

Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas

Facultad de Ingeniería Mecánica

Centro de Estudios Energéticos y Tecnologías Ambientales, CEETA



*MODELO PARA LA SÍNTESIS ÓPTIMA DE SISTEMAS DE
COGENERACIÓN BAJO DEMANDAS VARIABLES EN EL TIEMPO
DE CALOR, ELECTRICIDAD Y FRÍO.*

Autor: David Rojas Plana

Tutor: Ing. Alfredo Leyva Céspedes

Santa Clara, 2015

DEDICATORIA

A mi madre por regalarme la vida y su infinita paciencia.

A mi familia y a los amigos que me dieron su apoyo.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a quienes me han dado sus sabios consejos, a los que he me han permitido trabajar y aprender con ellos.

A mis tutores y amigos el Ing. Alfredo Leyva Céspedes y Dr.C Manuel Alejandro Rubio Rodríguez, por su constante preocupación y ayuda durante el transcurso de mi formación profesional.

Agradezco a mi Sandra Pérez por alentarme y brindarme su apoyo en todo este tiempo.

A todas las personas que intervinieron directa o indirectamente en mi formación como profesional.

Gracias

Resumen

Existe un consenso generalizado entre los conocedores de las ventajas de la cogeneración en términos de ahorro de combustible y disminución del impacto ambiental global. La presente tesis se expone el desarrollo de un modelo de programación lineal de mixtos enteros (MPLME) para la optimización del diseño de sistemas de cogeneración. El planteamiento del problema de optimización se funda en una propuesta de superestructura energética construida con criterios de integración energética y modelada en múltiples períodos. La solución determina la estructura de equipos, operados óptimamente, de mínimo costo de operación para un tiempo.

EL modelo de optimización se aplica en el Hospital Arnaldo Milián Castro el cual posee 18 salones de operaciones y una dotación de 598 camas. La solución del modelo para el caso de estudio fue la instalación de un equipo de motor de combustión interna con caldera recuperativa, dos calderas auxiliares, dos equipos de enfriamiento por compresión y uno por absorción y por último una piscina de 9 m³ para el almacenamiento de frío. Se realizó un análisis financiero en el cual el VAN resultó \$ 337 000 y la TIR 17.

Abstract

There is widespread consensus among connoisseurs of the advantages of cogeneration in terms of fuel economy and global environmental impact reduction potential. Within this thesis, the development of a model of mixed integer linear programming (MILP) for optimizing the design of cogeneration systems is exposed. The approach of the optimization problem is based on a proposal of energy superstructure built with criteria of energy and integration modeled on multiple periods. The solution determines the structure of equipment, optimally operated with the minimum operating cost for the timeframe modeled.

The optimization model is applied to the Arnaldo Milian Castro Hospital, which has 18 operating rooms and 598 beds of capacity. The model solution for the case study was the installation of an internal combustion engine with recuperative boiler, two auxiliary boilers, two electrical chillers, one absorption chiller and finally a cooling storage pool of 9 m³. A financial analysis in which the NPV was found to be \$ 337 000 and the IRR 17,4%, was performed.

Índice

Introducción	1
Capítulo I: Estado del arte sobre la aplicación de la optimización en los sistemas de poligeneración	3
1.1- Generalidades acerca de los sistemas de poligeneración	3
1.2- Modelación de sistemas.....	10
1.3- Métodos computacionales dirigidos al estudio sistemas térmicos	18
Conclusiones parciales del capítulo	21
Capítulo II: Procedimientos para la optimización de la operación de los sistemas de poligeneración.	22
2.1- Análisis funcional del sistema	23
2.2- Modelación física por componente.....	24
2.3- Modelo matemático.....	27
Conclusiones parciales del capítulo	33
Capítulo III: Validación del Procedimiento de Optimización.....	34
3.1 Prueba de sensibilidad al precio de la electricidad importada	36
3.2 Análisis de sensibilidad al precio de venta de electricidad	48
3.3 Análisis caso de estudio	50
3.4 Análisis financiero para el caso de estudio.....	52
Conclusiones parciales del capítulo	53
Conclusiones	54

Introducción

El consumo de energía del sector residencial-comercial en los países desarrollados viene creciendo significativamente en los últimos años. En el diseño de las plantas de energía para complejos urbanísticos y grandes edificios se constata la conveniencia de instalar sistemas de cogeneración. Las ventajas son: 1) mejor eficiencia termodinámica, 2) mayor calidad de suministro y, sobre todo, 3) menor coste anual de los servicios prestados. Un factor esencial que contribuye a favorecer la instalación de sistemas energéticamente integrados frente a otros sistemas son la combinación correcta de cierta variedad de equipos reduce el consumo de energía primaria y la factura energética entre un 30 y un 60%.

La disponibilidad de un gran número de tecnologías para la cogeneración y la necesidad de integrarlas energéticamente de modo eficiente hace difícil y/o tedioso el problema de decidir aquellas más adecuadas que han de constituir la planta de energía dado que existen numerosas combinaciones factibles.

Este problema ha sido tratado con éxito mediante técnicas de programación lineal de mixtos enteros (MPLME),.Horii y Lozano las han aplicado en la selección del número y tamaño de los equipos a instalar y a la operación óptima de sistemas de cogeneración (Horii et al., 1987) y (Lozano, 1997, Lozano, 1999).

Para identificar la mejor combinación de tecnologías a implantar en los sistemas de aprovisionamiento energético de los grandes edificios residenciales y comerciales y decidir la conveniencia de instalar módulos de cogeneración y/o máquinas de refrigeración por absorción debe realizarse un análisis riguroso de las condiciones ambientales y de las demandas de servicios energéticos, considerando su variación temporal. También deben tenerse en cuenta las tarifas energéticas y la condición legal de autoproducción. El objetivo del trabajo que aquí se presenta ha sido el de desarrollar un modelo MPLME para el diseño inicial de sistemas de trigeneración.

Los hospitales se encuentran entre los edificios que más frecuentemente incorporan a sus instalaciones plantas de cogeneración para contribuir al aprovisionamiento de sus

necesidades energéticas. Las razones son claras: 1) su nivel de ocupación, aunque variable, produce una demanda continua a lo largo del año, 2) las condiciones de confort térmico son más exigentes por la naturaleza del servicio que prestan, 3) por razones de seguridad de suministro resulta interesante que existan distintos modos de proporcionar los servicios energéticos requeridos,.(Lozano et al., 2005).

Problemática:

En las instalaciones del sector terciario los esquemas de suministro energético se basan en la generación independiente de energía eléctrica y térmica, el uso ineficiente de estos sistemas trae consigo elevados costos energéticos en la prestación de los servicios. Por otra parte el empleo de técnicas de poligeneración no siempre se hace de forma óptima, por esta razón se desarrolla un modelo de optimización que permitan obtener las tecnologías apropiadas y la estrategia de operación que minimicen los costos totales.

Objetivo General:

Obtener un modelo de optimización de sistemas de poligeneración, asociado a las estrategias de operación de la instalación, que permita garantizar el suministro energético y minimizar los costos totales de la instalación.

Objetivos específicos:

- 1- Obtener el modelo físico – estructural para sistemas de poligeneración.
- 2- Desarrollar un modelo de optimización que permita evaluar el comportamiento de la operación y el costo de los sistemas de poligeneración.
- 3- Evaluar el modelo de optimización desarrollado para un caso de estudio.

Capítulo I: Estado del arte sobre la aplicación de la optimización en los sistemas de poligeneración

1.1-Generalidades acerca de los sistemas de poligeneración

Breve historia de la cogeneración

La cogeneración tuvo su origen en Europa y los Estados Unidos, a finales del siglo XIX. Durante las primeras décadas del siglo XX, la mayoría de las industrias tenían sus propias unidades de generación de potencia con sistemas de caldera de vapor y turbina, funcionando con carbón. Muchas de esas unidades eran unidades de cogeneración. Posteriormente, le siguió un período en el cual la aplicación decreció. Por dar una idea de la magnitud que se está hablando, a principios del siglo XX se generaba, por cogeneración, más de la mitad de la generación eléctrica en EEUU, hacia 1950 este valor cayó a un 15% y hasta un 5% en la década de los 70.

El desarrollo de las grandes plantas de potencia que proporcionaban un suministro confiable de electricidad y la alta disponibilidad de petróleo y el abaratamiento de los combustibles para las centrales térmicas fueron las dos causas principales que hicieron que las inversiones en instalaciones de cogeneración fueran poco rentables, exceptuando los casos donde las industrias tenían calor residual de sus procesos o estuvieran aisladas de la red eléctrica.

Posteriormente, la crisis energética de 1973 provocó una gran preocupación a nivel industrial, que originó el establecimiento de normativas (National Energy Act en 1973 y Public Utility Regulatory Policy Act, PURPA, en 1978) para asegurar el suministro energético, estableciendo los principios básicos para la compra de electricidad producida por los cogeneradores y por las plantas eléctricas de pequeña potencia. Esto originó el inicio de la puesta en marcha de un número cada vez mayor de iniciativas y proyectos de cogeneración (Sala Lizarraga, 1994a).

Más recientemente, en 1993, el Comité Internacional de la Energía de la OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) en un intento de crear

condiciones en las cuales el sector energético fuera capaz de contribuir al desarrollo financiero y prosperidad de las naciones (protegiendo al mismo tiempo el medio ambiente), establecieron varios objetivos; entre ellos el de diversificar, hacer más eficiente y flexibilizar el sector energético, desarrollar fuentes de energía ambientalmente aceptables y un mercado más competitivo. Esto conllevó a que la política de Europa planteara tres objetivos principales en materia energética: seguridad de abastecimiento, combate al cambio climático y competitividad, e identificando a la cogeneración como una de las herramientas para alcanzar estos tres objetivos (DOUE, 2004; Koronakis, 2004; COGEN, 2008a).

Actualmente, los gobiernos como los de Europa, E.U.A., Canadá y Japón, principalmente, están promoviendo el uso de la cogeneración no sólo en el sector industrial. En Europa, a través de la Directiva 2004/8/CE (DOUE, 2004), se plantea el fomento de la cogeneración; el objetivo principal es el de incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad del abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y el desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia. En la Directiva se establece que para lograr el objetivo se deben tener en cuenta las circunstancias nacionales específicas. Así en el caso de España a 2006 se contaba con 6500 MWe (15% de la demanda eléctrica) instalados en plantas de cogeneración y se espera contar con 8400 MWe al 2012, cubriendo el 20% de la energía eléctrica consumida (COGEN, 2008c).

Cogeneración

El acrónimo en inglés *CHP (Combined Heat and Power)* relaciona el concepto de la cogeneración, varios autores (Sala Lizarraga, 1994b, EDUCOGEN, March 2001, AAEE, 2003) coinciden en que la cogeneración se define como la producción simultánea en proceso secuencial, de electricidad (energía mecánica) y energía térmica útil, a partir de la misma fuente primaria de energía. Esta fuente de energía puede ser petróleo, carbón, gas licuado o natural, biomasa o energía solar, etc.

El término cogeneración es ampliamente utilizado y aceptado para describir tanto el concepto de producción combinada de potencia y calor como para los equipos o sistemas utilizados para producir potencia y calor de esta manera. (CONAE, 1999)

La cogeneración moderna es un sistema tecnológico que incorpora diferentes principios, entre ellos la competitividad y la disminución de emisiones contaminantes; los cuales están contemplados en las políticas de globalización económica regional, así como la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable. El propósito principal de la cogeneración es lograr un mejor aprovechamiento de los combustibles primarios, razón por la cual se considera en los programas de ahorro de energía como una alternativa fundamental. (CONAE, 1999)

Así, por ejemplo, se muestra en la figura 1.1 una comparación entre dos formas de abastecer de energía a un consumidor de calor y electricidad: la convencional (central termoeléctrica + generador de vapor). Si se supone una eficiencia de la generación y transporte de la electricidad del 37% y una eficiencia de la caldera de 90% y para la instalación de cogeneración una eficiencia de generación de electricidad de 32% y una eficiencia global de 87%, los flujos de energía en uno u otro caso serían:

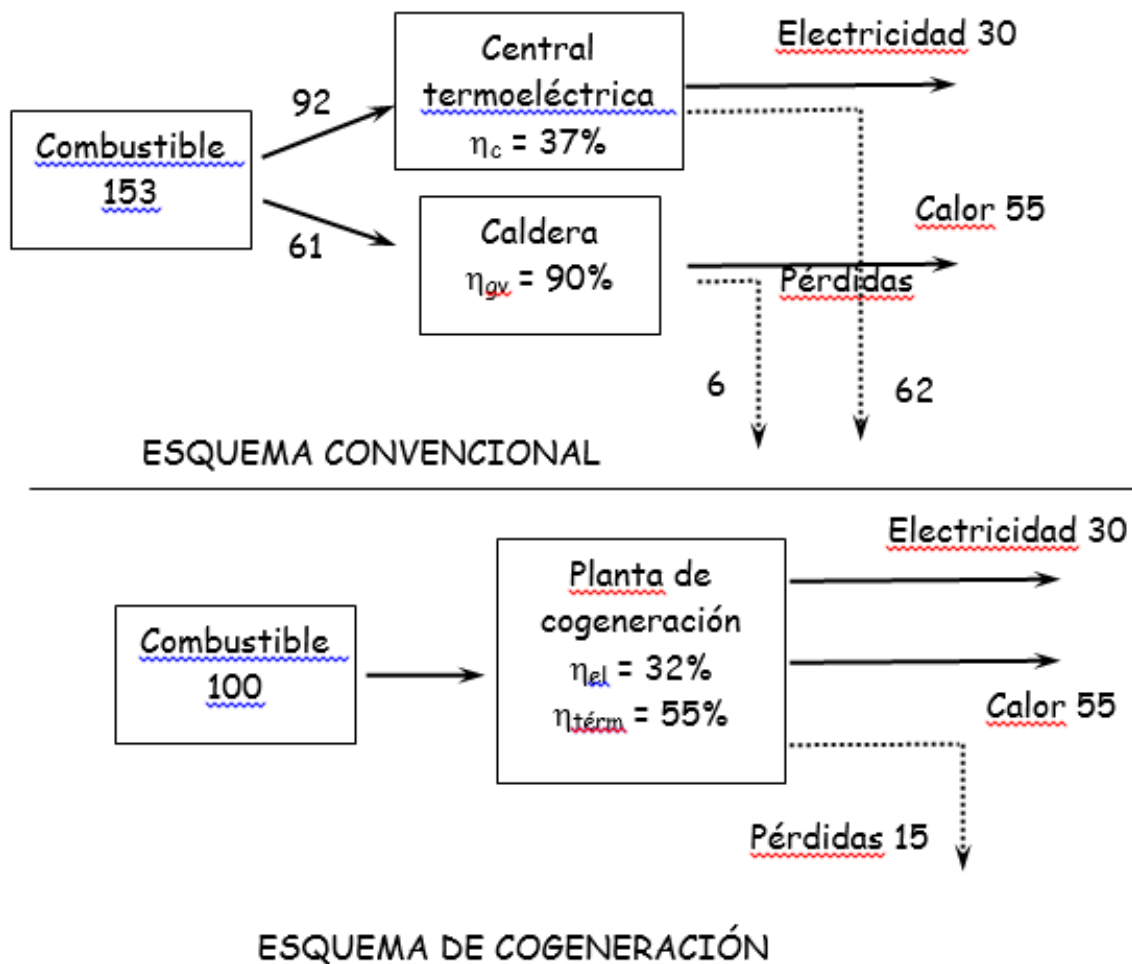


Fig 1.1 Esquema convencional y esquema de cogeneración.

De acuerdo con los valores supuestos, se obtiene un porcentaje de ahorro de energía primaria de:

$$AEP\% = \left(1 - \frac{100}{153}\right) \cdot 100 = 35 \%$$

Como resultado final de la comparación los consumos específicos para producir 1 kWh eléctrico son:

- Esquema convencional: 600 ÷ 700 kJ/kWh
- Esquema de cogeneración: 250 ÷ 350 kJ/kWh
- Ahorro de energía primaria: 250 ÷ 500 kJ/kWh

Según el doctor Roque (Roque Díaz, 2008) la aplicación de sistemas de suministro energético basados en la cogeneración o trigeneración implica un enfoque racional que con frecuencia conduce a notables disminuciones del consumo de energía primaria en el sector industrial y también en el sector terciario. Los ahorros de energía primaria pueden alcanzar entre el 30 y el 60 % en comparación con los sistemas tradicionales, en dependencia de la dinámica de las demandas, de la tecnología utilizada y de las peculiaridades del proceso.

Trigeneración

Breve historia. El concepto de trigeneración se introdujo a principios de los años ochenta y comúnmente se utilizaba en esquemas de calentamiento y enfriamiento de distrito, posteriormente se comenzó a utilizar cada vez principalmente en industrias químicas y petroquímicas debido a la frecuente necesidad de los servicios de electricidad, calor y frío en las plantas de proceso (Hernández-Santoyo y Sánchez-Cifuentes, 2003; Picón, Teopa et al., 2005). A pesar de que estos esquemas tienen varios años de funcionamiento en plantas industriales, son todavía pocas las aplicaciones de trigeneración.

Los términos CHCP (Combined Heat, Cold and Power), CCHP (Combined Cooling, Heating and Power) o CCS (Combined Cogeneration Systems), son términos que se refieren a la producción simultánea de electricidad, calor y frío, conocida simplemente como trigeneración.

Otro término que también se utiliza es B CHP (building cooling heating and power plant) que se emplea para hacer referencia a sistemas instalados en centros comerciales, hospitales, hoteles, etc., (TriGeMed, 2003).

