



Universidad Michoacana de San Nicolás de
Hidalgo

Facultad de Ingeniería Química

División de Estudios de Posgrado

Doctorado en Ciencias en Ingeniería Química

Grupo de Ingeniería de Procesos



***Diseño óptimo de sistemas de
poligeneración sustentables para
unidades habitacionales.***

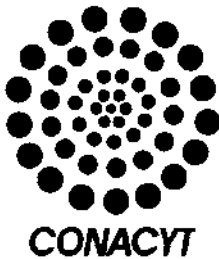
T E S I S

Que para obtener el grado de Doctor en Ciencias en
Ingeniería Química presenta:

Luis Fabián Fuentes Cortés

Asesor:

Dr. José María Ponce Ortega



Morelia Michoacán. Junio 2017

*La gratitud, como ciertas flores, no se da en la altura y
mejor reverdece en la tierra buena de los humildes.*

José Martí

Agradecimientos

Este trabajo no hubiera sido posible sin la valiosa colaboración de las siguientes personas:

Dr. José María Ponce Ortega, por su labor como asesor, valiosas aportaciones tanto al trabajo como a mi formación como investigador, como persona y convertirse en un ejemplo a seguir en el aspecto profesional.

Dr. Víctor M. Zavala Tejeda gracias por orientarme en nuevas perspectivas dentro del área de procesos y por su aporte a mi formación como generador de conocimiento.

A los profesores Dr. Medardo Serna, Dr. Fabricio Napoles, Dr. Carlos Rubio Maya y Dr. José Agustín Castro por su apoyo en la revisión del trabajo, sus aportes durante las sesiones semestrales y su ayuda profesional y administrativa para que este proyecto se llevara a cabo.

A mis compañeros del grupo de procesos de la FIQ – UMSNH, especialmente a Juan Martínez, Ezequiel Santibañez, Ramón González, Ilse Hernández, Karla Arredondo y Javier Tovar por su colaboración, amistad y apoyo.

A los compañeros del grupo de optimización de sistemas en UW – Madison, especialmente a Alex W. Dowling y Yankai Cao, por su apoyo, paciencia y las cosas que aprendí, tanto a nivel profesional como personal.

A la Facultad de Ingeniería Química de la UMSNH y al CONACyT por el apoyo institucional y económico para llevar a cabo el proyecto de posgrado.

Dedicatoria

A las tres mujeres más importantes en mi vida: Mi hija Ana Victoria, mi esposa Melyda Oralia y mi mamá Naborina. Gracias por su apoyo, paciencia, por formarme como persona y por ser la fuente de mi inspiración y orgullo.

A mi padre, Homero Fuentes, por enseñarme el valor del trabajo, por su apoyo constante para llevar a cabo este proyecto de vida y continuar en la difícil labor de enseñarme a ser buen padre y esposo.

A mis hermanos Héctor, Hugo, Edgar y Claudia por compartir los buenos y los malos momentos y por que no tengo mejores amigos en el mundo.

A mis amigos Jorge Tena, Eduardo Rodríguez, Nancy Martínez, Sixtos Antonio, José Luis Corona, Denise Cabrera, Yanira Solis, Brenda y Edgar Villalpando, Eduardo Arroyo, Luis Cárdenas, Julio Reyes, Francisco Zapien, Alejandra Rodríguez, Daria Rodríguez, Oscar Cárdenas, Oziel Arellano, Abraham Becerra, David, Michel, Emiliano, Berenice, Gerardo, Adalberto, Gunnary, Caliche, Roberto, Liliana, José Luis, Emma, Mary, Adriana. Gracias por su apoyo, por estar ahí para conversar, compartir una bebida y para avanzar juntos en esto que se llama vida.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Índice de Figuras	6
Índice de Tablas.....	7
Nomenclatura.....	8
Resumen	10
Abstract.....	11

CAPÍTULO I: GENERALIDADES Y ANTECEDENTES.

1.1 Modelos de generación eléctrica y servicios de calefacción	12
1.1.1 Generación Centralizada.....	13
1.1.2 Generación Distribuida	15
1.1.2.1 Tendencias en el diseño de sistemas de generación distribuida	16
1.1.2.1.1 Sistemas aislados	17
1.1.2.1.2 Redes inteligentes	17
1.1.2.1.3 Micro-redes	18
1.1.2.1.4 Hub's energéticos.....	18
1.2 Sistemas multi-producto	19
1.2.1 Cogeneración	19
1.2.1.1 Tecnologías avanzadas de cogeneración (CHP)	20
1.2.1.1.1 Motor de combustión interna.....	20
1.2.1.1.2 Celdas de combustible.....	20
1.2.1.1.3 Micro-turbinas	21
1.2.1.1.4 Motor Stirling.....	22
1.2.2 Trigeneración	22
1.2.2.1 Tecnologías de generación de frío	22
1.2.3 Poligeneración.....	24
1.3 Problematización del diseño óptimo de sistemas multi-producto	25
1.3.1 Conceptos de modelación de sistemas de suministro energético.....	26
1.3.1.1 Definición de un algoritmo de optimización.....	26
1.3.1.2 Funciones objetivo y restricciones	26
1.3.1.3 Clasificación de los modelos de optimización	27

1.3.1.4	Métodos de optimización	28
1.3.1.5	Optimización multi-objetivo	28
1.3.1.6	Software de optimización.....	29
1.3.2	Objetivos de diseño en sistemas de generación de energía.....	30
1.3.3	Perfiles de consumo de energía	32
1.3.4	Selección y dimensionamiento de la estructura tecnológica.....	33
1.3.5	Almacenamiento de energía	34
1.3.6	Interacción con redes locales y clientes externos.....	35
1.3.7	Política de operación del sistema	36
1.3.8	Externalidades e impacto ambiental	37
1.3.8.1	Emisiones de gases de efecto invernadero (GHGE)	37
1.3.8.2	Consumo de agua	38
1.4	Generalidades del proyecto.....	38
1.4.1	Objetivos Generales y Particulares.....	38
1.5	Casos de Estudio	39
1.5.1	Parámetros operativos de las tecnologías consideradas.....	39
1.5.2	Parámetros ambientales y condiciones del mercado energético	40
1.5.3	Caso Morelia.....	40
1.5.4	Caso Lázaro Cárdenas.....	41

