). A continuación, mostramos los costos de producción de cemento en la planta ARGOS en Colombia:

Figura 2 Costos de producción por tipo



(Fuente: F. Robledo, 2019)

Ahorro anual por concepto de la energía recuperada:

Figura 3 Costos de producción por tipo

Línea	Flujo Q Recuperable [MMBtu/año]	Eficiencia Recup. Calor-Electricidad (%)	Cogen. Eléctrica [kWh/año]	USDc/kWh	Equivalente Eléctrico [USD/Año]
L1					
Horno	149,907	24	10,545,051	7.6	801,424
Enfriador	176,120	24	12,388,985	7.6	941,563
L2					
Horno	119,376	24	8,397,376	7.6	638,201
Enfriador	181,260	24	12,750,578	7.6	969,044
Total					3,350,231
				93	3,115,721

(Fuente: F. Robledo, 2019)

Se observa que la generación total de energía eléctrica estimada con este sistema de cogeneración equivale a 40.996 GWh/año contra de los 180 GWh/año que requiere la planta.

Para ejemplificarlo nos basamos en una propuesta de cogeneración, donde se tienen dos escenarios: a) Teniendo la ejecución del 100% de financiamiento del proyecto, tomando las siguientes premisas: WACC de la empresa del 12% y una inversión inicial de 14 MUSD compartida entre un 90% de CAPEX (12.6 MUSD), y un 10% de OPEX (1.4 MUSD) de inversión, se toman las premisas a 20 años y una amortización a 10 años. La evaluación financiera arrojó un VPN de 2.590 MUSD y una TIR de 14.61%, lo cual indica que por ser una variable posible el Valor Presente Neto positiva y una TIR mayor a la WACC es atractiva la implementación de este proyecto, b) en este escenario, se toman las premisas con la diferencia

de un financiamiento del 20% con una tasa del préstamo de 7.65% efectiva anual, por lo cual los datos arrojados son un VPN de 5.878 MUSD siendo positiva y un 27% más que el escenario descrito en la literal a), mientras que lo más interesante es la TIR del 19.92%, que cumple con la expectativa de la WACC de la empresa, siendo un 66% mayor y un 36% mayor que el escenario indicado en el inciso anterior.

De acuerdo con lo descrito, se demuestra que el esquema se vuelve más atractivo, siendo una deuda a corto plazo y con una tasa de interés competitiva, adicional a que se aprovechan los escudos fiscales que son posibles para el caso.

PROYECCIONES FUTURAS Y TENDENCIAS EN COGENERACIÓN

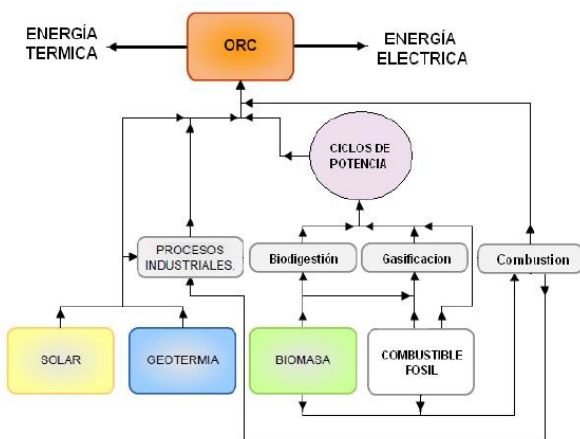
De acuerdo a la adaptación de tecnología en cuanto a tendencias futuras se pueden mencionar: a) Que la cogeneración posee una mayor eficiencia energética, comparada con la generación separada del calor y energía, siendo la misma un 40% más eficiente, b) de acuerdo a su eficiencia, se reducen las emisiones de dióxido de carbono dentro de los procesos de producción de energía,

c) existe una reducción de costos y competitividad, entendiéndose que a nivel industrial, el usuario tendrá una mayor eficiencia por utilizar menor cantidad de combustible para cubrir su demanda de calor y electricidad, d) producción flexible y distribuida: debido a que la cogeneración se adapta a las necesidades de cada industria, e) mayor estabilidad en cuanto a la operación, que permite reducir la vulnerabilidad del sistema, f) menor dependencia del uso de combustibles, debido a que la tecnología, depende menos de la cantidad de combustible a que si únicamente fuera una planta de generación.