Concepto y definición. La trigeneración es un concepto relativamente nuevo, y no tiene una definición estándar, pero básicamente se trata de la producción combinada de frío, calor y potencia (visto de manera general es básicamente una aplicación particular de la cogeneración). La diferencia esencial entre la cogeneración y la trigeneración, es que en ésta última se puede utilizar energía térmica y/o eléctrica para proporcionar enfriamiento, ya sea con fines industriales o para climatización (Hernández-Santoyo y Sánchez-Cifuentes, 2003; TriGeMed, 2003; Calva, Núñez et al., 2005; Wu y Wang, 2006; Chicco y Mancarella, 2009)

Ventajas de la poligeneración

Las ventajas termodinámicas básicas de la **poligeneración** se deben a:

- Ahorro de energía primaria (al país) para obtener ciertas cantidades y calidades de servicios energéticos o disminución de los índices de consumo de energía.
- Disminución de los gastos de energía de la empresa por disminución de la compra de electricidad.

ADICIONALMENTE SE LOGRA:

- Disminución del impacto ambiental asociada al ahorro de energía primaria fósil.
- Elevación de la fiabilidad y autonomía del suministro energético en situaciones extremas.

Tecnologías empleadas en los sistemas de poligeneración.

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deberán ser analizadas en el contexto de los requerimientos específicos de cada lugar. (CONAE, 1999, EDUCOGEN, March 2001, Sala Lizarraga, 1994b)

Los sistemas de cogeneración más difundidos son los siguientes (CONAE, 1999, EDUCOGEN, March 2001):

- Cogeneración con turbina de vapor.
- Cogeneración con turbina y microturbina de gas.
- Cogeneración con motor alternativo de combustión interna.

En los últimos años se han desarrollado o se encuentran en proceso de desarrollo otros esquemas de cogeneración que permiten ampliar las posibilidades de elección, entre ellas se pueden llegar a imponer los motores de combustión externa de ciclo Stirling, las plantas de ciclo combinado, los ciclos de vapor con fluidos orgánicos y las pilas o celdas de combustibles. (Roque Díaz, 2011, Roque Díaz, 2008)

Factores de diseño en sistemas de cogeneración.

En el diseño de sistemas energéticos, y en particular en el diseño de sistemas de cogeneración y trigeneración para edificios del sector residencial-comercial, están implicados los siguientes factores de diseño (Rubio Maya, 2009):

- La demanda energética de energía eléctrica y térmica del centro consumidor.
- La disponibilidad y garantía de suministro de los combustibles, para asegurar el funcionamiento de los equipos consumidores durante su vida útil prevista.
- Las tarifas y precios de los combustibles y electricidad, aplicables en la región geográfica donde se emplazará la instalación.
- La disponibilidad comercial de equipos de distintas tecnologías. La elección del tipo de tecnologías (de producción de electricidad, calor y frío) también está supeditada a la disponibilidad de los recursos energéticos que consumen.
- El coste de inversión de los equipos, teniendo en cuenta que las economías de escala favorecen la inversión en equipos de mayor tamaño.
- Las características técnicas y parámetros que determinan el rendimiento de los equipos. Como ejemplo: para los módulos de cogeneración su eficiencia eléctrica, la temperatura de las fuentes de calor recuperable, ratio calor/electricidad, etc. La

eficiencia eléctrica y el ratio calor/electricidad determinan los beneficios económicos que se derivan de su operación.

- El marco legal que regula el funcionamiento de las instalaciones de cogeneración en el mercado eléctrico. Cada región o país dispone de normativas legales que regulan la venta de los excedentes de electricidad en el mercado.
- La estrategia global de operación que está condicionada por: (1) las características técnicas de los equipos; (2) los perfiles de la demanda de calor; frío y electricidad del consumidor; (3) los precios del combustible y de la electricidad; y (4) la posibilidad de intercambiar energía (comprar y/o vender electricidad) con el mercado.

Selección de sistemas de cogeneración.

La selección de un sistema que garantice el suministro adecuado de energía a una instalación es un proceso que comprende entre otros aspectos la concordancia de las demandas en el tiempo, o lo que es lo mismo, la simultaneidad de las demandas. Por otra parte se encuentran los costos de las diferentes tecnologías, los precios de compra y venta, las políticas regulatorias y las estrategias de operación.

Este proceso teniendo en cuenta la diversidad de sistemas y posibles combinaciones se hace complejo al analizarlo según los métodos tradicionales. En la actualidad se emplean herramientas computacionales para lograr en el menor tiempo posible el modelo adecuado de combinación de equipos para lograr la máxima eficiencia y el menor costo.

En su tesis de doctorado Rubio Maya (Rubio Maya, 2009) plantea que actualmente, existen diferentes aplicaciones informáticas disponibles a nivel académico y comercial. Estas aplicaciones son muy útiles para sensibilizar al usuario con los órdenes de magnitud y las posibles combinaciones de tecnologías, pero raramente proporcionan un resultado acorde a cada situación particular.

Para lograr un planteamiento que considere la síntesis, el diseño y la operación de forma conjunta de los sistemas de poligeneración, se deben emplear procedimientos de optimización donde se busca encontrar la configuración de la planta, dimensionar los equipos y evaluar la mejor estrategia de operación. En el modelo se pueden añadir ciertas

restricciones para valorar el beneficio económico, el ahorro de energía y el impacto ambiental (Rubio Maya, 2009).

En el proceso de optimización se pueden distinguir varias etapas, pero básicamente se pueden identificar dos: un nivel de procedimiento de diseño y un nivel evaluación de comportamiento bajo la influencia de diversas variables. En el procedimiento de diseño, se busca optimizar el tamaño de los dispositivos que conforman la planta y los parámetros de configuración, mientras que en el procedimiento de evaluación de comportamiento se busca identificar la mejor estrategia de operación.(Frangopoulos, 2001, Weber et al., 2006)

1.2-Modelación de sistemas

En el mundo actual, tanto en el área de los negocios, como en la industria y el gobierno, los proyectos en gran escala y de gran complejidad son la regla y no la excepción. Estos proyectos complejos requieren estudios previos a su construcción o modificación, denominados estudios pilotos. Tales estudios pilotos se realizan utilizando la técnica llamada modelización, es decir, construcción de modelos donde se realiza el estudio con el fin de obtener conclusiones aplicables al sistema real. Construido el modelo, el proceso de ensayar en él una alternativa se llama simular. El conjunto de alternativas que se definen para su ensayo constituye la estrategia de la simulación. Los objetivos del proyecto definen cuál es el sistema y cuál el medio ambiente que lo rodea. El sistema procura satisfacer las necesidades cambiantes de ese medio ambiente en el que está insertado. Cada nuevo sistema lo modifica y crea en él nuevas necesidades (Fiuba) .

El sistema para poder subsistir debe adaptarse a los cambios. Uno de los objetivos de la simulación es realizar ensayos de cambios en el sistema probándolos en el modelo, con el fin de elegir la mejor alternativa, y así enfrentar mejor a una realidad que varía día a día o de año en año.

A continuación se muestran las definiciones de sistema, modelo y simulación.

Sistema

Pueden darse varias definiciones de sistema:

- Conjunto de elementos cuya interacción interesa estudiar
- Conjunto de elementos que interactúan entre sí, con un fin común, que se aísla del universo para su estudio.
- Conjunto de partes organizado funcionalmente de manera tal de constituir una unidad interconectada
- Conjunto de elementos que interactúan entre ellos Pierre Delattre 1971.

Modelo

La simulación de sistemas implica la construcción de modelos. El objetivo es averiguar qué pasaría en el sistema si acontecieran determinadas hipótesis.

Desde la antigüedad el hombre ha intentado adivinar el futuro, ha querido conocer qué va a pasar cuando suceda un determinado hecho histórico. La simulación ofrece, sobre bases ciertas, esa predicción del futuro, condicionada a supuestos previos.

Para ello se construyen los modelos, o sea una simplificación de la realidad. Estos surgen de un análisis de todas las variables intervinientes en el sistema y de las relaciones que se descubren existen entre ellas.

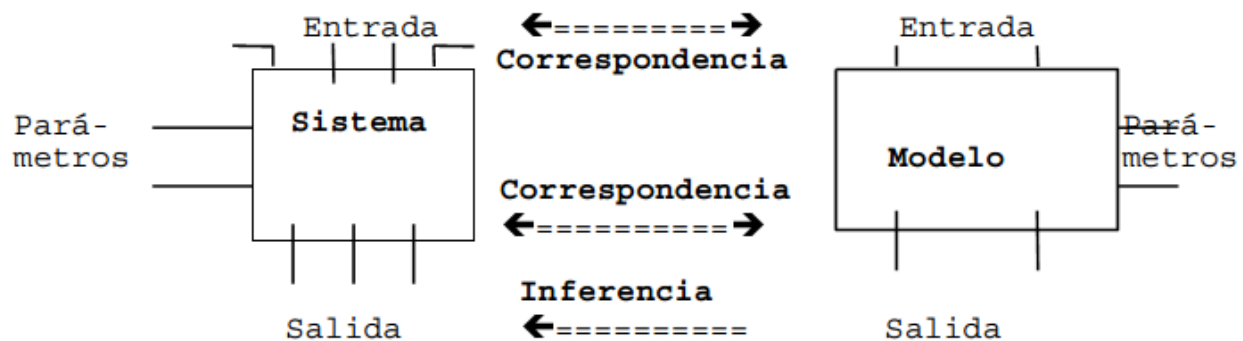


Fig 1.2

En el modelo se estudian los hechos salientes del sistema o proyecto. Se hace una abstracción de la realidad, representándose el sistema/proyecto, en un modelo (Fiuba).

El modelo que se construye debe tener en cuenta todos los detalles relevantes al estudio en cuestión para que realmente represente al sistema real (Modelo válido). Por razones de simplicidad deben eliminarse aquellos detalles que no interesan y que lo complicarían innecesariamente.

La descripción del sistema puede ser abstracta, física o simplemente verbal. Las reglas definen el aspecto dinámico del modelo. Se utilizan para estudiar el comportamiento del sistema real (Fiuba).

Como ejemplo de modelo físico se pueden citar los túneles de viento donde se ensayan los aviones, los simuladores de vuelo, los canales de experiencia donde se ensayan los barcos, etc.

Como ejemplo de modelo abstracto, se pueden citar los modelos econométricos donde, entre otras cosas, se pueden ensayar las consecuencias de medidas económicas antes de aplicarlas.

Clasificación de los modelos

Existen múltiples tipos de modelos para representar la realidad (Fiuba). Algunos de ellos son:

- Dinámicos: Utilizados para representar sistemas cuyo estado varía con el tiempo.
- Estáticos: Utilizados para representar sistemas cuyo estado es invariable a través del tiempo.
- Matemáticos: Representan la realidad en forma abstracta de muy diversas maneras.
- Físicos: Son aquellos en que la realidad es representada por algo tangible, construido en escala o que por lo menos se comporta en forma análoga a esa realidad (maquetas, prototipos, modelos analógicos, etc.).
- Analíticos: La realidad se representa por fórmulas matemáticas. Estudiar el sistema consiste en operar con esas fórmulas matemáticas (resolución de ecuaciones).
- Numéricos: Se tiene el comportamiento numérico de las variables intervinientes. No se obtiene ninguna solución analítica.
- Continuos: Representan sistemas cuyos cambios de estado son graduales. Las variables intervinientes son continuas.

- Discretos: Representan sistemas cuyos cambios de estado son de a saltos. Las variables varían en forma discontinua.
- Determinísticos: Son modelos cuya solución para determinadas condiciones es única y siempre la misma.
- Estocásticos: Representan sistemas donde los hechos suceden al azar, lo cual no es repetitivo. No se puede asegurar cuáles acciones ocurren en un determinado instante. Se conoce la probabilidad de ocurrencia y su distribución probabilística. (Por ejemplo, llega una persona cada 20 ± 10 segundos, con una distribución equiprobable dentro del intervalo).

Simulación

Construido el modelo, se ensaya una alternativa en él con el fin de aplicar las conclusiones al sistema. Los resultados obtenidos no tienen valor si no son aplicables al sistema.

La simulación tiene como principal objetivo la predicción, es decir, puede mostrar lo que sucederá en un sistema real cuando se realicen determinados cambios bajo determinadas condiciones (Fiuba).

La simulación involucra dos facetas:

- Construir el modelo
- Ensayar diversas alternativas con el fin de elegir y adoptar la mejor en el sistema real, procurando que sea la óptima o que por lo menos sea lo suficientemente aproximada.

Las fases de toda simulación serían (Fiuba):

1. Definición del sistema con el máximo de detalle

Se debe evitar comenzar a trabajar en la construcción del modelo con un sistema superficial, mal concebido. Se perderán horas hombre y de computadora en tareas inútiles.

Es un principio comprobado de organización que la incidencia de un error en un proyecto aumenta dramáticamente con el instante en que se lo descubre. Es decir, cuánto más se demora en detectarlo mucho más complicada es su corrección.

Se debe discutir en detalle el sistema; analista y usuario reunidos durante largas horas evitarán que el sistema tenga que ser redefinido después.

En esta etapa se definen los límites del sistema y los objetivos del estudio, chequeando que estos no cambien durante el desarrollo del mismo.

Deben tenerse en cuenta las condiciones iniciales del sistema y sus condiciones de régimen. Interesa estudiarlo ya en régimen y no inicialmente cuando los recursos están desocupados y favorecen el movimiento de los elementos por el sistema.

El modelo debe considerar qué resultados estadísticos interesan obtenerse para evaluar correctamente al sistema en estudio.

2. Elección del método para realizar el estudio

Búsqueda de la herramienta analítica de resolución.

Adopción de la misma en caso de encontrarla.

Utilización de la simulación como última alternativa.

3. Variables a incluir en el modelo

¿Qué variables, parámetros se incluyen? ¿Cuáles se desprecian por su irrelevancia? La elección no es sencilla.

Conviene hacer un ranking de las variables y restricciones del sistema en orden de importancia.

Este ranking debe ser discutido con el usuario y con los distintos especialistas a fin de proceder a su verificación y eventual corrección.

Se debe recordar que quitar una variable superflua de un sistema es algo bastante sencillo, mientras que incluir una que se había despreciado es de ordinario mucho más complicado.

Tomar debida cuenta de los casos especiales ¡muchas veces estos obligan a tener en cuenta variables despreciables para el resto de los casos!.

Esta selección de variables a considerar depende de la mecánica con que se maneja el sistema, de la experiencia que se tenga de él e incluso de la intuición del grupo humano que interviene en el estudio.

Se debe evitar una sobresimplificación que invalida al modelo en cuanto se lo quiere ensayar con casos especiales, o una sobreespecificación que hace largo y difícil el trabajo de construir el modelo.

Todas las variables que intervienen en un modelo son medibles. No siempre es posible lo mismo con las que intervienen en un sistema real. Muchas veces se debe hacer una estimación de las mismas con el fin de incorporarlas en el modelo.

Existen variables endógenas (internas y controladas por el sistema) y exógenas (externas al sistema y fuera de su control).

Existen variables cualitativas, como la preferencia personal y cuantitativa como la frecuencia con que arriban los clientes a un banco. Todas deben ser estimadas en términos cuantitativos.

4. Recolección y análisis de los datos del sistema

Definidas las variables intervinientes en el sistema es habitual que existan muchas variables estocásticas. Para esas variables se debe disponer de:

- la densidad de probabilidad o
- la función de distribución acumulativa en forma matemática o
- una tabla de valores del comportamiento de la variable.

Se utiliza para ello todas las herramientas estadísticas clásicas, tales como, análisis de regresión, de serie de tiempos y de varianzas.

Se debe hacer un relevamiento del tiempo que se insume en las distintas tareas tratando de no obtener datos distorsionados producto de la medición (la persona trabaja más rápido o más lento debido a que lo están midiendo y le parece más conveniente mostrarse en forma distorsionada).

Si se tiene el valor medio de una medición y no se conoce su distribución, es preferible adoptar una distribución exponencial que una uniforme, pues en la primera, pueden darse situaciones críticas que no se dan en la segunda.

El tiempo empleado validando los datos de entrada está totalmente justificado y es absolutamente necesario para construir un modelo válido sobre el cual se puedan sacar conclusiones aplicables al sistema real.

5. Definición de la estructura del modelo

Se definen:

- Las entidades permanentes y sus atributos, es decir, los recursos con que se cuenta en el sistema y cuantitativamente cómo es su comportamiento.
- Las entidades transitorias que circulan por el modelo tienen definida probabilísticamente su ruta por el sistema y los tiempos de utilización de los recursos.
- Los eventos que provocan los cambios de estado, modificando los atributos de las entidades.
- Se debe diseñar el modelo de manera que los cambios en su estructura estén en cierto modo previstos.

6. Programación del modelo

Objetivo: obtención del programa de computadora que representa el modelo.

Se debe elegir el lenguaje con que se construirá el modelo.

Una vez elegido, se lo utiliza para construir el modelo, que debe representar fielmente todo lo que ha sido relevado del sistema.

7. Validación del modelo

Aunque imposible de demostrar rigurosamente se trata de verificar al modelo con una serie de situaciones conocidas como para tener un alto grado de confiabilidad.

8. Análisis y crítica de los resultados

Paso previo a la entrega de resultados al usuario se debe:

- Verificar que los resultados obtenidos sean realmente suficientes para tomar una correcta decisión.
- Hacer una buena compactación en la presentación de los mismos procurando que sean perfectamente comprensibles para el usuario.
- Recordar que un exceso de información ocasiona casi los mismos inconvenientes que la falta de información, ya que el usuario en ambos casos no puede acceder a los resultados que necesita como apoyo a la toma de decisiones (en un caso porque no sabe cómo accederlos, en el otro porque no los tiene).
- Estudiar la factibilidad, y, en caso afirmativo, proponer una alternativa que signifique un cambio estructural del sistema y por ende del modelo la que se considera digna de tener en cuenta antes de tomar una decisión definitiva.