CAPÍTULO II: Diseño óptimo de sistemas de poligeneración

2.1	Modelación de la superestructura para un sistema de trigeneración	43
2.1.1	Modelo termodinámico de operación de las unidades CHP	45
2.1.2	Sistema de almacenamiento térmico.....	46
2.1.3	Sistema de refrigeración por absorción.....	47
2.1.4	Equipos de calefacción auxiliares.....	47
2.1.5	Suministro de energía eléctrica e interacción con la red local	48
2.1.6	Suministro de demanda de agua caliente	48
2.1.7	Dimensionamiento y configuración del sistema	49
2.2	Definición de objetivos de diseño	50
2.2.1	Objetivos económicos	50

2.2.1.1 Costo de capital	50
2.2.1.2 Costo de operación y mantenimiento	51
2.2.1.3 Costo de combustible	51
2.2.1.4 Costo de la energía comprada a la red local.....	51
2.2.1.5 Ingresos por venta de energía.....	52
2.2.1.6 Costo total anual.....	52
2.2.2 Objetivos ambientales.....	52
2.2.2.1 Generación de emisiones.....	52
2.2.2.2 Consumo de agua	53
2.3 Estrategia de optimización	53
2.4 Resultados y diseño de la configuración tecnológica.....	54

CAPÍTULO III: Control óptimo y tratamiento de externalidades.

3.1 Estructura de un esquema de control óptimo de un sistema de cogeneración.....	58
3.1.1 Modelo termodinámico de la operación del sistema CHP.....	59
3.1.2 Suministro de combustible.....	59
3.1.3 Dinámica del sistema de almacenamiento térmico	60
3.1.4 Suministro de agua caliente	60
3.1.5 Interacción con la red local y suministro de electricidad.....	60
3.2 Objetivos de control y tratamiento de externalidades	61
3.2.1 Objetivo Económico	61
3.2.2 Monetización de externalidades.....	61
3.2.3 Valoración directa de externalidades y generación de soluciones compromiso .	61
3.3 Resultados	62
3.3.1 Relaciones entre monetización y la solución compromiso	65

CAPÍTULO IV. Métricas y factores asociados al diseño de sistemas de poligeneración.

4.1. Variables que generan incertidumbre.....	67
4.1.1 Variables económicas	67
4.1.2 Variables ambientales	68
4.1.3 Variables de demanda	68

4.1.4	Método Multi-escenario.....	68
4.1.5	Multi-objetivo	70
4.1.6	Análisis de sensibilidad.....	72
4.2	Seguridad Inherente	72
4.2.1	Análisis de riesgo cuantitativo	73
4.2.2	Dimensionamiento del almacenamiento de combustible.....	74
4.2.3	Riesgo asociado al sistema.....	74
4.2.4	Solución multi-objetivo	76

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

5.1	Conclusiones.....	79
5.2	Trabajo futuro	80
	Referencias	81

ANEXOS

I.	Código GAMS problema de trigeneración.....	95
II.	Código Julia Control Óptimo y Externalidades.....	98
III.	Artículos publicados	102

Índice de Figuras

Figura	Descripción	Página
1	Comparación de eficiencia de sistemas convencionales y CHP	19
2	Operación de un motor de combustión interna.	21
3	Precios de compra-venta de energía eléctrica.	40
4	Demandas energéticas semanales de verano. Caso Morelia.	41
5	Perfiles de consumo energético y temperatura. Caso Morelia.	42
6	Perfiles de consumo energético, radiación y temperatura. Caso Lázaro Cárdenas.	42
7	Planteamiento del problema. Planta de trigeneración.	43
8	Superestructura para el diseño CCHP	44
9	Frente de Pareto. Problema de trigeneración.	55
10	Políticas de operación de las soluciones obtenidas.	57
11	Estructura del problema de control óptimo.	58
12	Frente de Pareto, problema de control óptimo.	62
13	Comparativa en uso de biogás.	64
14	Política de operación, sistema CHP.	65
15	Configuración de escenarios aleatorios.	69
16	Frentes de Pareto en análisis con incertidumbre.	71
17	Análisis de sensibilidad.	72
18	Superficie de Pareto. Problema riesgo	76
19	Relación entre el dimensionamiento del SF y la función Risk.	77

Índice de Tablas

Tabla	Descripción	Página
1	Parámetros técnicos y económicos de las tecnologías utilizadas.	39
2	Parámetros ambientales y de mercado energético.	40
3	Resultados del proceso de optimización. Problema de trigeneración.	55
4	Valores de las funciones objetivo. Problema de control.	63
5	Configuraciones del análisis económico bajo incertidumbre.	71
6	Configuraciones del análisis de emisiones bajo incertidumbre.	71
7	Configuración tecnológica. Problema riesgo.	77

Nomenclatura

Acrónimos

Símbolo	Descripción
AC	Refrigerador por absorción
amb	Ambiente
B	Boiler
Bio	Biogás
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CHP	Combined Heat and Power
CCHP	Combined Cooling Heat and Power
ChW	Agua enfriada
CL	Carga de refrigeración
CW	Agua fresca
D	Demandas de energía eléctrica o agua caliente
FC	Celda de combustible
FS	Almacenamiento de combustible
Fuel	Combustible
GC	Generación centralizada
GD	Generación Distribuida
GRID	Energía enviada a la red local
H	Complejo habitacional
ICE	Motor de combustion interna
LB	Límite Inferior (Lower Bound)
loss	Pérdida de calor, generalmente convectiva.
MAX	Máximo
MIN	Mínimo
MINLP	Programación Mixta Entera No Lineal
MT	Microturbina
NG	Gas Natural
NLP	Programación no Lineal
OM	Operación y Mantenimiento
P	Purga
Purchase	Energía comprada a la red
sc	Escenario
SC	Colector Solar
SE	Motor Stirling
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell
ST	Tanque de almacenamiento térmico
T	Total
UB	Límite superior (Upper Bound)
UP	Punto utópico (Utopia Point)