El “*repowering*” de centrales actualmente en uso tal y como indica (Chejne Janna & D. Alean, 2015) al acople de procesos para aprovechar la energía térmica residual y producir electricidad actuando como un ciclo de cola “*bottoming*”, ó también ejercer como ciclo de cabecera “*topping*”, generando energía eléctrica y aprovechando el

calor residual remanente de este proceso, es decir, actuando como planta cogeneradora. A continuación, mostramos el ejemplo relativo a un mapa general de la utilización de la Ciclo Rankine Orgánico - OCR (G (Chejne Janna & D. Alean, 2015).

Figura 3 Diagrama de flujo de aprovechamiento de OCR



(Fuente: Chejne Janna & D. Alean, Recuperación de energía, 2015)

Entre ellas se puede desarrollar diversas tecnologías como la fotovoltaica para transformar la radiación solar en energía eléctrica (termoeléctrica) o mecánica (desalinización de agua).

RESULTADOS

Como uno de los resultados generales, se encontró que, en Sudamérica, el gas natural, la biomasa y los gases calientes son las fuentes más comunes de cogeneración.

Como ejemplo representativo de América del Sur, la empresa cementera ARGOS S.A. de Colombia consume entre el 12-15% de la energía usada en toda la industria.

En el estudio de la generación estimada con la cogeneración se producen 40.996 GWh/año ante la demanda total de 180GWh/año.

Otro caso interesante presentado, es la evaluación económica en la cogeneración de la industria cementera siendo una técnica económicamente factible, puesto que la recuperación de calor

perdido ayuda a disminuir consumos, emisiones y gastos operativos.

CONCLUSIONES

De acuerdo con el análisis realizado en el presente artículo, se puede concluir que las tendencias futuras de adaptación de tecnología de Cogeneración presentan ventajas como una mayor eficiencia energética, reducción en las emisiones de dióxido de carbono, reducción de costos y competitividad, producción flexible y distribuida, de acuerdo con las necesidades de las industrias en Sudamérica, adicional a una mayor estabilidad en la operación y menor dependencia de los combustibles fósiles.

Por lo anterior se determina, que el dimensionamiento de plantas convencionales a sistemas de cogeneración se realiza para adaptar condiciones industriales requeridas, mejorando el proceso de conversión en la utilización del calor útil, para diferentes usos y consecuentemente se obtenga una mejora de la eficiencia.

El Dimensionamiento de Conversión de Plantas de Generación a Cogeneración en Sudamérica permite obtener una mayor eficiencia energética,

una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, un menor consumo de combustible y una mejor viabilidad económica y técnica.

De igual forma, es posible mejorar las políticas de regulación e incentivos gubernamentales, adicional a los precios de la energía, que influirán directamente en nuevos proyectos de Cogeneración.

Por lo anterior, el adecuado dimensionamiento, dará como resultado una rentabilidad y sostenibilidad en la generación eléctrica, considerando la evaluación de aspectos económicos, técnicos y ambientales.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Ing. Mario René Santizo Calderón, por su valioso apoyo técnico y conocimiento en la redacción del presente artículo y a la Universidad