Ventajas de la simulación.

Permite:

- Adquirir una rápida experiencia a muy bajo costo y sin riesgos. No se compromete la confiabilidad del sistema en los ensayos (las aglomeraciones, las largas demoras son simuladas y no reales).
- Identificar en un sistema complejo aquellas áreas con problema ("cuellos de botella")
- Un estudio sistemático de alternativas (variaciones uniformes en los parámetros intervinientes imposibles de lograr en un sistema real).
- Utilizarse en "training" para gerentes/ejecutivos. Un modelo de "juego de empresas" les permite probar sus medidas en el modelo y ver sus resultados luego de pasado el período simulado. Se repite el proceso durante varios períodos y cada ejecutivo observa los resultados de sus decisiones. Se analizan errores, se comparan estrategias hallando ventajas y desventajas de cada una. Excelente herramienta para instrucción y entrenamiento de ejecutivos.
- Ensayar estrategias de guerra, faceta donde primero se empleó la simulación (operaciones de guerra en las llamadas maniobras).

- No tiene límite en cuanto a complejidad. Cuando la introducción de elementos estocásticos hace imposible un planteo analítico surge la modelización como único medio de atacar el problema. Todo sistema, por complejo que sea, puede ser modelado, y sobre ese modelo es posible ensayar alternativas.
- Puede ser aplicada para diseño de sistemas nuevos en los cuales se quieren comparar alternativas muy diversas surgidas de utilización de diferentes tecnologías. Puede utilizarse, durante la vida de un sistema, para probar modificaciones antes que estas se implementen (si es que los resultados de la simulación aconsejan su uso).

Desventajas de la simulación.

- No se lo debe utilizar cuando existan técnicas analíticas que permitan plantear, resolver y optimizar todo el sistema o alguna parte del mismo.
- Existe un gran deseo de incluir todo en la simulación donde los resultados son visibles y comprendidos por todas las personas (especialistas o no), las cuales gustan hacer ensayos.
- No es posible asegurar que el modelo sea válido:
- Se corre el riesgo de tomar medidas erróneas basadas en aplicar conclusiones falsas obtenidas mediante un modelo que no representa la realidad.
- No existe criterio científico de selección de alternativas a simular (Estrategia).
- Es posible omitir una buena sugerencia de innovación simplemente porque a nadie se le ocurrió ensayarla.
- Existe el riesgo de utilizar un modelo fuera de los límites para el cual fue construido, queriendo realizar ensayos para el cual el modelo no es válido.
- Es posible elaborar todo un gran andamiaje de pruebas y resultados falsos, basados en un modelo confiable y válido bajo otras condiciones.

1.3-Métodos computacionales dirigidos al estudio sistemas térmicos

El problema principal de la integración de sistemas multiproducto, es la síntesis, el dimensionamiento de los equipos y el modo de operación que hacen que el sistema sea rentable, presente un ahorro de energía y reduzca el impacto ambiental. Se pueden identificar principalmente tres enfoques para llevar a cabo el diseño y selección de un

sistema multiproducto: el uso de curvas de demanda, uso de paquetes informáticos que llevan a cabo simulación de alternativas y utilización de métodos de optimización basados en programación matemática y/o técnicas de inteligencia artificial (Rubio Maya, 2009).

Para lograr un planteamiento que considere la síntesis, el diseño y la operación de forma conjunta de los sistemas de poligeneración, se deben emplear procedimientos de optimización donde se busca encontrar la configuración de la planta, dimensionar los equipos y evaluar la mejor estrategia de operación.

En el proceso de optimización se pueden distinguir varias etapas, pero básicamente se pueden identificar dos: un nivel de procedimiento de diseño y un nivel evaluación de comportamiento bajo la influencia de diversas variables. En el procedimiento de diseño, se busca optimizar el tamaño de los dispositivos que conforman la planta y los parámetros de configuración, mientras que en el procedimiento de evaluación de comportamiento se busca identificar la mejor estrategia de operación (Frangopoulous, 2001). El espacio temporal que se considera comúnmente para llevar a cabo la optimización es de un año, denominada comúnmente como de corto plazo; o de largo plazo cuando se considera la vida útil de la planta. En estos espacios temporales, la operación del sistema se considera comúnmente como una sucesión de condiciones en estado estacionario con el propósito de despreciar los efectos dinámicos de la operación del equipo (Rubio Maya, 2009).

La optimización a corto plazo se lleva a cabo con el objetivo de evaluar la “bondad” de la elección de la planta independientemente de los parámetros económicos a largo plazo, (sujetos a variaciones significativas con el tiempo, depreciación, inflación, tasa de interés, etc.). Para este caso se busca maximizar el beneficio económico de la planta. Este proceso permite evaluar la estrategia de operación óptima de la planta independientemente de la influencia de los costes de inversión. Adicionalmente, la función objetivo se formula típicamente en términos económicos, y en algunos casos se pueden tomar en cuenta términos adicionales para relacionar las emisiones de CO₂. Con la optimización a largo plazo se lleva a cabo un análisis financiero, comparando los costes de inversión con los beneficios económicos anuales, evaluados sobre la vida útil de la planta. En este caso, la función objetivo utilizada consiste en la maximización de un indicador económico (el más usual el valor actual neto, VAN) que toma en cuenta, la tasa de interés, inflación, costes de inversión y otras variables económicas (Biezma and Cristóbal, 2006); (Arcuri et al., 2007).

Cuando existen diferentes objetivos y se desea maximizar un beneficio, minimizar un coste o reducir un efecto o una combinación de ellos, se ha empleado la optimización multi-objetivo. Se han considerado básicamente dos objetivos, uno económico y otro medioambiental. En el objetivo económico se busca minimizar el coste y en el objetivo ambiental se busca reducir las emisiones de CO₂. También existen trabajos que consideran tres objetivos, económico, ahorro de energía y reducción de emisiones, buscando minimizar los tres objetivos mediante la asignación de funciones de peso o la evaluación del frente de Pareto. El objetivo perseguido es el de determinar la mejor configuración de la planta, el dimensionado de los equipos, la evaluación de la estrategia de operación y la operación a carga parcial, (Weber et al., 2006, Lazzaretto and Toffolo, 2004).

Conclusiones parciales del capítulo

- 1- La aplicación de tecnologías de cogeneración permite mejorar la eficiencia del sistema, disminuir el consumo de combustible y reducir la contaminación ambiental global.
- 2- El empleo de procedimientos de optimización permite encontrar la configuración óptima de una planta, el dimensionado de los equipos y evaluar la mejor estrategia de operación.

Capítulo II: Procedimientos para la optimización de la operación de los sistemas de poligeneración.

La integración de sistema multiproducto aplicando técnicas de optimización no es un tema del todo desconocido. Para sistemas “convencionales” de cogeneración se han desarrollado procedimiento de síntesis y diseño, así como procedimiento de operación, incluso procedimientos combinados. En estos procedimientos de optimización se pueden identificar tres niveles: optimización de la síntesis, optimización del diseño y optimización de la operación.(Frangopoulous, 2001, Frangopoulos and Dimopoulos, 2004)

Optimización de la síntesis. El término síntesis implica que se tiene una serie de componentes (equipos) y lo que se busca es determinar cuál o cuáles de ellos son los más adecuados para ciertas condiciones preestablecidas buscando también su mejor interconexión, dando como resultado final un diagrama de flujo del sistema.

Optimización del diseño. En este nivel de optimización la palabra diseño se usa para denotar las características técnicas de los componentes y las propiedades de las sustancias que entran y salen de cada componente a la condición nominal o de diseño del sistema. En este nivel se buscan las características más adecuadas que satisfacen generalmente un criterio combinado técnico y económico.

Optimización de la operación. Para un sistema dado (resultado de la etapa de síntesis y diseño) bajo unas condiciones específicas, se busca el punto de operación óptimo definido por las condiciones de operación y las propiedades de las sustancias: potencias, flujos de calor, temperatura, flujos másicos, presión, composición, etc. En este nivel generalmente se busca cumplir con un criterio económico.

En este capítulo se realizará el análisis funcional del sistema, donde se explica cuáles son los tipos de tecnologías utilizadas, cuál es su función etc. Se realiza además una modelación física por componentes donde se ve de qué forma opera cada tecnología, cuáles son los flujos de energías.

Sobre estos flujos se elaborará, en este capítulo, el modelo matemático que describe la composición del sistema de trigeneración a instalar y las condiciones de operación que deben satisfacerse.

El modelo matemático se crea con el objetivo de encontrar la estructura de equipos y la estrategia de operación que proporcione el mínimo coste total anual de explotación dentro del conjunto de posibilidades de diseño contempladas.

2.1-Análisis funcional del sistema

El sistema en su concepción más general y con el propósito de incorporar la mayor flexibilidad en la operación e instalación de equipos, estaría compuesto por: caldera auxiliar (Cal), módulo de cogeneración (MC), equipo de producción de frío por compresión mecánica (P2C), equipo de refrigeración por absorción (H2C) y un acumulador de frío el cual sería de cisterna de agua y solo sería dimensionado (CAIm). El sistema general antes descrito tendría que satisfacer tres demandas: calor (HDem), electricidad (PDem) y frío (CDem). En la figura 2.1 se muestra los flujos de energía que aparecen en la superestructura.

El módulo de cogeneración posee dos funcionalidades: 1) cuando su consume combustible para producir electricidad y recuperar el calor, 2) cuando el consumo de combustible es para producir calor y la electricidad es producida a partir de dicho calor. En el primer caso es posible desviar gases sin recuperar calor y por lo tanto producir electricidad solamente, en el caso de la producción de calor en primer término, sería posible desviar calor para satisfacer solo la demanda de calor sin producir electricidad. La demanda de electricidad siempre se puede cubrir importando electricidad de la red. El equipo de enfriamiento por absorción consume vapor generado por las tecnologías mencionadas anteriormente (Cal y MC) para producir frío. La acumulación de frío será utilizada cuando la demanda de frío es menor que el frío producido por los equipos de absorción y compresión.

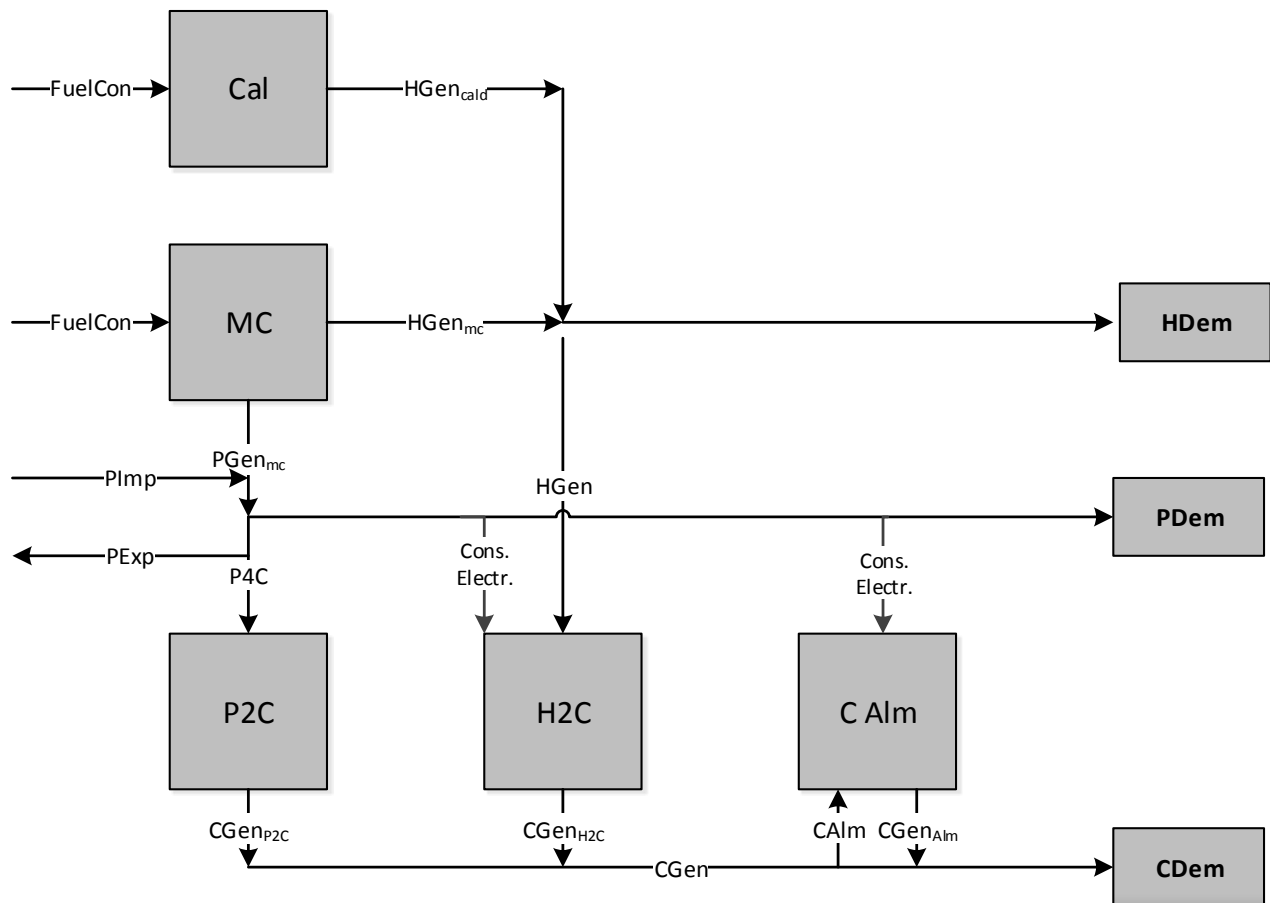


Fig 2.1 Gráfico del análisis funcional del sistema.

2.2-Modelación física por componente

Módulo de cogeneración

En la figura 2.2 se muestra la configuración con motor de combustión interna (MACI) o turbina de gas: Consume combustible (Fuel) para producir electricidad (PGen) y aprovecha los gases de escape para producir vapor (HRec).

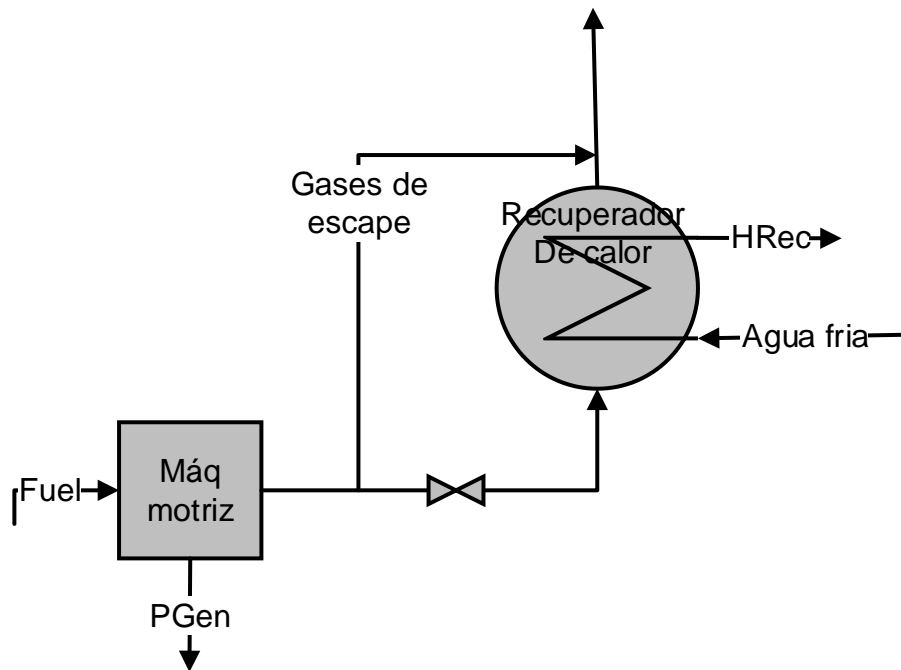


Fig 2.2 Módulo de cogeneración con ciclo de cabeza.

En la figura 2.3 se muestra la configuración con caldera y turbina de contrapresión: Consume combustible (Fuel) para producir vapor ($H_{Gen_{mc}}$), el vapor va hacia la turbina, una parte es transformada en energía mecánica que es utilizada para producir electricidad (PCog) con un generador eléctrico y la otra parte del vapor va a hacia los consumidores. Cuando la demanda de vapor es alta se cierra la válvula que va hacia la turbina y todo el vapor es mandado a los consumidores.

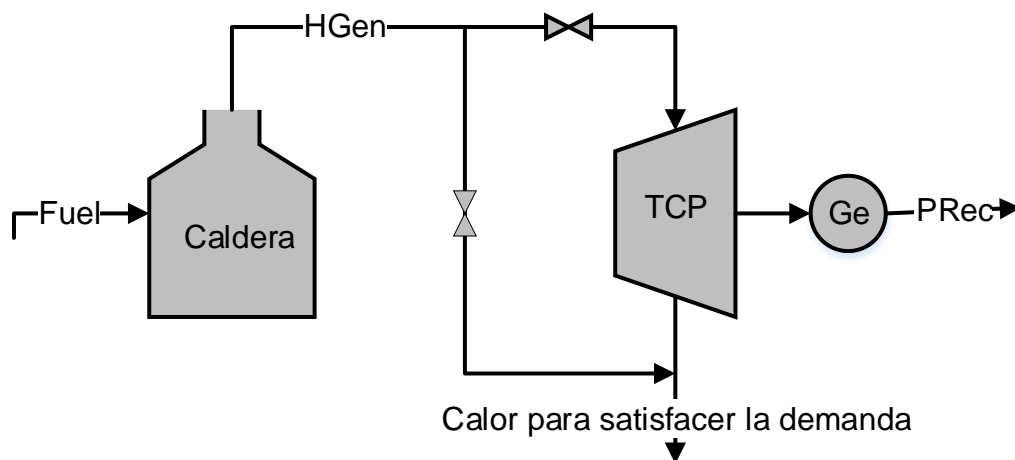


Fig 2.3 Módulo de cogeneración con caldera y turbina de contrapresión (TCP).