Variables, sets y parámetros

Símbolo	Descripción	Unidades
A	Área operativa o de pérdida convectiva	m ²
C _p	Capacidad calorífica	kWh/kg°C
COP	Coefficiente de rendimiento	
Cost	Costo	\$
CS	Solución compromiso	
d	Día	día
F	Flujo de combustible	kWh
FC	Costo Fijo	
FGHG	Factor de emisiones	ton CO ₂ /kWh
G	Flujo de agua	Kg.
GHGE	Emisiones de gases de efecto invernadero	ton CO ₂
Heatsale	Ventas de calor	\$/año
HHV	Poder calorífico superior	kWh/Kg
k _F	Factor de anualización	
PL	Carga parcial	
Powersale	Venta de electricidad	\$/año
Q	Flujo de calor	kWh
Risk	Riesgo social	Fatalidades
SW	Consumo de agua	Kg
T	Temperatura	°C
t	Periodo de tiempo (las unidades dependen de la resolución del problema)	h, min
TAC	Costo anual total	\$/año
U	Coefficiente de pérdida convectiva	kWh/m ² °C
UCOM	Precio unitario de costo de mantenimiento y operación	\$/kWh
UCP	Precio unitario de electricidad (venta)	\$/kWh
UPH	Precio unitario de flujo de calor	\$/kWh
V	Volumen	m ³
VC	Costo Variable por unidad de dimensionamiento de un equipo	\$/capacidad
VCP	Precio unitario de electricidad (venta)	\$/kWh
W-AC	Agua enviada al refrigerador por absorción	Kg
W	Flujo eléctrico	kWh
y	Variables binarias, determinan la existencia de un equipo	
α	Radiación solar	kW/m ²
η	Eficiencia	%
β	Exponente de economía de escala	
ρ	Densidad	Kg/m ³
δ	Densidad de población	Habitantes/m ²

RESUMEN

Los sistemas de poligeneración, debido a su flexibilidad de operación y eficiencia, se han convertido en el núcleo tecnológico de los sistemas de generación distribuida. Sin embargo, el diseño y control de estos sistemas envuelve múltiples factores asociados con el tratamiento de la demanda energética, condiciones ambientales, el diseño de las tecnologías, los costos del mercado energético, impacto ambiental y el impacto social de las nuevas tecnologías. En este trabajo se aborda esta problemática en forma integral por medio de algoritmos de optimización. Se consideran objetivos económicos, ambientales y sociales asociados a la operación de sistemas de cogeneración y trigeneración. Los modelos generados permiten determinar la configuración tecnológica y el dimensionamiento del sistema, así como la política de operación. Los resultados muestran como compensar el diseño y operación del sistema con funciones objetivo en conflicto y el impacto de la valoración de externalidades en la operación del sistema.

Palabras clave: Poligeneración; CHP; Optimización multi-objetivo; Valoración de externalidades; Perfiles de consumo de energía.

ABSTRACT

Polygeneration systems, due to their operation flexibility and efficiency, have become in the technological core of distributed generation systems. However, design and control of these systems involve multiple factors associated with energy demand treatment, ambient conditions, design of technologies, energy market costs, environmental impact and social impact of new technologies. In this work, these problems are addressed in an integral methodology using optimization algorithms. Economic, environmental and social objectives associated to the operation of cogeneration and trigeneration systems are considered. Generated models allow determining technological configuration, sizing and operation policy of the system. Results show how to compensate between different design objective functions in conflict and the impact of valuation of externalities in the operation of the system.

CAPÍTULO I. GENERALIDADES Y ANTECEDENTES

1.1 Modelos de generación eléctrica y servicios de calefacción.

Históricamente, el desarrollo económico de una sociedad está ligado al incremento del consumo energético. Durante la Revolución Industrial (mediados del siglo XVIII – 1840), con la llegada de la máquina de vapor, el desarrollo de las primeras fábricas y la instauración de un modelo de producción en el cual el crecimiento de la producción rebasó al crecimiento demográfico, grandes cantidades de energía fueron requeridas y la leña, utilizada hasta entonces como combustible primario en las actividades económicas, fue desplazada por un combustible fósil: el carbón (Cunningham, 2003). En ese entonces, las necesidades industriales de energía se limitaban a la energía térmica, en forma de calor, necesaria para echar a andar las calderas y los hornos de las primeras industrias.

Las economías cambiaron radicalmente, pasando desde la producción local y autosuficiente orientada al consumo propio, a depender completamente del comercio de materias primas y productos procedentes de lugares lejanos. En este contexto, surgió una nueva fuente de energía que dio un impulso definitivo al desarrollo de la sociedad: el petróleo. Los primeros usos de éste fueron como lubricante y como combustible para iluminación. Sin embargo, su importancia se acentuó con el desarrollo del motor de combustión interna (1860), cuya principal aplicación estuvo dirigida a las actividades de transporte. El petróleo no reemplazó totalmente al carbón como combustible. En las aplicaciones industriales ambos combustibles compartieron importancia dependiendo de la disponibilidad y precio del recurso.

A finales del siglo XIX comenzó a utilizarse la energía eléctrica, al principio sólo con fines de iluminación y en la operación del telégrafo. Para mediados del siglo XX se había convertido en una de las formas de energía más utilizada. El desarrollo de múltiples dispositivos eléctricos, desde lámparas hasta motores, potencializó el desarrollo de la industria eléctrica (EPEC, 2010). La generación de electricidad se realiza por medio de la transformación de fuentes como el carbón, gas natural, petróleo, agua, viento, energía nuclear, geotermia y otras fuentes.