Galileo de Guatemala, en especial al Instituto de Recursos Energéticos - IRE, por su compromiso con la formación académica y científica del país en materia energética y sostenibilidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alean, Jader & Chejne Janna, Farid & Gomez, Carlos & López, Oscar & Velez, Fredy & Betancur, Luis. (2015). *Recuperación de energía en procesos industriales*.
- ACR Latinoamérica. (s.f.). *La cogeneración*. Recuperado el 20 de junio de 2025, de <https://www.acrlatinoamerica.com/mas-a-fondo/otros-enfoques/7617-la-cogeneracion.html>
- CAF, & Comisión de Integración Energética Regional (CIER). (2012). *Nuevas oportunidades de interconexión eléctrica en América Latina*. Bogotá: CAF. Recuperado de: <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/418>
- Chakraborty, A., Joshi, M., Manjare, S., & Karimi, I. A. (2024). An industrial perspective of cogeneration – A comprehensive review. *Chemical Engineering and Processing*, 205. <https://doi.org/10.1016/j.cep.2024.108xxx>
- Comisión de Integración Energética Regional - CIER, *SÍNTESIS INFORMATIVA ENERGÉTICA DE LOS PAÍSES DE LA CIER*, Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y República Dominicana Datos 2023. (2025).
- Cifuentes Villatoro, W. R. (2011). *Sistema de cogeneración para el ahorro de energía en la industria*. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Communications. (2025, 16 mayo). *Cogeneración: ¿Qué es y cómo impulsa la transición energética en la industria?* BBVA NOTICIAS. <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-la-cogeneracion-la-industria-frente-al-espejo-de-la-transicion-energetica/>
- Fraille, D. (2006). *Cogeneración: Aspectos tecnológicos*. EOI. [Página de inicio || Louis Dreyfus Company](#)
- García, S., & Fraile Chico, D. (2018). *Cogeneración: Diseño, operación y mantenimiento de plantas de cogeneración*.
- G.V. Pradeep Varma, T. Srinivas, *Parametric Analysis of Steam Flashing in a Power Plant Using Waste Heat of Cement Factory*, Energy Procedia, Volume 90, 2016, Pages 99-106, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.174>
- Grupo Albanesi | *Grupo Albanesi*. (s. f.). <https://www.albanesi.com.ar/nuestra-empresa.php>
- Grupo Albanesi. (2024, 8 octubre). *Nueva central de cogeneración Arroyo Seco* [Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=xyoquRaV1gA>
- Honty, G. (2006). Energía en Sudamérica: una interconexión que no integra. *Nueva Sociedad*, 204, 119-135. <https://biblat.unam.mx/hevila/Nuevasociedad/2006/no204/9.pdf>
- Robledo, A. F. (2019). *Estudio de factibilidad técnico-económica del uso de un sistema de generación para la recuperación de calor en una planta cementera en Colombia*. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/20.500.12622/1385>.
- Santiago, G. G., & Diego, F. C. (2008). *Cogeneración: Diseño, operación y mantenimiento de plantas de cogeneración*. Ediciones Díaz de Santos.
- Tipos de cogeneración – ALLES CORPORATIVO*. (s. f.). Recuperado de: <https://alles.mx/tipos-de-cogeneracion/>
- Transición Energética en América Latina y el Caribe*. (s. f.). BID. Recuperado de: <https://www.iadb.org/es/noticias/transicion-energetica-en-america-latina-y-el-caribe#:~:text=Impulso%20a%20la%20transici%C3%B3n%20energ%C3%A9tica,a%C3%BA%20carecen%20de%20este%20acceso.>

ANEXOS

Contribuciones de cada integrante

- 1.- Ana Isabel Barquín Samayoa / Resumen, Abstract, Resultados.
- 2.- Gabriel Alejandro López García / Proyecciones Futuras y Tendencias en Cogeneración.

Canalización del Conocimiento Científico

3.- Guillermo Amílcar Chang Ortiz / Optimización y Mantenimiento de Sistemas de Cogeneración, Análisis Técnico de Conversión, Conclusiones.

4.- José Javier Aguirre Mendoza / Introducción.

5.- Luis Carlos Alfonso Chen Tujab / Antecedentes y Modelos de Cogeneración Disponibles, Optimización y Mantenimiento de Sistemas de Cogeneración, Integración con Fuentes de Energía Renovable, Análisis Técnico de Conversión, Evaluación Económica, Proyecciones Futuras y Tendencias en Cogeneración, Conclusiones.

6.- Nilton Giovanni Rodas Chanquín / Antecedentes, Abstract, Conclusiones.

7.- Oscar Alejandro Pineda Ortiz / Modelos de Cogeneración Disponibles.

8.- Roberto Carlos Gálvez Garoz / Antecedentes y Modelos de Cogeneración Disponibles, Integración con Fuentes de Energía Renovable, Resultados.