Las calderas de vapor auxiliar producen calor de alta temperatura ($HGen_{cald}$) en forma de vapor que entrega a los consumidores, consumiendo combustible (Fuel) y electricidad.

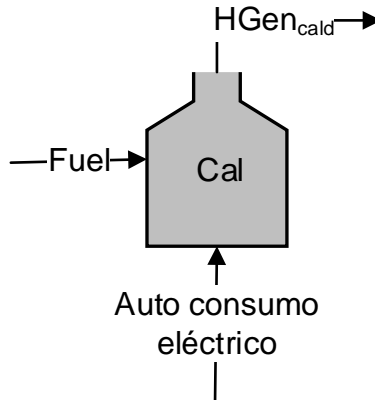


Fig 2.4 Caldera auxiliar de vapor

Equipos de enfriamiento por compresión mecánica se utilizan para cubrir la demanda no cubierta por los equipos de absorción. Estos equipos consumen electricidad ($PCon_{P2C}$), producen frío ($CGen_{P2C}$).

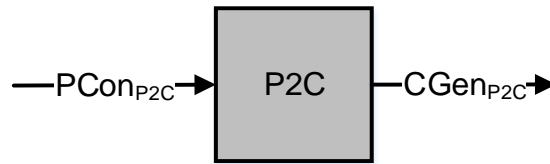


Fig 2.5 Equipos de enfriamiento por compresión mecánica.

Equipos de enfriamiento por absorción utiliza el calor procedente del módulo de cogeneración y de las calderas de vapor ($HGen$) para producir frío ($CGen_{H2C}$), poseen un consumo de electricidad ($PCon_{H2C}$).

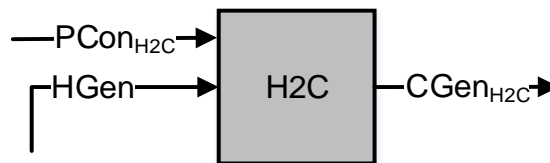


Fig 2.6 Equipos de enfriamiento por absorción.

Acumulación de frío se acumula en una piscina el frío generado (C_{Gen}) por las tecnologías H2C y P2C, es descargada (C_{Gen_{alm}}).

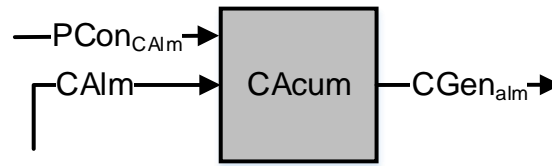


Fig 2.7 Acumulación de frío.

2.3-Modelo matemático

En el presente trabajo se desarrolla una metodología de optimización del diseño de sistemas de cogeneración basada en la programación lineal entera mixta (MILP). La función objetivo a minimizar es el costo total en un periodo determinado y se expresa de la siguiente forma:

$$\min \text{OprtingCost} \left(\begin{matrix} Inv_i, MaxPoEx_m, PGen_{i,h}, \\ HGen_{i,h}, PImp_h, PExp_h, VarO\&MInd_i \end{matrix} \right) =$$

$$\sum_i Inv_i \frac{(CapCost_i \cdot AnnuF_i + FixO\&MCost_i)Nh}{8760} \quad \left(\begin{matrix} \text{Costos fijos de inversión,} \\ \text{operación y mantenimiento} \end{matrix} \right)$$

Esta primera parte de la ecuación cuenta con el costo de inversión de los equipos (CapCost) multiplicado por un factor de anualización (AnnuF) el cual calcula el costo anualizado de la depreciación de la tecnología. A esto se le suman los costos fijos de operación y mantenimiento.

$$+ \sum_m MaxPoEx_m \cdot FixConCost * Nh / 720 \quad \left(\text{Costo fijo de interconexión} \right)$$

La potencia máxima intercambiada por el costo fijo de interconexión da como resultado lo que se gasta en interconexión.

$$\begin{aligned}
& + \sum_h \sum_i PGen_{mc\ i,h} \cdot SpCon_i \cdot FuelCost_i && \left(\text{Costo variable debido al consumo de} \right) \\
& && \left(\text{combustible para producir potencia} \right) \\
& + \sum_h \sum_i \left(\frac{PCog_{mc\ i,h}}{\eta_{em}} + HGen_{mc\ i,h} \right) \cdot SpCon_i \cdot FuelCost_i && \left(\text{Costo variable debido al consumo de} \right) \\
& && \left(\text{combustible para producir calor} \right) \\
& + \sum_h \sum_i HGen_{cal\ i,h} \cdot SpCon_i \cdot FuelCost_i && \left(\text{Costo variable debido al consumo de} \right) \\
& && \left(\text{combustible para producir calor} \right)
\end{aligned}$$

El consumo específico de combustible (SpCon) por el consumo de combustible (FuelCost) da como resultado da como resultado el \$/kW y si es multiplicado por la generación da el costo total de esta generación.

$$\begin{aligned}
& + \sum_h \sum_i PGen_{mc\ i,h} \cdot VarO\&MInd_i && \left(\text{Costo operación y mantenimiento} \right) \\
& && \left(\text{variable de potencia generada} \right) \\
& + \sum_h \sum_i \left(\frac{PCog_{mc\ i,h}}{\eta_{em}} + HGen_{mc\ i,h} \right) \cdot VarO\&MInd_i && \left(\text{Costo operación y mantenimiento} \right) \\
& && \left(\text{variable de calor generado} \right) \\
& + \sum_h \sum_i HGen_{cal\ i,h} \cdot VarO\&MInd_i && \left(\text{Costo operación y mantenimiento} \right) \\
& && \left(\text{variable de calor generado por la caldera aux} \right) \\
& + \sum_h \sum_i CGen_{i,h} \cdot VarO\&MInd_i && \left(\text{Costo operación y mantenimiento} \right) \\
& && \left(\text{variable de frio generado} \right) \\
& + \sum_h \sum_i CGen_{alm\ i,h} \cdot VarO\&MInd_i && \left(\text{Costo operación y mantenimiento} \right) \\
& && \left(\text{variable de frio almacenado} \right)
\end{aligned}$$

El costo de la electricidad importada va a estar dado por el precio de la electricidad importada multiplicado la cantidad de energía eléctrica que se importe.

$$+ \sum_h PImp_h \cdot PPImp_h \quad \left(\text{costo debido a la} \right) \\
\left(\text{electricidad importada} \right)$$

El costo de la electricidad exportada va a estar dado por el precio de la electricidad exportada multiplicado la cantidad de energía eléctrica que se exporte.

$$-\sum_h PExp_h \cdot PPExp_h \quad \left(\begin{array}{l} \text{ingreso debido a la} \\ \text{electricidad importada} \end{array} \right) \quad (1)$$

Sujeto a:

Restricción de no negatividad y enteros

Las restricciones de no negatividad fuerza al modelo a no decidir no instalar tecnologías, por ejemplo, decir que se instalen -10 unidades de equipos de generación de calor o que se generen -500kW de energía y la parte entera es porque no puede decidir instalar 3/2 de una tecnología.

$$\begin{array}{l} Inv_i, MaxPoEx_m, FuelCons_{i,h}, \\ PGen_{i,h}, HGen_{i,h}, PImpP_h, PExp_h \end{array} \geq 0 \quad Inv_i \in \text{enteros} \quad (2)$$

Restricciones de capacidad

Estas restricciones son las encargadas de no permitir que se genere más potencia que la que tiene nominal el equipo.

- Caldera Auxiliar

$$HGen_{cal_{i,h}} \leq Inv_i \cdot HNom_{cal_{i,h}} \quad \forall i, h \quad (3)$$

- Módulo de cogeneración.

$$\left(\frac{PCog_{mc_{i,h}}}{\eta_{em}} + HGen_{mc_{i,h}} \right) \leq Inv_i \cdot HNom_{mc_i} \quad \forall i, h \quad (4)$$

$$PGen_{mc_{i,h}} \leq Inv_i \cdot PoNom_{mc_{i,h}} \quad \forall i, h \quad (5)$$

$$PCog_{mc\ i,h} \leq RPH_i \cdot HGen_{mc\ i,h} \quad \forall i, h \quad (6)$$

$$HCog_{mc\ i,h} \leq RHP_i \cdot PGen_{mc\ i,h} \quad \forall i, h \quad (7)$$

- Frio por compresión mecánica.

$$CGen_{comp\ i,h} \leq Inv_i \cdot CNom_{comp\ i,h} \quad \forall i, h \quad (8)$$

- Frio por absorción

$$CGen_{abs\ i,h} \leq Inv_i \cdot CNom_{abs\ i,h} \quad \forall i, h \quad (9)$$

- Almacenamiento de frio

$$\frac{CGen_{alm\ i,h}}{FFRec} \leq Inv_i \quad i \in \text{inventario de bombeo} \quad (10)$$

$$\sum_{h=1}^{h=t-1} \frac{CAlm_h}{FFGen} - \sum_{h=1}^{h=t-1} \frac{CGen_{alm\ h}}{FFRec} \geq \frac{CGen_{alm\ t}}{FFRec} \quad \forall t = 1,2,3 \dots n_h \quad (11)$$

$$Inv_i - \sum_{h=1}^{h=t-1} \frac{CAlm_h}{FFGen} + \sum_{h=1}^{h=t-1} \frac{CGen_{alm\ h}}{FFRec} \geq \frac{CAlm_h}{FFGen} \quad i \in \text{Volumen de la piscina} \quad (12)$$

- Potencia intercambiada

$$PImp \leq MaxPoEx_m$$

$$PExp \leq MaxPoEx_m$$

- Restricción de exportador

$$\sum_i Inv_i HNom_i - \sum_j Inv_j HNom_j \leq HDem_{max} FH_{pico} \quad \forall i \in$$

tecnología productora de calor, $\forall j \in$ tecnología consumidora de calor

$$\sum_i Inv_i CNom_i \leq CDem_{max} FH_{pico}$$

Balances de energía.

- Balance de frio

$$CGen_{comp\ i,h} + CGen_{abs\ i,h} + CGen_{alm\ i,h} - CAlm_h - CDem_h = 0 \quad (13)$$

- Balance de calor

$$HGen_{cal\ i,h} + HGen_{mc\ i,h} + HCog_{mc\ i,h} - HDem_{i,h} - \frac{CGen_{abs\ i,h}}{COP_{abs_h}} = 0 \quad (14)$$

- Balance de electricidad.

$$PGen_{mc\ i,h} + PCog_{mc\ i,h} + PImp_h - PExp_h - \frac{CGen_{comp\ i,h}}{COP_{Comp_e}} - \frac{CGen_{abs\ i,h}}{COP_{abs_e}} - \frac{CGen_{Alm}}{COP_{Alm_e}} - PDem = 0 \quad (15)$$

Nomenclaturas.

- *CapCost* - Costo de capital. (TH. BRENSCHEIDT et al.)
- *Inv_i* – Número de inventario de la tecnología
- *AnnuF* - Factor de anualización.
- *FixO&MCost* - Costo fijo de operación y mantenimiento. (TH. BRENSCHEIDT et al.)
- *Nh* - Número de horas trabajadas. (h)
- *RPH* - Relación potencia calor. (kW_e/kW_c)
- *PHP* - Relación calor potencia. (kW_c/kW_e)
- *η_{em}* - Rendimiento electro-mecánico.
- *PGen_{mc_{i,h}}* - Potencia generada por el módulo de cogeneración. (kW)
- *PCog_{mc_{i,h}}* - Potencia cogenerada por el módulo de cogeneración. (kW)
- *PDem* - Potencia demandada. (kW)
- *HGen_{mc_{i,h}}* - Calor generado por el módulo de cogeneración. (kW)

- $HCog_{mc_{i,h}}$ - Calor cogenerado por el módulo de cogeneración. (kW)
- $HGen_{cal_{i,h}}$ - Calor generado por calderas auxiliares. (kW)
- $HDem_{i,h}$ - Demanda de calor. (kW)
- $CGen_{comp_{i,h}}$ - Frio generado por enfriadoras por compresión mecánica. (kW)
- $CGen_{abs_{i,h}}$ - Frio generado por enfriadoras por absorción. (kW)
- $CGen_{Alm}$ - Frio generado por el almacenamiento. (kW)
- $CAlm_h$ - Frio almacenado. (kW)
- $CDem_h$ - Demanda de frio.
- $FFGen$ - Factor de frio generado. (kW-h/m³)
- $FFRec$ - Factor de frio recuperado. (kW-h/m³)
- COP_{Comp_e} - Coeficiente de funcionamiento eléctrico por compresión.
- COP_{abs_e} - Coeficiente de funcionamiento eléctrico por absorción.
- COP_{abs_h} - Coeficiente de funcionamiento de calor por absorción.
- COP_{Alm_e} - Coeficiente de funcionamiento eléctrico por almacenamiento.
- $SpCon$ - Consumo específico de combustible. (MJ/kW_eh)
- $FuelCost$ - Costo del combustible. (\$/MJ)
- $VarO\&MInd$ - Costos variables de operación y mantenimiento.
- $PImp$ - Electricidad importada. (kW-h)
- $PExp$ - Electricidad exportada. (kW-h)
- $PPImp$ - Precio de la electricidad importada. (TH. BRENSCHEIDT et al.)
- $PEPxp$ - Precio de la electricidad exportada. (TH. BRENSCHEIDT et al.)
- $MaxPoEx$ - Máxima potencia intercambiada. (kW).

Conclusiones parciales del capítulo

- 1- Se obtuvo el modelo físico por componentes del sistema, siendo estos módulos de cogeneración, calderas auxiliares, equipos de refrigeración por compresión, equipos de refrigeración por absorción, almacenamiento de frío.
- 2- El tipo de esquema planteado cuenta con diferencias con respecto a todos los esquemas revisados en la bibliografía.

Capítulo III: Validación del Procedimiento de Optimización

En este capítulo validaremos el procedimiento de optimización es decir, si trabaja correctamente y que siga una lógica de resultados. Con el objetivo de buscar los parámetros más importantes que afectan al diseño final pudiendo examinar el efecto de posibles cambios de ciertas variables se realiza un análisis de sensibilidad.

Para llevar a cabo un análisis de sensibilidad existen básicamente dos métodos de análisis: el estudio paramétrico y análisis de incertidumbre. El primer método es el utilizado y el problema se resuelve repetidamente para diferentes valores de un parámetro en un cierto rango, mientras los valores de todos los otros parámetros se mantienen constantes. Los resultados se presentan usualmente de forma gráfica.

En un primer epígrafe se hace la prueba de sensibilidad al precio de la electricidad importada y un segundo epígrafe que se realizará la prueba de sensibilidad para la electricidad exportada. También se realiza el análisis para un caso de estudio y la entidad es el Hospital Arnaldo Milián Castro (HAMC). El Hospital Provincial Universitario "Arnaldo Milián Castro" de Villa Clara con perfil clínico quirúrgico es una institución del Sistema Nacional de Salud, el mismo inicia sus actividades el 8 de octubre de 1990 y es inaugurado el 3 de diciembre de 1993. Dicho hospital se encarga de brindar asistencia médica, científica y tecnológica altamente calificada, no solo a la provincia de Villa Clara sino también al territorio central, puesto que está equipado con tecnologías de punta y cuenta con un grupo importante de especialistas reconocidos a nivel de país. En él se brindan servicios hospitalarios en las tres áreas básicas: cuerpo de guardia, hospitalización y consulta externa; tiene a su cargo una población de 536 mil 578 habitantes. Para ello cuenta con 18 salones de operaciones y una dotación de 598 camas.

En los dos primeros epígrafes se analizó el modelo con un juego de datos de demandas de veinticuatro horas y una serie de tecnologías que se mostrarán en la tabla 3.1 y 3.2.

Las tecnologías P&H se refieren al módulo de cogeneración con motor de combustión interna con caldera recuperativa, las tecnologías H&P son las que generan calor y cogeneran electricidad, las H son las calderas auxiliares, P2C tecnologías de refrigeración por

compresión, Abs refrigeración por absorción y lo relacionado con la acumulación de frío es Alm.