El desarrollo de nuevas fuentes y formas de generación de energía ha propiciado el desarrollo industrial y económico de las sociedades. Este desarrollo conlleva el incremento de los niveles de vida, el consumo de satisfactores y, por ende, el uso de energía. La

industria actual consume tanto energía eléctrica como energía térmica para suplir sus necesidades de potencia y calor. A nivel doméstico, los requerimientos energéticos son diferentes en escala, pero son similares en especie: electricidad para suplir las necesidades de iluminación y potencia y calor para necesidades de calefacción, aire acondicionado y agua caliente. Para suplir ambas demandas se han desarrollado diferentes esquemas de generación, distribución y consumo de energía. En la actualidad, existen dos modelos de generación, distribución y consumo de energía: generación centralizada (GC) y generación distribuida (GD). Dependiendo del desarrollo tecnológico, las necesidades del consumidor final y la disponibilidad de recursos la industria eléctrica utiliza uno u otro esquema o combinaciones de ambos.

1.1.1 Generación centralizada.

La ubicación de las primeras centrales de generación de energía fue determinada por la disposición de recursos. Las posibilidades de abastecimiento o caídas de agua, recursos geotérmicos, yacimientos de combustible o zonas con potenciales solares o eólicos han determinado históricamente la geolocalización de las grandes centrales de producción de energía. En nuestros días, la mayor parte de la producción energética se realiza en grandes instalaciones centralizadas, en las cuales diversas fuentes de energía son transformadas en energía eléctrica para su transporte a largas distancias. Esto obliga a dotar al sistema de una compleja infraestructura para hacer llegar la energía al consumidor final.

La mayoría de las plantas de generación tienen acoplada una subestación que eleva la corriente generada a corriente de alta tensión. El transporte, desde la central de generación hasta las subestaciones de distribución, se lleva a cabo a través de líneas de cableado de alta tensión. La red de distribución envía la energía a los centros de transformación donde se regula el voltaje de acuerdo a las necesidades del consumidor final ya sea industrial o doméstico. Este proceso conlleva problemas de tipo técnico y económico.

A medida que las redes son más extensas, los costos de capital, mantenimiento y operación aumentan. El costo asociado a la planta física del sistema no es el único problema. Debido a las grandes distancias entre el centro de producción y los consumidores finales, las pérdidas de energía asociadas al transporte y distribución son significativas. En México, estas pérdidas alcanzan hasta el 17 % de sobre la producción total de energía eléctrica. Estas pérdidas se traducen en costos económicos, no sólo por el costo de la

energía pérdida, sino por que implican un incremento en la generación para suplir las pérdidas, lo cual conlleva un aumento en el consumo de combustible y horas de operación de la planta (Jiménez et al., 2014).

La distancia entre el consumidor final y la planta de generación también añade problemas en la calidad del suministro. Evitar fenómenos de caída de tensión, *flicker* o caída del suministro, se vuelve más complicado a medida que crece el sistema. Los problemas de calidad eléctrica pueden provocar el funcionamiento incorrecto de procesos y equipos o llegar a la interrupción de los mismos. Y las consecuencias de esto varían desde el costo excesivo de la energía hasta el cese completo del funcionamiento de la planta industrial. De acuerdo a estudios de Banxico y la Secretaría de Economía, en México, el 54 % de la industria sufre problemas de suministro relacionados con una baja calidad de energía, lo cual las obliga a adquirir equipos adicionales, desde reguladores hasta plantas de generación auxiliares, para mantener un suministro estable (Martínez, 2009).

El desarrollo de estos sistemas con grandes plantas ha traído problemas de impacto ambiental. En el caso de las termoeléctricas, operadas con carbón, gas natural o derivados de petróleo, las cantidades de combustible involucradas en el proceso conllevan una gran generación de emisiones. A esto hay que aunar la baja eficiencia de las tecnologías utilizadas en la generación de energía. Las plantas basadas en ciclos Rankine, que utilizan como combustible combustóleo, diésel o gas natural, tienen eficiencias promedio del 34.5 %, con aplicaciones de recuperación de calor o recalentamiento la eficiencia se puede mejorar hasta niveles de 45 %. Las plantas de ciclo combinado ofrecen una mejora en la eficiencia, alcanzando hasta un 55 %. Estas bajas eficiencias implican, además de un incremento en el costo de combustible una mayor generación de emisiones, las cuales dependen del combustible empleado (Olguín Mejía, 2010, Robles y Fernández, 2012). Es común que en las zonas cercanas a centrales de generación de energía eléctrica operadas con combustibles fósiles se presenten casos de riesgo, afectación o contingencia ambiental a causa de la contaminación ocasionada por las emisiones producto de la quema de dichos combustibles. Tal es el caso, en México, de las zonas urbanas cercanas a las centrales de Salamanca Guanajuato o Tula Hidalgo, en las cuales se encuentran además operan en forma conjunta refinerías de petróleo para asegurar el suministro de combustible, incrementando el impacto ambiental (Villanueva, 2007; CEPAL, 2011). Aún las instalaciones

centralizadas que operan con fuentes renovables, hidráulicas, eólicas o solares, debido al dimensionamiento del sistema, tienen problemas de impacto ambiental, derivados de la construcción de represas (Tchkhaidze y Ortiz, 1995), contaminación con lubricantes y generación de ruido (Jara, 2011), uso de suelo o cambios en las condiciones de temperatura local (Pasqualino, 2015).

Si bien, la generación de energía centralizada tiene múltiples inconvenientes de tipo técnico, económico y social, actualmente es el esquema preponderante, y aunque cada vez se desarrollan nuevas tecnologías con tendencia hacia sistemas descentralizados, esta transferencia, hacia un sistema descentralizado, ha sido paulatina y llevará algún tiempo migrar los esquemas de producción actuales. Factores económicos y de disposición de recursos y tecnología hacen complicado el simple abandono de las plantas utilizadas actualmente. Debido a lo anterior, los esfuerzos de desarrollo e investigación en las grandes centrales eléctricas, están orientados a lograr plantas centralizadas más eficientes, uso de biocombustibles, mitigación de impacto ambiental, reducción de emisiones, redes de distribución inteligentes y materiales y sistemas menos vulnerables que permitan incrementar la calidad del suministro eléctrico (Armas et al., 2004).

A nivel doméstico, el uso de sistemas centralizados en México se traduce en que las casas se encuentran conectadas a la red local de suministro eléctrico para satisfacer sus necesidades de potencia. El suministro de calor, para agua caliente de uso sanitario, se obtiene a través del uso de calentadores a gas, solares o eléctricos (Sánchez, 2012).

1.1.2 Generación distribuida.

Como ya se mencionó anteriormente, una de las soluciones consideradas para resolver los problemas de eficiencia, calidad e impacto ambiental asociados a la generación de los servicios de energía es descentralizar los servicios de generación de energía eléctrica. La generación distribuida (GD) se define como el desarrollo de pequeñas fuentes de generación ubicadas *in situ*, es decir, en la cercanía del centro de consumo utilizando esquemas de micro, pequeña o mediana escala, acorde a las necesidades del consumidor final. El esquema de generación distribuida puede darse en dos modalidades: mediante sistemas aislados en sitios remotos, donde aún no hay acceso al servicio convencional, y con sistemas interconectados a la red eléctrica, donde ésta se encuentra ya disponible. La GD a pequeña escala suele estar conectada a la carga del usuario y únicamente vende el

excedente de generación después del consumo propio. En algunos esquemas, una empresa de servicios públicos compra la totalidad de la electricidad generada por la GD a pequeña escala y la descuenta de las facturas de los clientes utilizando una tarifa minorista.

La GD resuelve varios de los problemas inherentes al esquema de GC. Debido a la proximidad con el centro de consumo, elimina las pérdidas eléctricas, las altas inversiones, costo de mantenimiento y el impacto ambiental asociado con la extensión de redes de distribución y transmisión. Al mismo tiempo, ofrece una vía para la participación de capital privado o de las comunidades en la construcción de la infraestructura eléctrica a tono con las capacidades económicas locales y las necesidades reales de electricidad. El dimensionamiento de las plantas ofrece ventajas de flexibilidad operativa, integración tecnológica en la cual pueden utilizarse simultáneamente fuentes de energía basadas en combustibles fósiles, biocombustibles o renovables (Huacuz, 1999).

Sin embargo, la implementación de sistemas de GD plantea otras problemáticas, principalmente, los costos de capital asociados a las tecnologías de generación de pequeña y mediana escala. El mercado energético y sus limitaciones para el mercado minorista, las reglas de interconexión, los esquemas de compra – venta de energía con las redes locales y la infraestructura de distribución de energía disponible son cuestiones que deben tomarse en cuenta al momento de pensar en la migración a esquemas de GD.

1.1.2.1 Tendencias en el diseño de sistemas de generación distribuida.

Los esquemas de generación distribuida, utilizando diferentes esquemas de operación y configuraciones tecnológicas, han tenido un fuerte impulso en los últimos años, especialmente en Europa y el Sureste Asiático. En países como Dinamarca y Holanda, la GD alcanza valores de hasta el 37 %, en Australia, Bélgica, Polonia, España y Alemania el 15 % y en Estados Unidos el 5 %. Se estima que en los próximos años el mercado mundial para la GD será del orden de 4 a 5 mil millones de dólares. Estudios del *Electrical Power Research Institute* y de la *Natural Gas Foundation* muestran que la nueva capacidad de generación eléctrica en Estados Unidos, el 25% al 30% está conformada por GD. Con base en estimaciones de la Agencia Internacional de Energía, los países desarrollados serán responsables del 50% del crecimiento de la demanda de energía eléctrica mundial en los próximos años, equivalente a siete millones de MWh, el 15% de esta producción corresponderá a GD (Ramsay, 2001).

Este crecimiento de los sistemas de GD ha obligado a mejorar los métodos de diseño y operación, el cual obedece a patrones de consumo, condiciones geográficas y ambientales, parámetros técnicos, legislación, mercado energético y el desarrollo tecnológico local. Estos factores terminan por marcar tendencias en el diseño de sistemas de GD las cuales pueden ser adaptadas a casos locales con condiciones diferentes (Lopes et al., 2007). La revisión de los métodos empleados en el diseño se puede analizar desde el punto de vista de forma de interacción con otros sistemas ya sea sistemas que operan aislados, como parte de las llamadas redes inteligentes, micro-redes o hubs energéticos. Estos esquemas no son excluyentes entre sí, en ocasiones los enfoques suelen utilizarse combinados, dependiendo del criterio del diseñador y las necesidades locales.

1.1.2.1.1 Sistemas aislados.

Cuando un usuario de energía eléctrica se encuentra alejado geográficamente de otras redes locales o por consideraciones técnicas resulta inviable conectarlo a la red local, es necesaria la implementación de un sistema individual de generación y suministro energético. A este esquema de operación también se le conoce como operación en isla (Bajpai y Dash, 2012). Debido a su naturaleza, al encontrarse aislados del resto de redes, proveedores o usuarios externos a los cuales vender los excedentes de producción o sin posibilidad de comprar los recursos energéticos faltantes, este tipo de sistemas son dependientes del uso de almacenamiento de energía.

Los problemas que se han abordado para el diseño de este tipo de sistemas utilizan como objetivos de diseño la reducción de costo de capital (Poullikkas, 2007; Kanase-Patil, 2010), los costos de operación (Demirore y Yilmaz, 2010), pérdidas de energía (Ochoa y Harrison, 2011), dimensionamiento del almacenamiento de energía (Avril et al., 2010), ya sean baterías (Mercier et al., 2009) o sistemas de almacenamiento térmico (Duic et al., 2003) y la integración de energías renovables (Zhou et al., 2010).