Tabla 3.1 Tecnologías de generación de calor, electricidad.(Maya and Marcuello, 2008)

Tipo de tecnología	P&H1	P&H2	H&P1	H&P1	H1	H2	H3
Potencia nominal (kW _e)	300	100	1770	605	300	200	50
Costo inversión (\$/kW _e)	400	700	120	150	200	250	300
Tasa de descuento ()	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Costo fijo O&M (fracción de la inversión)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Costo variable O&M (\$/kW _e h)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Vida útil (años)	20	20	20	20	20	20	20
Consumo esp. comb. (MJ/kW _e h)	10	24	4	4,24	4	3,9	3,8
Costo del comb.(\$/MJ)	0,0175	0,0175	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125	0,0125
RHP ó RPH	1	0,8	0,25	0,2			

Tabla 3.2 Tecnologías de generación de frío.(Grupo Nova Energía, 2014)

Tipo de tecnología	P2C1	P2C2	Abs	Alm	
Potencia nominal (kW _c)	300	150	200	Vol	Bombeo
Costo inversión (\$/kW _c) o \$/m3 o (\$/m3/h)	200	250	420	160	50
Tasa de descuento ()	0,1	0,1	0,1	0,001	
Costo fijo O&M	0,01	0,01	0,015	0,01	0,001
Costo variable O&M (\$/kW _c h)	0,001	0,001	0,005	0,1	0,001
Vida útil (años)	20	20	20	20	20
COP (kW _c /kW _e)	2,9	2,7	1,15	-	-
COPe (kW _c /kW _e)	-	-	88	-	-
Consumo específico de electricidad	-	-	-	-	0,105
Consumo nominal de calor (kWt)	-	-	174	-	-
Factor de frío generado	-	-	-	5,8	-
Factor de frío recuperado	-	-	-	-	4

Utilizar un juego de demandas de veinticuatro horas fue muy útil para una etapa de comprobación del modelo porque permite corregir los errores cometidos. En el anexo 1 se muestra el juego de demandas. En el caso de estudio si se utilizarán datos reales de demandas del HAMC y se muestran en el anexo 2.

3.1 Prueba de sensibilidad al precio de la electricidad importada

En este epígrafe se variará el precio de la electricidad importada y la electricidad exportada tomara un valor de cero \$/kWh, para ver a partir de qué valor comienza a cogenerar, ya que si el costo asociado a producir electricidad por las tecnologías de cogeneración es alto, el modelo decidirá si instalar dichas tecnologías o comprar electricidad de la red.

En la tabla 3.3 se ve cómo varía la selección de las tecnologías con la variación del precio de la electricidad. Donde 1, 2, 3....7) se refiere a cada caso de variación del precio de la electricidad importada.

Tabla 3.3 Resumen de variación de precios de la electricidad

PPImp.(\$/kWh)	Nombre de las tecnologías y número de unidades instaladas											
	P&H1	P&H2	H&P1	H&P2	H1	H2	H3	P2C1	P2C2	Abs	Alm(m ³)	Bom(m ³ /h)
1) 0,01-0,08	-	-	-	-	2	-	1	2	-	-	30	14
2) 0,09-0,11	-	-	-	1	-	-	2	2	-	-	30	14
3) 0,12-0,13	-	-	1	-	-	-	-	2	-	-	30	14
4) 0,14	-	-	1	-	-	-	-	1	-	2	-	-
5) 0,15	-	-	1	-	-	-	-	-	-	3	30	14
6) 0,16-0,17	1	-	1	-	-	-	-	1	-	2	-	-
7) 0,18	1	-	1	-	-	-	-	-	-	3	30	14

En el trayecto de este epígrafe será explicado lo que sucede en cada uno de estos siete casos en cuanto a operación de cada una de las tecnologías instaladas y consumos de energía.

Caso 1 precio de la Elmp 0,01-0,08 \$/kWh.

Como resultado del modelo quedaron instaladas tres calderas auxiliares dos de tipo H1 y una tipo H3, un equipo de enfriamiento por compresión mecánica (P2C1) y una piscina de 30 m³.

En la gráfica 3.1 podemos observar que toda la electricidad consumida fue satisfecha por la compra de electricidad a la red, lo cual es un resultado interesante ya que podemos saber que con un precio de electricidad menor que 0,08 \$/kWh, a la planta no le es rentable instalar tecnologías de cogeneración. La curva representada es la demanda del lugar, por encima de esta se aprecia el consumo no asociado a la demanda.

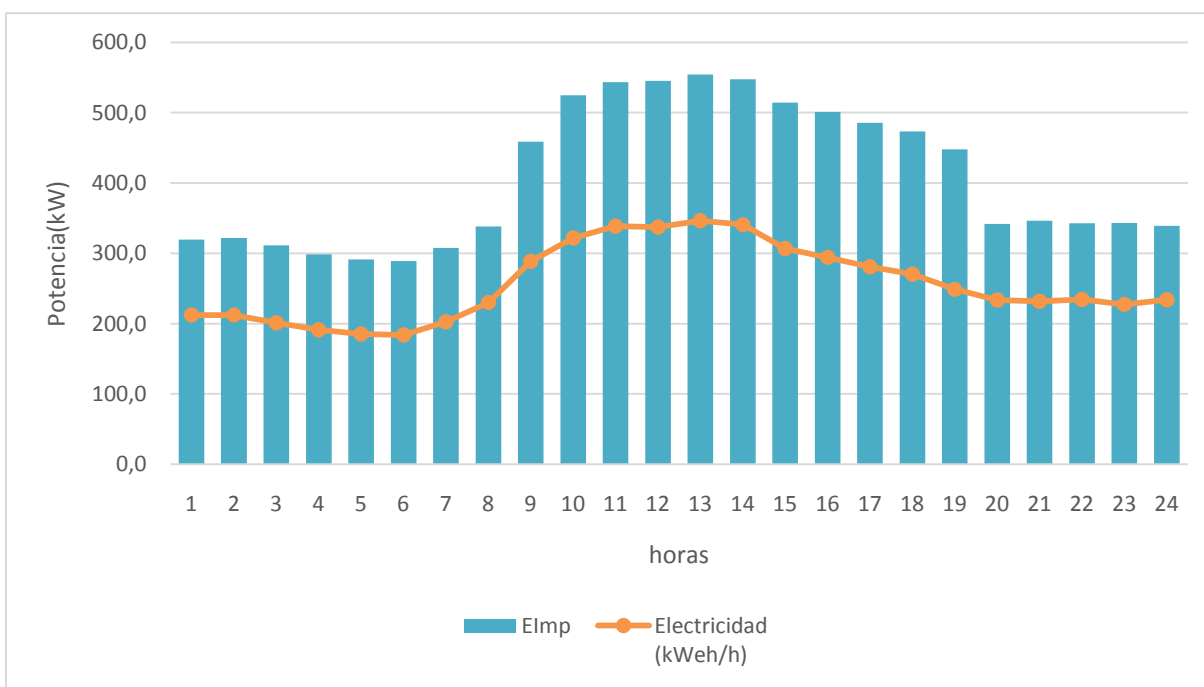


Gráfico 3.1 Consumo de electricidad y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,01-0,08 \$/kWh

En el gráfico 3.2 se ve la operación de las tecnologías instaladas para satisfacer la demanda de calor. La tecnología H1 y la H3 operaron todo el tiempo, H3 todo el tiempo operó a su

máxima capacidad y H1 varió su operación de acuerdo a la demanda, también hay que destacar que hay dos unidades instaladas de H1.

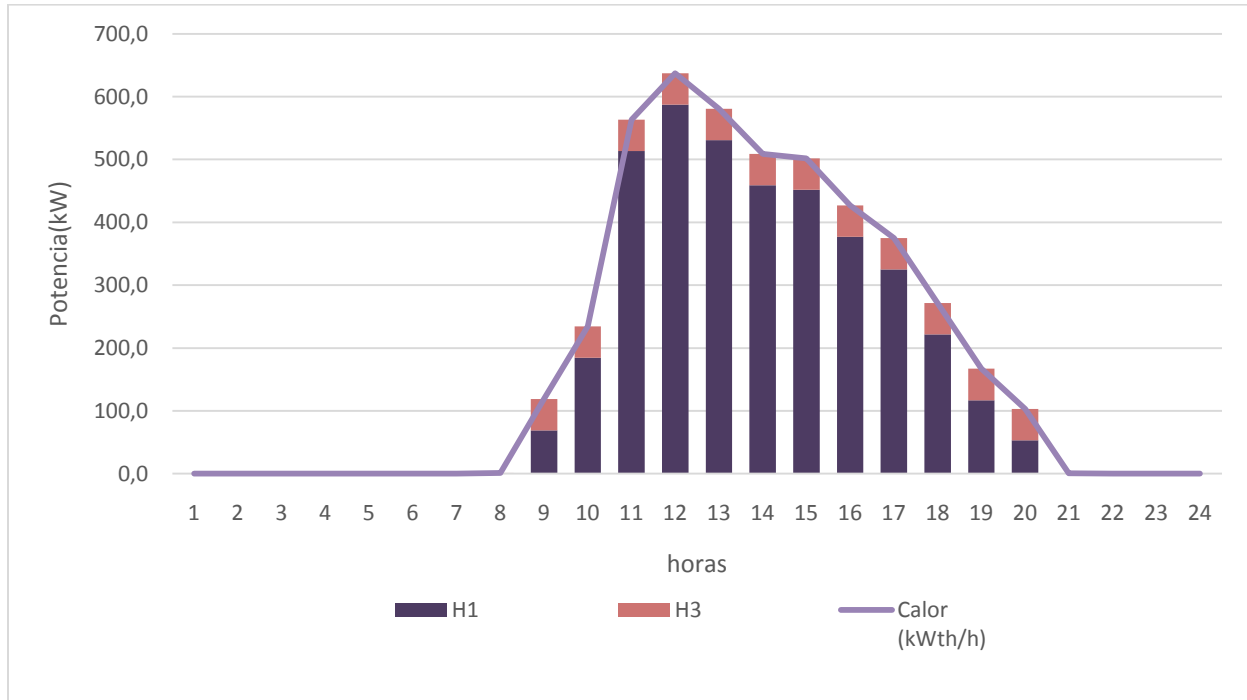


Gráfico 3.2 Consumo de calor y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,01-0,08 \$/kWh

El modelo hace un análisis del precio de la electricidad importada. Este analiza que es bajo con respecto al precio de la electricidad generada con tecnologías de cogeneración, decide que lo óptimo es instalar dos enfriadoras por compresión mecánica y una piscina de almacenamiento de 30 m³ que se alimentan de la red eléctrica. Se ve como la piscina es operada solamente para los picos de la demanda de frío en las horas 12, 13 y 15.

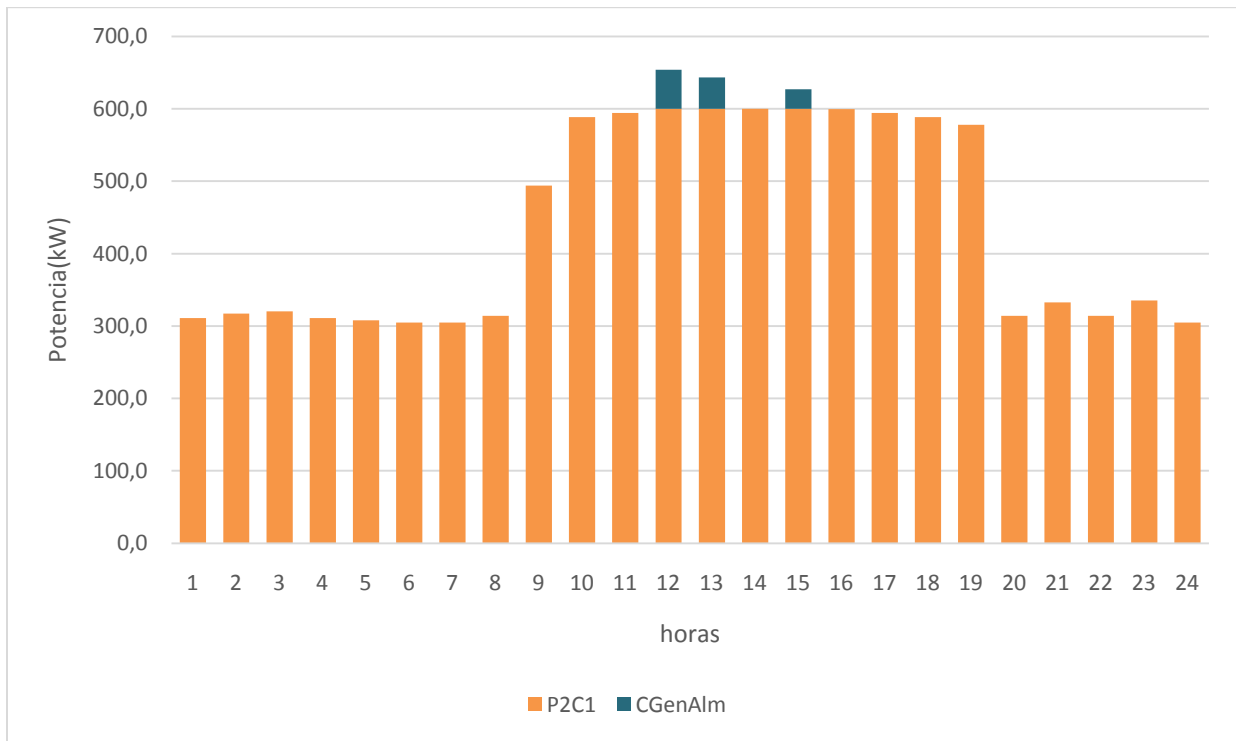


Gráfico 3.3 Consumo de frío y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,01-0,08 \$/kWh.

Caso 2 Precio de la electricidad de 0,09-0,11\$/kWh.

Se observa en la tabla 3.3 que a partir de un precio de la electricidad importada de 0,09 \$/kWh en adelante, se instalan tecnologías de cogeneración, puesto que al generar electricidad con estas tecnologías, se hace más económico que importar toda la electricidad de la red.

En el horario comprendido entre las 10:00 y 17:00 horas es donde genera electricidad H&P2, que coincide con el horario donde produce calor (ver gráfico 3.4).

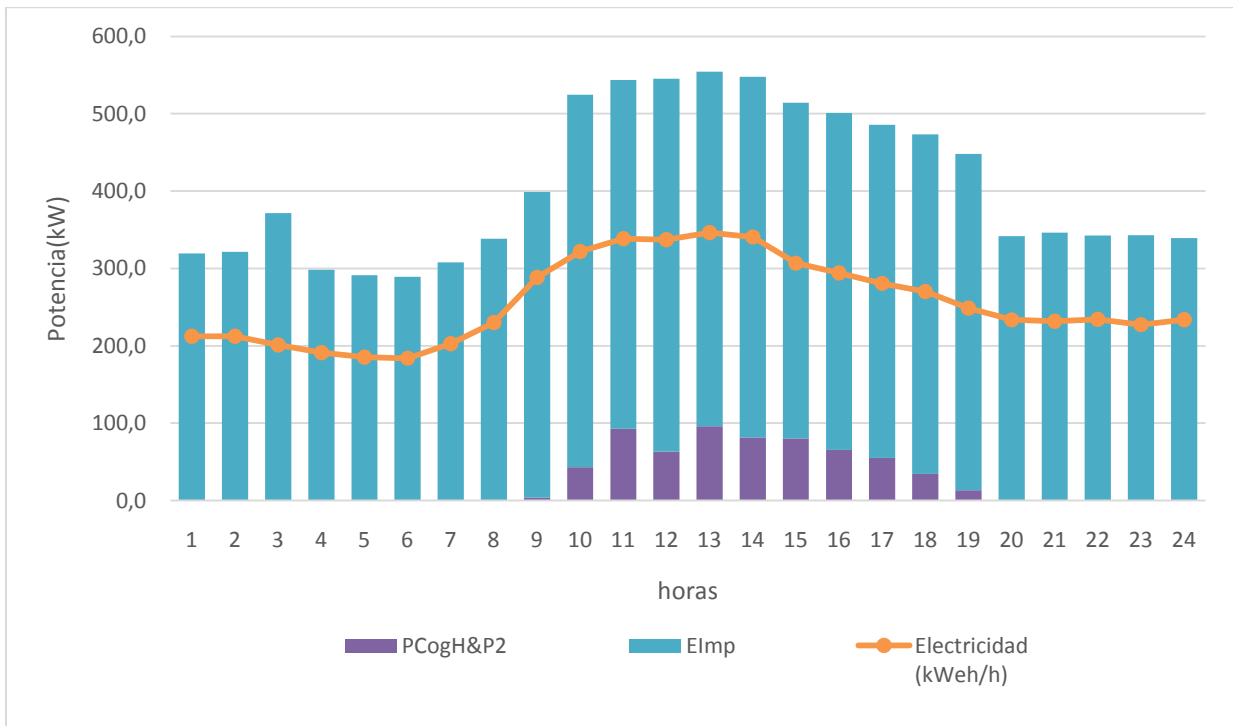


Gráfico 3.4 Consumo de electricidad y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,09-0,11 \$/kWh.

En el gráfico 3.5 se observa cómo, para satisfacer la demanda de calor se operan simultáneamente dos tecnologías (H&P2) y (H3), solamente en la hora 10 es cuando único H3 deja de operar a su máxima capacidad, debido a que el costo de operar la tecnología H&P2 es menor para gran parte de esa hora a diferencia de la hora 20 que deja de trabajar H&P2 por ser menos económico.