1.1.2.1.2 Redes inteligentes

La red eléctrica inteligente (Smart grid) es una forma de gestión eficiente de la electricidad que utiliza la tecnología informática para optimizar la producción y la distribución de electricidad con el fin de equilibrar mejor la oferta y la demanda entre productores y consumidores. El término red inteligente se asocia a menudo con el concepto de medidores inteligentes capaces de ofrecer una facturación detallada por franjas horarias,

lo que permitiría a los consumidores no sólo el elegir las mejores tarifas de entre las diferentes empresas eléctricas, sino también discernir entre las horas de consumo, lo que a su vez permitiría un mejor uso de la red. Este sistema también permite mapear con más precisión el consumo y anticipar mejor las necesidades futuras a nivel más local (Hernández, 2010).

Por lo tanto, la mayoría de los trabajos de diseño enfocados hacia redes inteligentes se han enfocado en definir políticas de operación (Hayashi, 2014), sistemas de control óptimo (Koutsopoulos y Tassiulas, 2011;), determinación de tarifas y costos (Samadi et al., 2010), integración de tecnologías (Momoh, 2009) y tiempo de respuesta del sistema ante cambios bruscos en la demanda (Siano, 2014).

1.1.2.1.3 Micro-redes

El concepto de micro-red (microgrid) se ha definido como un sistema de red eléctrica integrada que utiliza fuentes de energía distribuida y sistemas de almacenamiento para satisfacer la demanda local. Normalmente, la micro-red opera interconectada a la red de la compañía eléctrica local, pero tiene la capacidad de autoabastecerse y operar en forma aislada de ser necesario (Velázquez et al., 2010).

Los trabajos en el diseño y control óptimo de micro-redes se ha centrado en el análisis de la dinámica de almacenamiento (Tan et al., 2013), control predictivo de la operación del sistema (Parisio et al., 2014), despacho de energía (Conti et al., 2012) e interacción con la red local (Khodaei y Shahidehpour, 2013).

1.1.2.1.4 Hub's energéticos.

El concepto de hubs energéticos es reciente y se ha aplicado a sistemas integrados por unidades de consumo, transformación, generación y almacenamiento de energía, los cuales se encuentran interconectados con otras unidades similares. Cada hub energético es capaz de ser analizado tanto como una unidad que consume energía como una unidad productora, el único requisito es que las tecnologías que lo conforman se encuentren acopladas y operen en forma sincronizada (Geidl et al., 2007).

Las investigaciones actuales en el desarrollo de sistemas basados en hubs energéticos se han enfocado en determinar las capacidades de integración entre múltiples hubs (Orehounig et al., 2015), determinar políticas de operación óptimas (Bozchalui et al., 2012), integración de la operación del almacenamiento (Brahman et al., 2015), manejo de

demandas externas al sistema (Sheikhi et al., 2015) y la interacción con proveedores de energía externos (Sheikhi et al., 2012).

1.2 Sistemas multi-producto

En forma convencional, las centrales o unidades de generación producen un sólo servicio a la vez, es decir, generan individualmente potencia o calor. Esta forma de generación, como se verá más adelante, resulta poco eficiente comparada con los esquemas multi-producto donde se obtienen varios servicios en forma simultánea a partir de una única fuente de energía. Los esquemas más utilizados actualmente en GD incluyen sistemas de cogeneración, trigeneración y poligeneración.

1.2.1 Cogeneración.

Es la producción simultánea de dos o más tipos de energía, normalmente electricidad y calor o energía mecánica y calor, en contraposición al sistema convencional de producción de electricidad en centrales termoeléctricas independientes, donde también se desprende calor, pero éste no es aprovechado y es eliminado hacia el ambiente (Noriega et al., 2009) En la **Fig. 1** se muestra la ventaja, en términos de eficiencia, de un sistema de cogeneración de calor y potencia contra los sistemas convencionales de suministro energético en aplicaciones residenciales.

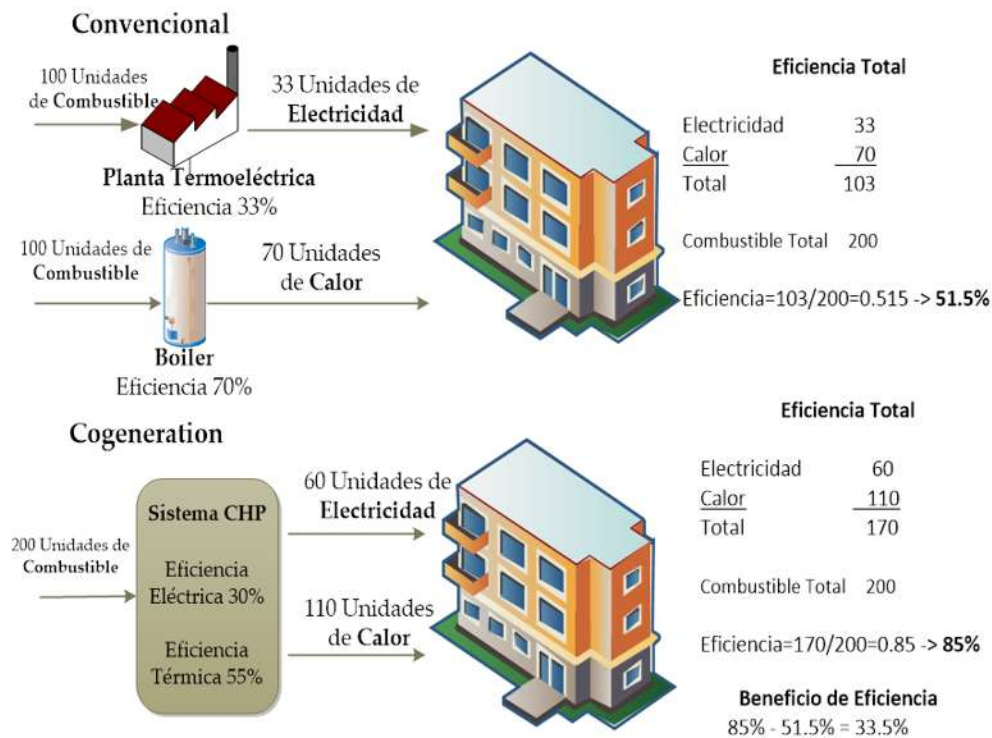


Figura 1. Comparación de eficiencia de sistemas convencionales y CHP.

1.2.1.1 Tecnologías avanzadas de cogeneración (CHP).

Los sistemas de producción combinada de energía eléctrica y calor (Combined Heat and Power, CHP) se han convertido en el núcleo tecnológico de los esquemas de generación distribuida. La mayoría de las tecnologías CHP consisten en un sistema de generación de energía eléctrica donde el calor residual es recuperado mediante varios sistemas de intercambiadores de calor integrados en el mismo equipo. En la actualidad, las tecnologías más desarrolladas son los motores de combustión interna (Internal Combustion Engine, ICE), micro-turbinas (Microturbinas, MT), celdas de combustible (fuel cells, FC) y motores Stirling (Stirling Engine, SE)) (Onovwiona y Ugursal, 2006).

1.2.1.1.1 Motor de combustión interna.

Su operación se basa en la producción de vapor a baja presión, aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de alta temperatura del motor (ver **Fig. 2**). Utilizan diésel, gasóleo o gas natural; existen en capacidades de 15 kW a mayores de 20,000 kW, alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%; la temperatura de gases de escape producto de la combustión es de alrededor de 400°C; tienen un bajo costo de inversión, una vida útil de veinticinco años, alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua, poco espacio para instalación, flexibilidad de combustibles y su crecimiento puede ser modular, altos niveles de ruido, alto costo de operación y mantenimiento y las altas emisiones.

1.2.1.1.2 Celdas de combustible

Una celda de combustible es un generador electroquímico que produce energía eléctrica a partir de la reacción química entre un combustible y el oxígeno del aire. De un modo general, las celdas están integradas por tres elementos: dos electrodos (ánodo y cátodo) y un electrolito. En el ánodo se produce la reacción de oxidación del combustible, generando electrones y protones. Los protones formados se difunden hacia el cátodo a través del electrolito, mientras que los electrones siguen un circuito externo. En el cátodo, la reacción de reducción del oxígeno tiene lugar por una combinación entre el oxígeno y los electrones y protones producidos en el ánodo. El electrolito es el medio de transporte de los protones de un electrodo al otro y sirve de separador entre los reactivos anódicos y catódicos. Las celdas SOFC (Solid Oxid Fuel Cell) son las más populares en aplicaciones CHP a nivel industrial, considerando el uso de gas natural como combustible. La

temperatura del gas a la salida de una celda de combustible SOFC puede ser desde 850°C o mayor, lo que permite su aprovechamiento en la turbina para cogeneración de electricidad. De esta manera, la eficiencia global de una unidad CHP puede aumentar a alrededor de un 80 %. Los sistemas CHP basados en FC han reportado una eficiencia eléctrica de alrededor del 55 % (González y Manzo, 2010).

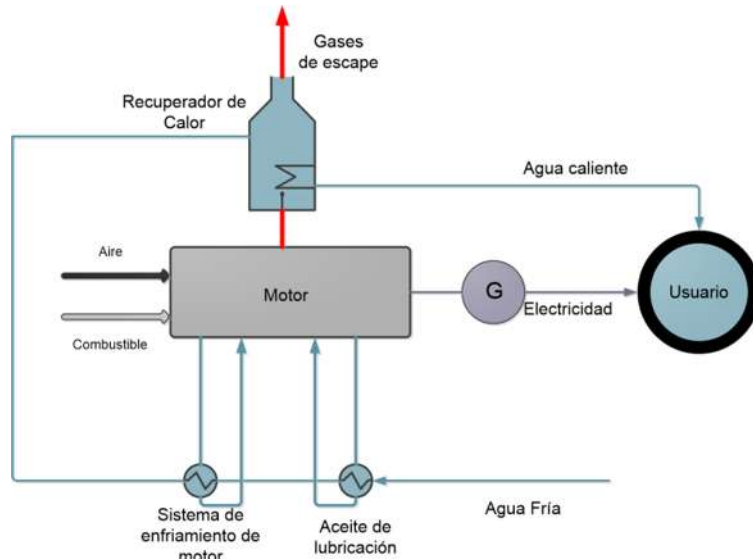


Figura 2. Operación de un motor de combustión interna.

1.2.1.1.3 Micro-turbinas.

Son generadores de energía acoplados con una turbina de gas a pequeña escala. El rotor de la turbina impulsa una rueda de compresor montada sobre el mismo eje. El compresor introduce el aire de proceso dentro de la cámara de combustión, donde se añade el combustible y tiene lugar una combustión continua. El flujo de gas caliente se expande en la turbina haciendo que gran parte de la energía térmica se transforme en energía mecánica que acciona el compresor y la carga. El calor de escape se utiliza para precalentar el aire comprimido antes de que se introduzca en la cámara de combustión mediante un recuperador (Malmquist et al., 2000). Tras el recuperador, otro cambiador térmico calienta el agua en el circuito externo. Sus principales características son: rango de 15 kW a 300 kW en una sola unidad; mantenimiento mínimo; sus unidades ocupan muy poco espacio; son ligeras; operan sin vibración, prácticamente no hacen ruido; operan de 40,000 a 75,000 horas y pueden utilizar como combustible, además del gas natural, el keroseno, gasolina, etanol, diésel, propano, y biomasa. Una de sus principales características es la reducción de

emisiones contaminantes: 9 partes por millón (ppm) de NOx, 40 ppm de CO y emisiones totales de hidrocarburos por debajo de las 9 ppm.