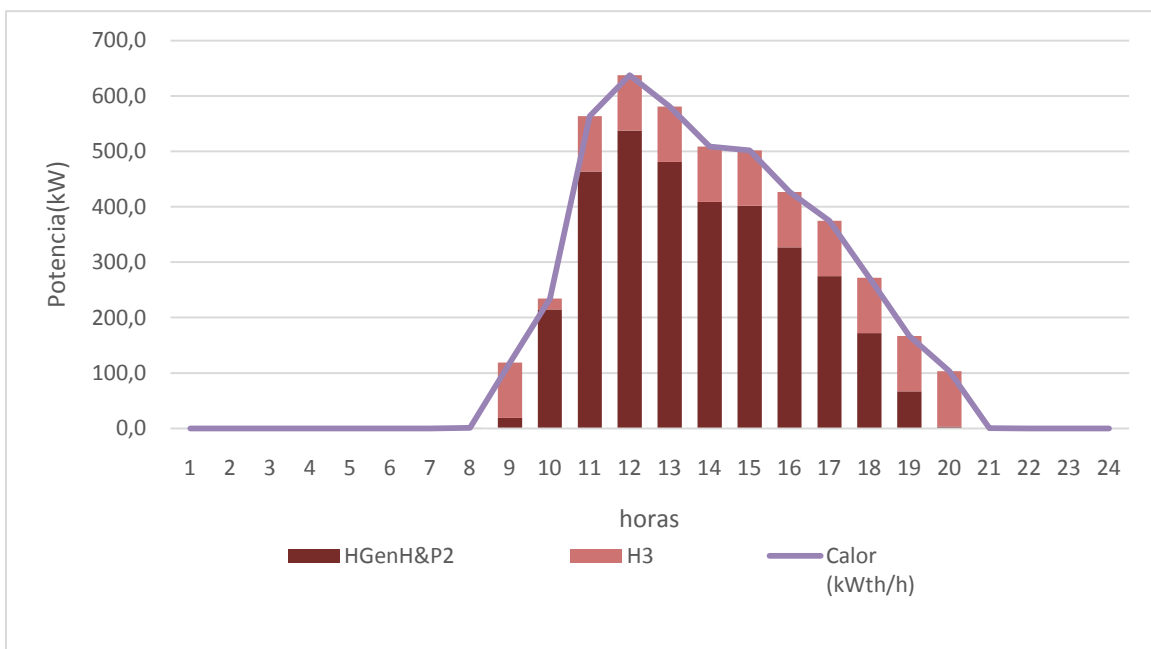


Gráfico 3.5 Consumo de calor y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,09-0,11 \$/kWh.

En el análisis de frío sucede que instala las mismas tecnologías que en el caso 1 y su operación es la misma, la diferencia está en la electricidad consumida por los equipos ya que una parte fue generada por el módulo de cogeneración.

Caso 3 Precio de la electricidad 0,12 a 0,13 \$/kWh

Para el precio de 0,12 a 0,13 \$/kWh en cuanto a calor instaló una tecnología de cogeneración del mismo tipo que el caso anterior, lo que con más capacidad de generación de calor (H&P1), lo cual le permitió no tener que instalar calderas auxiliares para cumplir con la demanda (verse gráfico 3.6). En cuanto al frío sucedió lo mismo que en los casos anteriores, instaló 2 enfriadores por compresión mecánica y una piscina de 30m³. La tecnología de cogeneración en las horas que operó para satisfacer la demanda de calor generó electricidad.

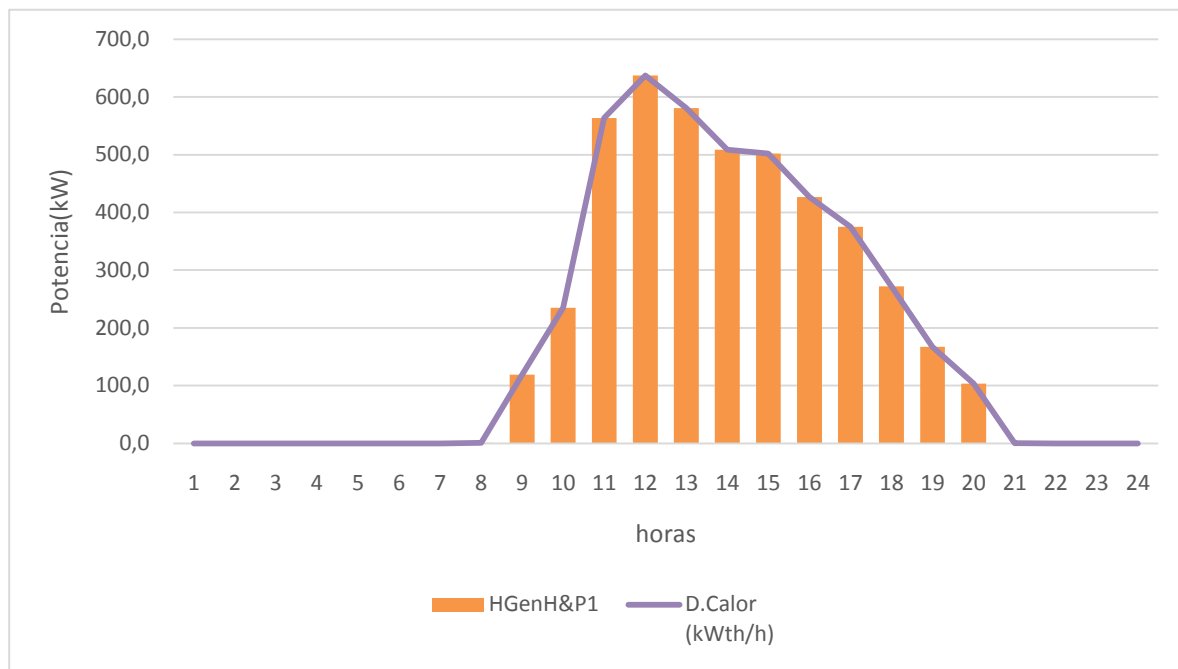


Gráfico 3.6 Consumo de calor y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,12-0,13 \$/kWh.

Caso 4 Precio de la electricidad importada de 0,14 \$/kWh.

Para este precio de Elmp comienzan a instalarse tecnologías de absorción las cuales consumen vapor para producir frío. Es por ello que en el gráfico 3.8 se observa que la tecnología H&P1 produce un calor extra por encima de la demanda.

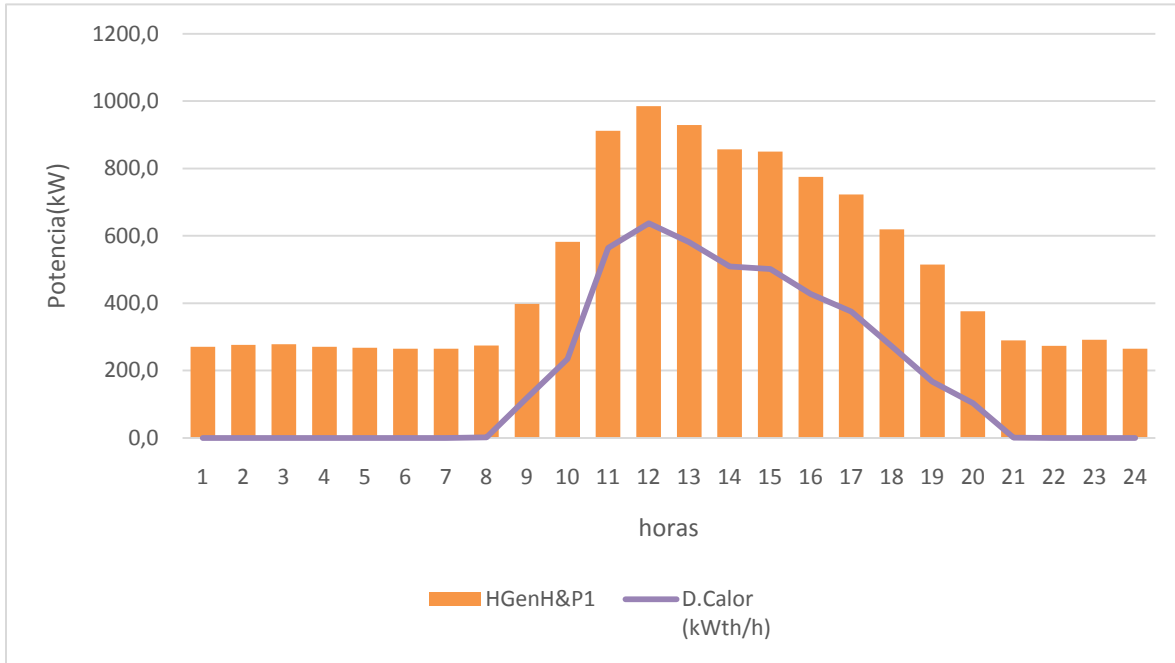


Gráfico 3.7 Consumo de calor y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,14 \$/kWh.

Este calor además se utiliza para producir electricidad y en las horas donde existe más demanda de calor es donde más se produce. Ya en este caso la utilización de tecnologías de cogeneración resulta muy útil puesto que no hay necesidad de importar toda la electricidad de la red. En el gráfico 3.8 se muestra el consumo de electricidad y la operación de cada tecnología hora a hora. Se puede observar como H&P1 se mantuvo generando electricidad durante las 24 horas.

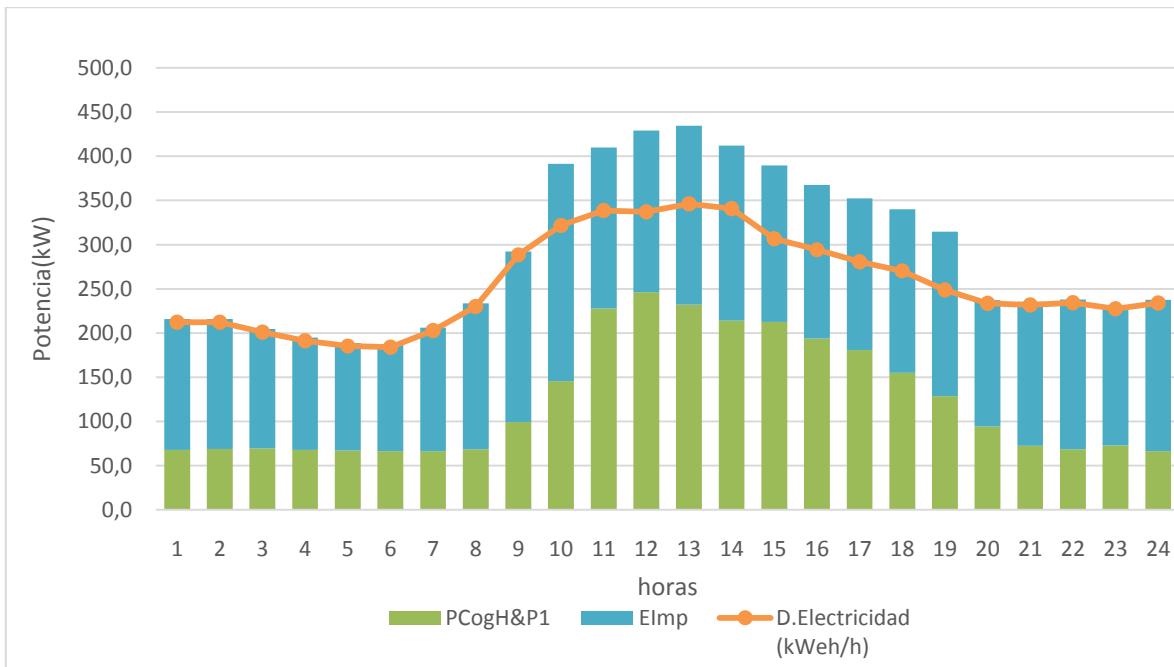


Gráfico 3.8 Consumo de electricidad y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,14 \$/kWh.

Como la demanda de frío es alta, con los equipos de absorción instalados aún no pueden cumplir con la demanda por lo que instala un equipo de enfriamiento por compresión. Desde las 10:00 hasta 19:00 horas es cuando opera la tecnología P2C1 (ver gráfico 3.9), esto se debe a que en esa hora es cuando existe la demanda de calor y el calor generado por la tecnología H&P1 no es suficiente para cubrir la demanda de calor más el consumo de vapor que poseen los equipos de absorción. Todavía es factible importar electricidad de la red para satisfacer la demanda de frío.

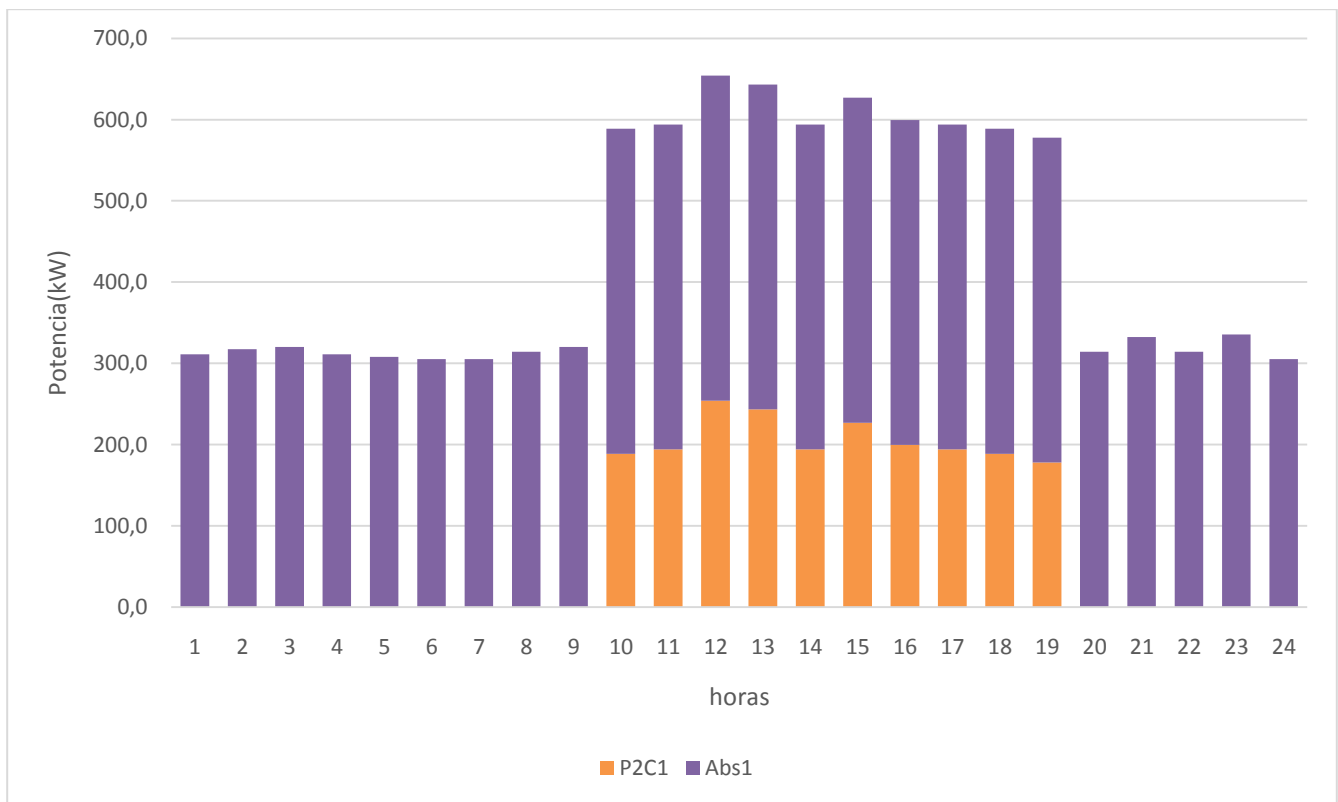


Gráfico 3.9 Consumo y operación de las tecnologías de frío para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,14 \$/kWh.

Caso 5 Precio de la electricidad importada de 0,15 \$/kWh.

En este caso solamente se mencionan las diferencias que posee este con respecto al caso 4 ya que presentan similitudes algunas similitudes en la operación: 1) sustituye la refrigeración por compresión mecánica por la refrigeración por absorción, 2) instala además acumulación de frío para satisfacer los picos de la demanda 3) la generación de calor y electricidad por la tecnología H&P1 es mayor.

Caso 6 Precio de la electricidad de 0,16-0,17 \$/kWh.

En este caso veremos que aparece algo interesante, que es la operación de diferentes tecnologías de cogeneración. En la bibliografía consultada para este trabajo no se ha encontrado este tipo de operación.

En el gráfico 3.10 se observa como en las ocho primeras horas hay una producción de calor, que no está asociada a satisfacer la demanda de calor, sino para producir electricidad y frío.

El módulo de cogeneración P&H1 se mantiene operando cerca de su máxima potencia, mientras H&P2 se opera más cuando hay una mayor demanda de calor.

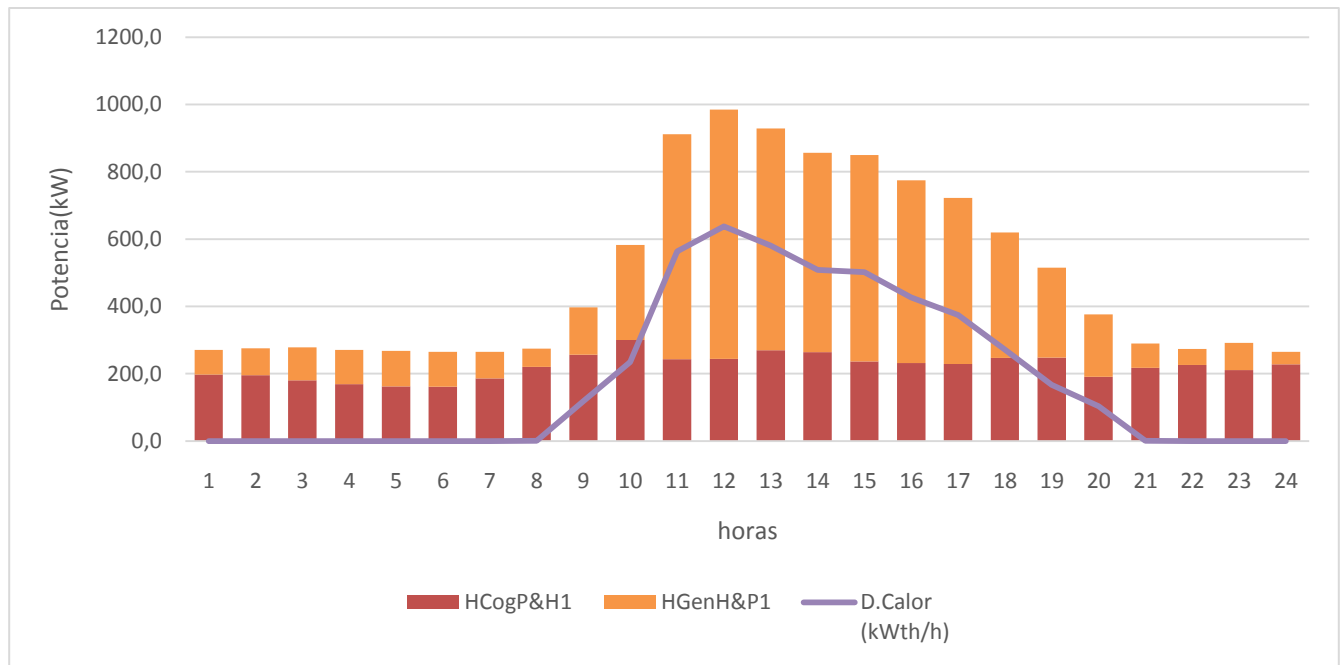


Gráfico 3.10 Consumo de calor y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,16-0,17 \$/kWh.

Obsérvese en el gráfico 3.11 que la electricidad solamente se importa a las 10:00 horas, quiere decir que el sistema es casi capaz de autoabastecerse de electricidad. En todas las horas se mantuvieron generando electricidad conjuntamente ambas tecnologías.

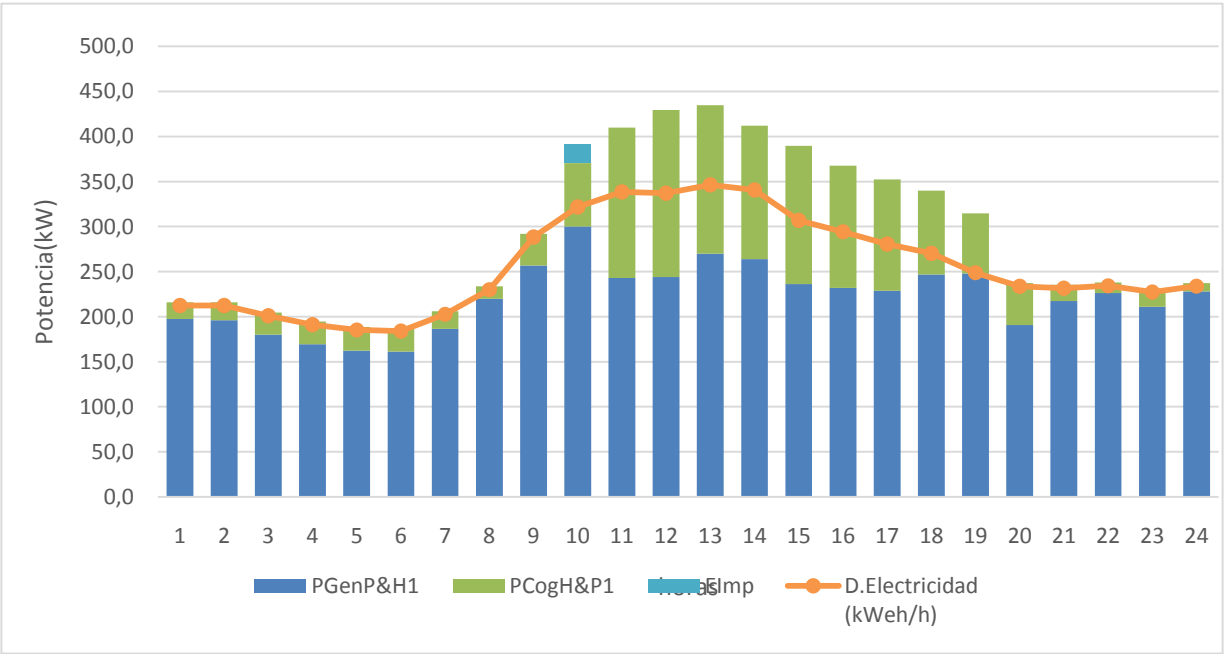


Gráfico 3.11 Consumo de electricidad y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,16-0,17 \$/kWh.

En la gráfica 3.12 se muestra el porcentaje de electricidad producida por cada equipo y el porcentaje que representa la electricidad importada. El módulo de cogeneración (P&H1) prácticamente produce toda la electricidad demandada el cual tiene un valor de 76,4%, mientras que el módulo de cogeneración (H&P1) cubre el 23,3% de la generación y el 0,03% solamente es de electricidad importada.

Distribución porcentual de electricidad producida e importada

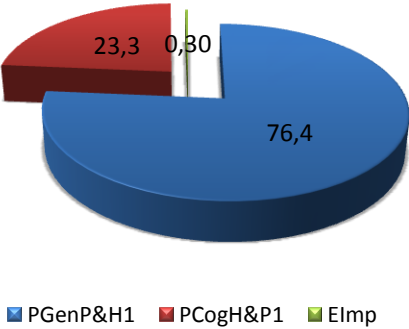


Gráfico 3.12 Distribución porcentual de electricidad producida e importada

Caso 7 Precio de la electricidad importada 0,18 \$/kWh.

A partir del precio de 0,18 \$/kWh en adelante de la compra de electricidad, las tecnologías instaladas y su operación no cambian.

Para satisfacer la demanda de frio el modelo decide que hay que instalar tres equipos de absorción y complementar los picos de la demanda con acumulación de frio.

En cuanto a calor y electricidad este caso tiene algunas similitudes con el caso anterior ya que instala las mismas tecnologías de cogeneración, la diferencia está en la operación y generación de las tecnologías.

En la gráfica 3.13 se aprecia como la planta deja de importar electricidad. Los equipos P&H1 y H&P1 son los encargados de producir toda la electricidad consumida. La generación de electricidad es un 61% por P&H1 y un 39 % por H&P1.

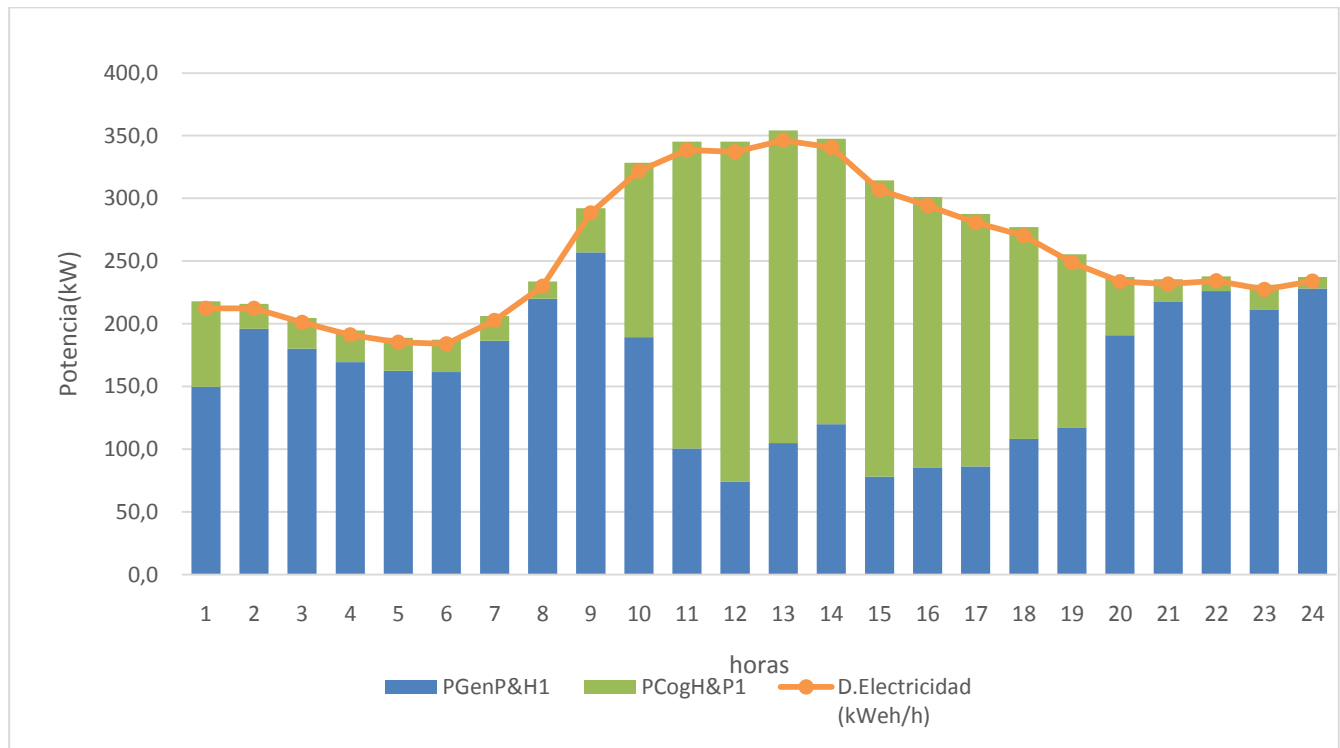


Gráfico 3.13 Consumo de electricidad y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,18 \$/kWh.

La demanda de calor comienza en el horario comprendido entre las 9:00 y 20:00 horas. Si se ajusta a ver quién produce más electricidad en ese horario, se ve que la tecnología H&P1 produce un 18% por encima de P&H1 (ver gráfico 3.14).

Distribución porcentual de producción de electricidad desde las 9:00 a las 20:00 horas

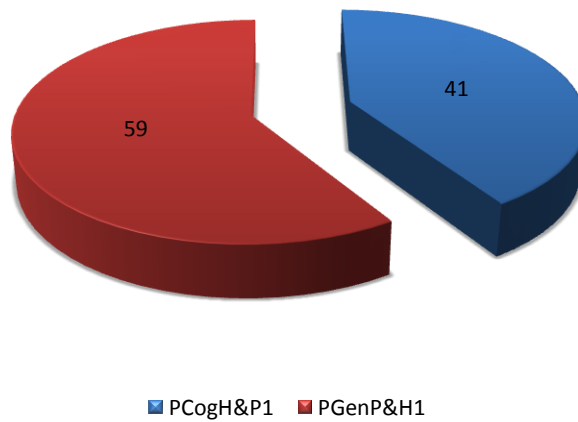


Gráfico 3.14 Distribución porcentual de producción de electricidad desde las 9:00 a las 20:00 horas.

3.2 Análisis de sensibilidad al precio de venta de electricidad

En este epígrafe comenzaremos manteniendo el último precio de la electricidad del epígrafe anterior el cual fue de 0,18 \$/kWh. Se varió el precio de la electricidad exportada desde un valor de 0,01-0,14 \$/kWh y mantuvo la misma configuración que en el caso 7 anterior (no exportó electricidad). Cuando se toma el valor de 0,15 \$/kWh comienza a exportar electricidad a la red (ver gráfico 3.15).

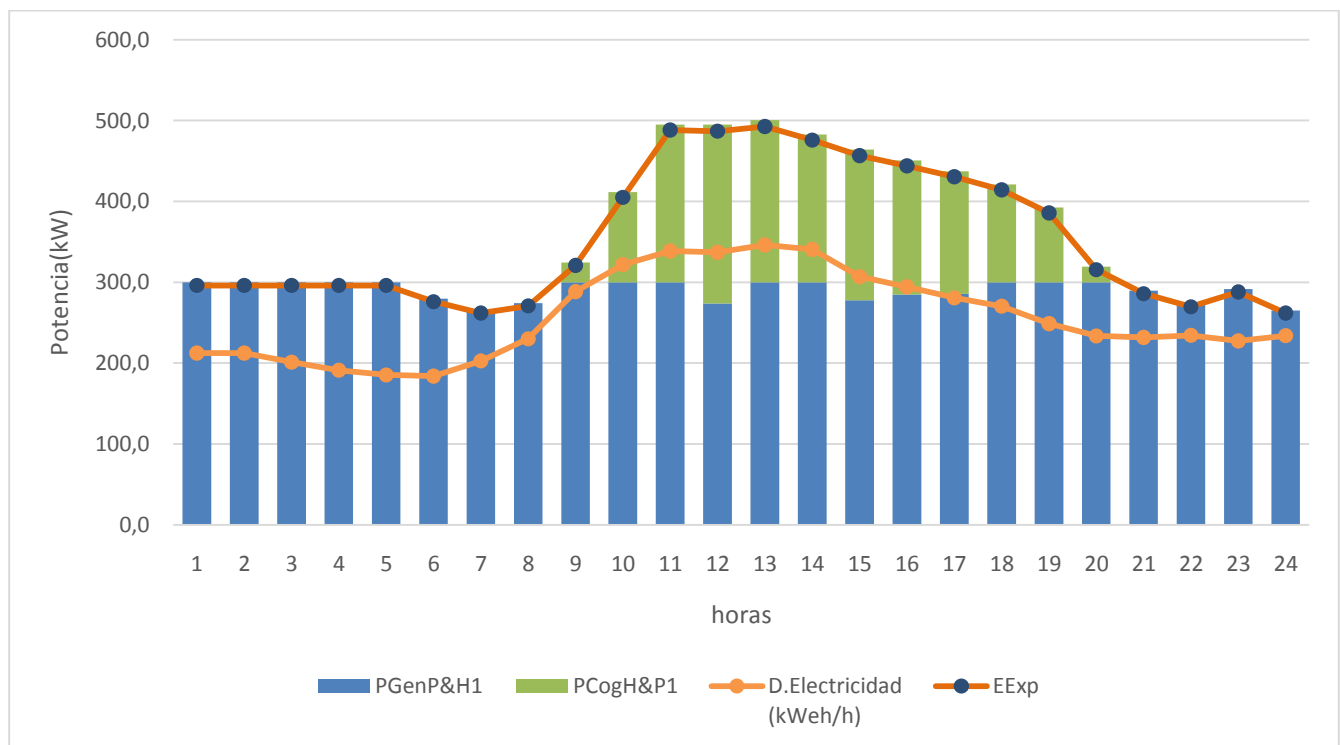


Gráfico 3.15 Consumo de electricidad y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,18 \$/kWh y EExp 0,15 \$/kWh.

La diferencia entre la curva de electricidad exportada (EExp) y la curva de demanda de electricidad es el valor de EExp. Las tecnologías instaladas siguen siendo las mismas pero su operación es distinta.

El módulo de cogeneración P&H1 opera de forma individual en las horas donde no hay demanda de calor y consigue con esto generar electricidad para satisfacer la demanda, además vender a la red y también generar calor para satisfacer la demanda de frío con los equipos de refrigeración por absorción (ver gráfico 3.16).

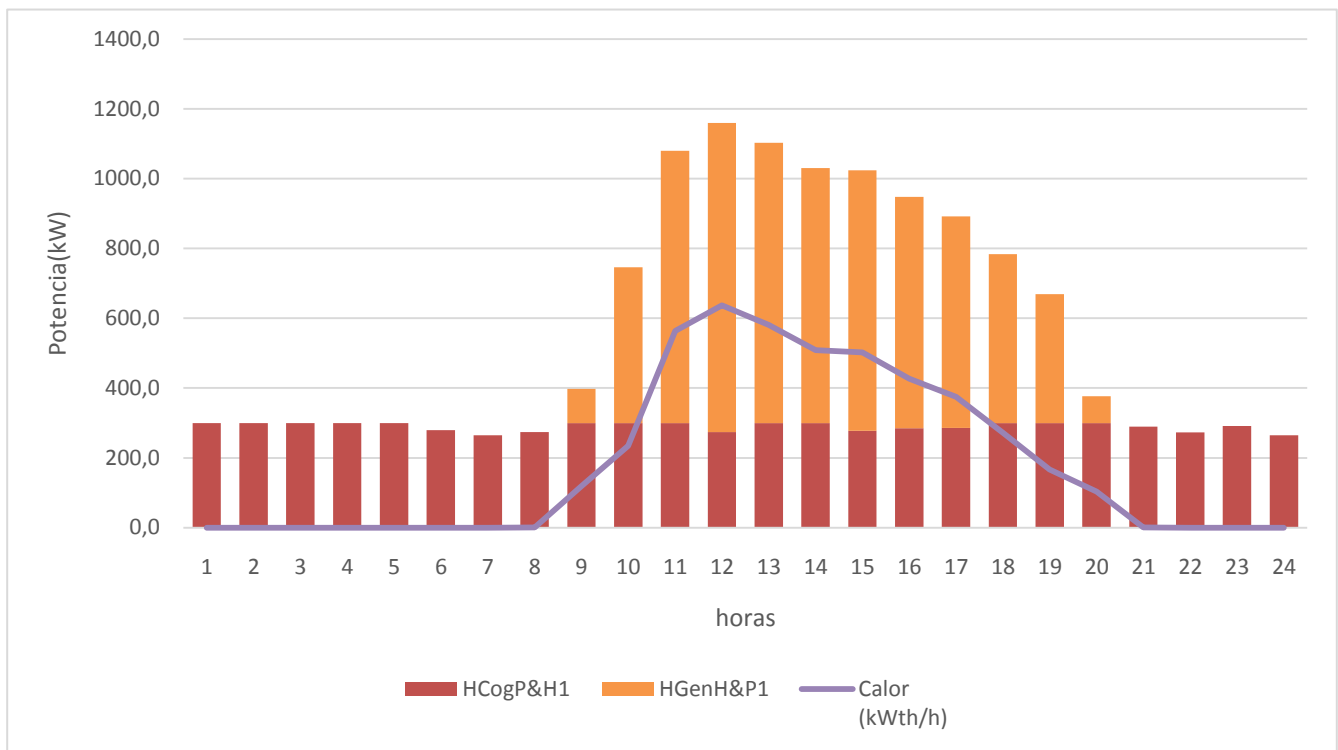


Gráfico 3.16 Consumo de calor y operación de las tecnologías para las diferentes horas del día a un precio de Elmp 0,18 \$/kWh y EExp 0,15 \$/kWh.

Para precios mayores de 0,15 \$/kWh de EExp el modelo comienza a instalar tecnologías de P&H y trata de convertirse en vendedor de electricidad. Esto sucede debido a que estas tecnologías poseen una alta relación electricidad calor.

3.3 Análisis caso de estudio

Con las demandas de calor, frío y electricidad del Hospital Arnaldo Milián Castro se realiza un análisis de cuáles son las tecnologías óptimas a instalar en dicho lugar.

En la tabla 3.5 se muestran las tecnologías seleccionadas para el caso de estudio el cual tiene precios de compra venta de electricidad de 0,21 y 0,11 \$/kWh respectivamente.

Tabla 3.4 Tecnologías seleccionadas caso de estudio

Nombre de la tecnología	P&H1	H1	H2	P2C1	P2C2	Abs	Alm (m ³)	Bombeo (m ³ /h)
Unidades	1	1	1	1	1	1	9	5

El gráfico 3.17 contiene la operación de las tecnologías que generan calor. El motor opera las 24 horas, mientras que las calderas H1 y H2 operan cuando comienza la demanda de calor. El calor producido por el P&H1 en las horas donde no hay demanda de calor, es utilizado por el equipo de absorción. En las horas que están operando las tres tecnologías (P&H1, H1 y H2) se nota que hay un calor excedente, el cual también es utilizado por el equipo de absorción.

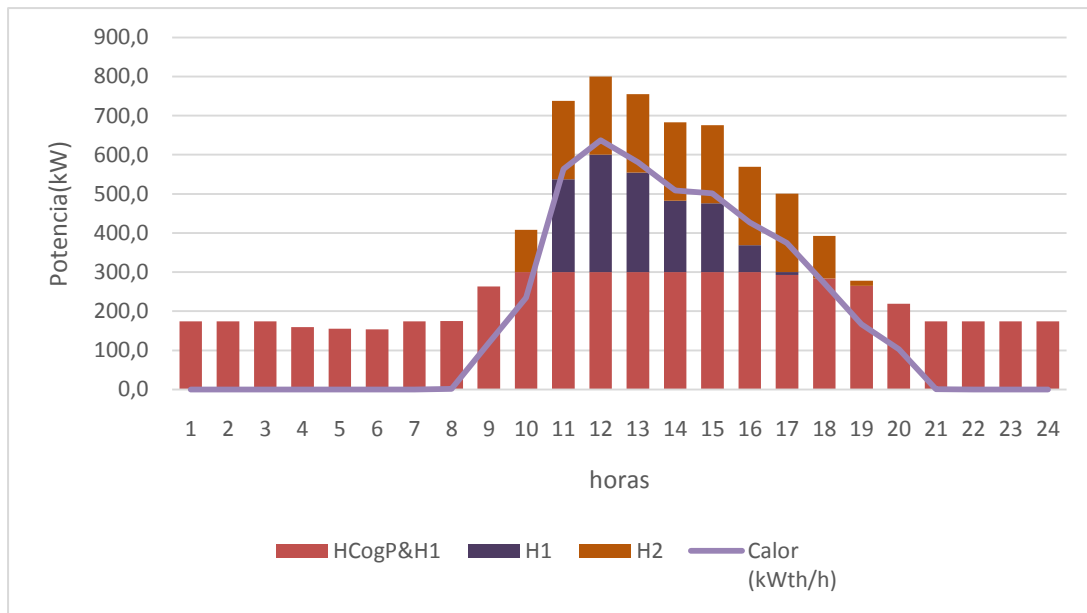


Gráfico 3.17 Consumo de calor y operación de las tecnologías para el caso de estudio

Por la parte de frío el equipo de absorción y el equipo de enfriamiento por compresión P2C1 operaron conjuntamente todo el día, mientras que el equipo de enfriamiento por compresión

P2C2 y el almacenamiento de frío operaron en las donde existía mayor demanda, el almacenamiento solo se utilizó para cubrir un pico de la demanda.

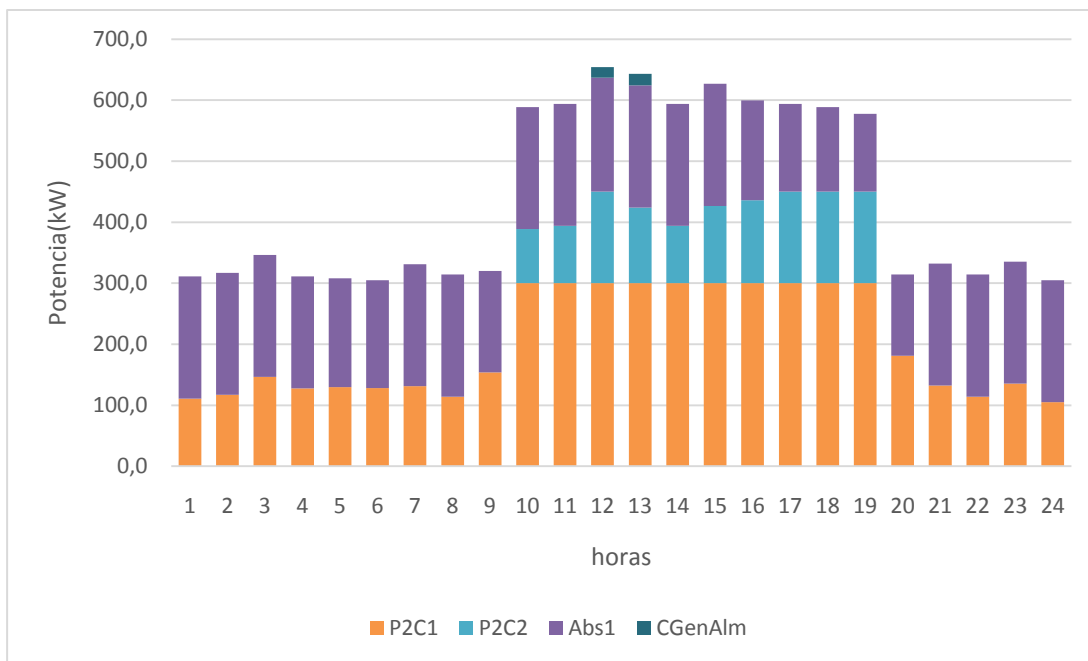
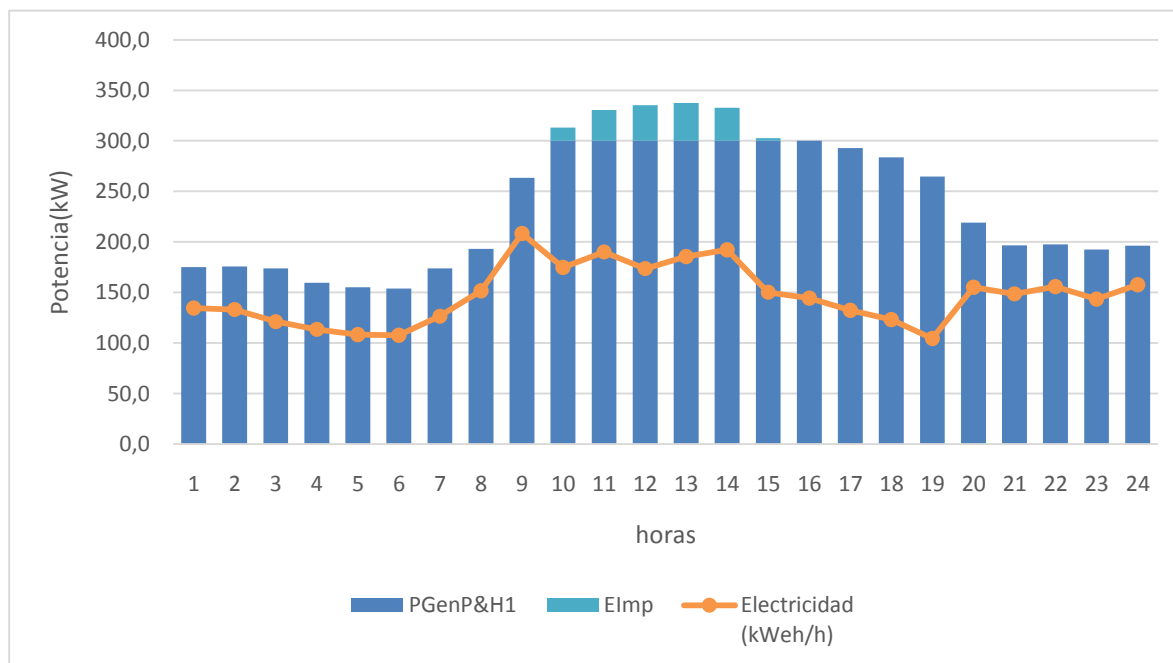


Gráfico 3.18 Consumo de frío y operación de las tecnologías para el caso de estudio

La tecnología P&H1 generó electricidad por encima de la demanda, lo que permitió que no se comprara electricidad en todos los momentos, solo se importó a partir de las 10:00 hasta las 14:00 horas.



3.4 Análisis financiero para el caso de estudio.

Para el análisis financiero se supuso que el hospital tenga que remodelar toda su estructura energética. El caso base es sin la posibilidad de cogenerar y el caso alternativo es el caso planteado anteriormente. Las tecnologías instaladas por el caso base serían dos unidades de H1, una unidad de H2, dos unidades de P2C1. El costo de operación de la planta diario en el caso base es de \$1891 y en el caso de alternativo es de \$1586. En la tabla 3.6 se muestran los resultados obtenidos del análisis financiero.

Tabla 3.5 Análisis financiero.

Costo operación Caso Base sin CHP	690 215	\$/año
Costo de operación Caso alternativo CHP	578 890	\$/año
Flujo de caja	111 325	\$/año
Vida útil del proyecto	20	año
Tasa de descuento	10	%
Inversión Caso Base	260 660	\$
Inversión Caso Alternativo	875 190	\$
VAN	337 242	\$
TIR	17,4	%

El costo de operación de la planta es de 690 215 \$/ año en el caso base y 578 890 \$/año el caso alternativo, lo que representa un ahorro la planta de 111 325 \$/año. El valor actual neto (VAN) de la inversión al final de la vida útil es igual a un valor de \$ 337 242. La tasa interna de retorno (Minciuc et al.) es de 17,4 % lo cual quiere decir que es un proyecto rentable al ser esta superior a la rentabilidad mínima exigida al proyecto expresada en una tasa de descuento de 10%.

Este análisis se realizó para un precio de venta de la electricidad de 0,14 \$/kWh y los resultados fueron similares. Las tecnologías instaladas fueron las mismas, la TIR fue de 17,3 % y el VAN fue de \$ 330 880 lo cual muestra una robustez del modelo ante la variación de los precios de venta de la electricidad exportada, lo cual es lógico considerando los bajos niveles de exportación de la alternativa encontrada por el modelo.

Conclusiones parciales del capítulo

- 1- En el análisis de sensibilidad de la variación del precio de electricidad importada se tiene que los precios que van de 0,01 hasta 0,08 \$/kWh hora no estimulan a que se aplique la cogeneración.
- 2- Para el caso donde no se importa electricidad el modelo posee su mayor robustez para un precio de la electricidad importada de 0,18 \$/kWh en adelante.
- 3- El uso de almacenamiento de frío para cubrir demandas picos resulta ser ventajoso para casi todos los casos analizados.
- 4- Para una tasa de descuento del 10% el proyecto alternativo posee una rentabilidad del 17,4% y el VAN es de \$ 337 242.
- 5- Mientras la base de datos de tecnologías sea mayor, mejores serán los resultados obtenidos.

Conclusiones

1. Con el uso de tecnologías de cogeneración se mejora la eficiencia del sistema, disminuye el consumo de combustible y reduce la contaminación ambiental global.
2. El empleo de procedimientos de optimización permite encontrar la configuración óptima de una planta, el dimensionado de los equipos y evaluar la mejor estrategia de operación.
3. Se obtuvo el modelo físico por componentes del sistema siendo estos, módulos de cogeneración, calderas auxiliares, equipos de refrigeración por compresión, equipos de refrigeración por absorción, almacenamiento de frío.
4. El precio de la electricidad tanto importada como exportada juegan un papel fundamental a la hora de decidir si se instalan tecnologías de cogeneración en un lugar.
5. Se evaluó el procedimiento de optimización desarrollado en el HAMC arrojando los siguientes resultados TIR del 17.4% y el VAN es de \$ 337 242.

Recomendaciones

La realización de un modelo no lineal para obtener un análisis más detallado de la operación de las diferentes tecnologías.

Perfeccionar la base de datos para una mejor instalación de tecnologías.

Realizar un análisis profundo de las demandas de calor, frío y electricidad y aplicar el uso de las redes neuronales para obtener un esquema robusto.

Bibliografía

- AAEE 2003. *La cogeneración en el Plan Nacional de asignación de CO2*, Madrid.
- ARCURI, P., FLORIO, G. & FRAGIACOMO, P. 2007. A mixed integer programming model for optimal design of trigeneration in a hospital complex. *Energy*, 32, 1430-1447.
- BIEZMA, M. V. & CRISTÓBAL, J. R. S. 2006. Investment criteria for the selection of cogeneration plants--a state of the art review. *Applied Thermal Engineering*, 26, 583-588.
- CONAE 1999. *EFICIENCIA ENERGÉTICA EN SISTEMAS INDUSTRIALES. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE PREVIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN.*
- EDUCOGEN March 2001. A GUIDE TO COGENERATION *In: XVII/4.1031/P/99-159*, E. C. N. (ed.), The European Association for the Promotion of Cogeneration Page 1 rue Gulledele 98 • 1200 Brussels • Belgium
- FIUBA, F. I. U. B. A. *Sistemas, modelos y simulación.*
- FRANGOPOULOS, C. 2001. EDUCOGEN, The European educational tools on cogeneration. *European Commission. Dec.*
- FRANGOPOULOS, C. A. & DIMOPOULOS, G. G. 2004. Effect of reliability considerations on the optimal synthesis, design and operation of a cogeneration system. *Energy*, 29, 309-329.
- FRANGOPOULOUS, C. A. 2001. EDUCOGEN, The European educational tools on Cogeneration.
- GRUPO NOVA ENERGÍA. 2014. *Máquinas de absorción* [Online]. Available: www.gruponovaenergia.com 2015].
- HORII, S., ITO, K., PAK, P. S. & SUZUKI, Y. 1987. Optimal planning of gas turbine cogeneration plants based on mixed-integer linear programming. *INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH*, 11, 507-518.
- LAZZARETTO, A. & TOFFOLO, A. 2004. Energy, economy and environment as objectives in multi-criterion optimization of thermal systems design. *Energy*, 29, 1139-1157.
- LOZANO, M. A. 1997. Operación óptima de una planta de cogeneración. *Información Tecnológica*, 8, 11-18.

- LOZANO, M. A. Analisis y diseño de ciclos combinados con EES. I Jornadas Nacionales de Ingeniería Termodinámica, 1999 Badajoz, España.
- LOZANO, M. A., RAMOS, J. & SANCHEZ, S. 2005. Optimización de sistemas de trigeneración para hospitales. *VIII Congreso Iberoamericano de Aire Acondicionado, Calefacción y Refrigeración*. Montevideo, Uruguay.
- MAYA, C. R. & MARCUELLO, J. U. 2008. Tecnologías motriz primario para poligeneración.
- MINCIUC, E., LE CORRE, O., ATHANASOVICI, V., TAZEROUT, M. & BITIR, I. 2003. Thermodynamic analysis of tri-generation with absorption chilling machine. *Applied Thermal Engineering*, 23, 1391-1405.
- ROQUE DÍAZ, P. B. M., J. 2008. Evaluación termoeconómica de un sistema complejo generalizado de trigeneración. *V Taller Internacional de Energía y Medio Ambiente*. Cienfuegos, 23 al 25 de Abril de 2008.
- ROQUE DÍAZ, P. R. 2011. La cogeneración en el sector terciario. Perspectivas e impacto ambiental. *Conferencia Internacional Medio Ambiente Siglo XXI*
- RUBIO MAYA, C. 2009. *Producción combinada de electricidad, calor, frío y agua, de forma sostenible en el sector turístico*. . Tesis Doctoral, Universidad de Zaragoza.
- SALA LIZARRAGA, J. M. 1994a. *Cogeneración, Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos*, Bilbao, Universidad del país Vasco
- SALA LIZARRAGA, J. M. 1994b. *Cogeneración. Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos.*, Bilbao, Servicio Editorial Universidad del País Vasco.
- TH. BRENSCHEIDT, K. JANOWITZ, H.-J. SALGE, WENDTT, H. & BRAMMER\$, F. 1998. Performance of ONSI PC25 PAFC Cogeneration Plant. *International Association for Hydrogen Energy* 23, 53-56.
- TRIGEMED 2003. Promotion of tri-generation technologies in the tertiary sector in mediterranean countries.
- WEBER, C., MARÉCHAL, F., FAVRAT, D. & KRAINES, S. 2006. Optimization of an SOFC-based decentralized polygeneration system for providing energy services in an office-building in Tōkyō. *Applied Thermal Engineering*, 26, 1409-1419.

ANEXOS

Anexo 1 Demandas utilizadas para validar el modelo.

Frio (kW _c h/h)	Calor (kW _t h/h)	Electricidad (kW _e h/h)
311	0	212
317	0	212
320	0	201
311	0	191
308	0	185
305	0	184
305	0	203
314	1	230
320	119	288
589	235	322
594	564	339
654	637	337
643	581	346
594	509	341
627	502	307
600	427	294
594	375	281
589	272	270
578	167	249
314	100	234
332	1	232
314	0	234
335	0	227
305	0	234