1.2.1.1.4 Motor Stirling

El motor de aire caliente, Stirling, utiliza una fuente de calor fija, para calentar aire en su cilindro. Se le puede considerar de combustión externa y proceso adiabático, ya que no requiere quemar combustible en su interior y al operar, no transfiere calor al entorno. Su movimiento obedece a las diferencias de presión de aire, entre la porción más caliente y la fría. El mecanismo central de un Stirling consiste de dos pistones/cilindros, uno para disipar calor y desplazar aire caliente hacia la sección fría. En la práctica este cilindro funciona como intercambiador de calor y se le denomina regenerador. El otro pistón entrega la fuerza para aplicar torque al cigüeñal. Sus dimensiones van de 1 kWe hasta 1.5 MWe. La eficiencia eléctrica va del 25 al 50 %, con recuperación de calor alcanza el 85 % global. Puede utilizar múltiples combustibles como gas natural, biomasa, diésel etcétera.

1.2.2 Trigeneración

La combinación de la cogeneración con un sistema de producción de frío, por absorción o adsorción, da lugar a la trigeneración. Los ciclos de absorción y de adsorción son procesos en los que se puede obtener frío a partir de una fuente de calor y son los más utilizados en instalaciones de trigeneración, aunque también pueden utilizarse ciclos convencionales de refrigeración por compresión. Este calor puede ser el calor residual del motor primario o provenir directamente de la transformación de la energía primaria. El mercado potencial de las instalaciones de trigeneración es muy amplio. Incluye aplicaciones con una elevada demanda de calor y frío, por ejemplo en el sector residencial, en el sector servicios o terciario y también en la industria (Wu y Wang, 2006).

1.2.2.1 Tecnologías de generación de frío.

Como se mencionó anteriormente, las tecnologías más importantes de generación de frío en unidades de trigeneración son los sistemas de refrigeración por absorción, refrigeración por adsorción y refrigeración por compresión. En esta sección se describirá brevemente, en términos termodinámicos, la operación de dichas tecnologías.

Refrigeración por absorción.

Los ciclos termodinámicos de enfriamiento permiten sacar calor del espacio que quiere enfriarse y llevarlo a otro lugar donde se disipa. Para hacerlo, ambos sistemas

aprovechan la necesidad de un fluido, utilizado como refrigerante, de obtener calor del entorno para pasar del estado líquido al de vapor al ser introducido en un espacio a más baja presión. Mientras que en el ciclo de compresión la diferencia de presiones se obtiene con un compresor mecánico, en el de absorción se consigue aportando calor a una mezcla del refrigerante y otra sustancia que se caracteriza por tener una gran afinidad con aquel y absorberlo fácilmente. En el generador donde se aporta el calor, el refrigerante se separa del absorbente por ebullición y, por la presión generada, recorre el circuito de alta presión donde se condensa hasta evaporarse de nuevo en la zona de baja presión, donde se asocia con el absorbente para poder volver juntos y en estado líquido al generador.

Para hacer funcionar los equipos de refrigeración por ciclo de absorción se utiliza calor que puede proceder de muy diversas fuentes. Hay unidades conocidas como *llama directa*, que consumen combustibles gaseosos o líquidos, mientras que otras utilizan el calor aportado por agua caliente, sobrecalentada o vapor. Esta agua caliente o vapor puede ser residual de procesos industriales, de equipos de cogeneración, de calderas de biomasa o calentada con energía solar. En todo caso, el hecho de utilizar energía primaria en lugar de la electricidad que ya ha sufrido unas pérdidas de producción y transporte hace que la eficiencia energética o COP no pueda compararse directamente. El concepto de COP (Coefficient of Performance) se define como la relación entre la cantidad de refrigeración obtenida y la cantidad de energía que se requiere aportar para conseguir esta refrigeración. En este cómputo no se incluyen los consumos auxiliares de energía eléctrica necesarios para el funcionamiento de bombas y ventiladores. En los procesos a más alta temperatura que utilizan el ciclo de doble efecto con la mezcla de agua y bromuro de litio, se consiguen eficiencias de hasta 1.2 con respecto a la energía consumida, mientras que con baja temperatura y en el ciclo de amoníaco-agua es del orden del 0.7.

Refrigeración por adsorción.

El principio de funcionamiento es similar al de un sistema de absorción, aunque en este caso el absorbente no es un líquido, sino un sólido. Esto implica que las características de la operación sean sensiblemente diferentes. Físicamente, la adsorción es un proceso por el que una molécula de fluido se fija sobre la superficie de un sólido. Esta interacción es exotérmica, y esta energía se utiliza en el sistema como calor. El sistema tiene una estructura con demanda térmica, por lo que, al igual que la absorción, permite el

aprovechamiento de calores residuales o fuentes de energía renovables, como la biomasa o la solar térmica. Este aprovechamiento de energías renovables puede permitir un ahorro de energía primaria, con la consiguiente reducción en las emisiones de CO₂.

Refrigeración por compresión.

El sistema más generalizado de refrigeración es la producción de frío por compresión de vapor, que consiste en un circuito cerrado en el que se somete un fluido refrigerante, a sucesivas situaciones de cambios de estado, mediante compresión y expansión, transmitiendo y absorbiendo el calor producido con el ambiente y el medio a refrigerar. Los elementos que conforman el circuito frigorífico son: compresor, evaporador, válvula de expansión y condensador. El ciclo se fundamenta en la compresión de un vapor que al hallarse a mayor temperatura que el medio caliente le cede calor. Con ello el vapor se enfría y, si la presión es la adecuada, llega a condensarse. El condensado se expande en una válvula de expansión o en un tubo capilar donde pierde la presión proporcionada por el compresor, esto hace que líquido tienda a vaporizarse, y para que esto sea posible extrae calor del medio que queremos enfriar. Este gas será de nuevo comprimido y se iniciará nuevamente un nuevo ciclo idéntico al anterior. La condensación del vapor se efectúa en el condensador y la vaporización del líquido en el evaporador.

Las máquinas de compresión son las tecnologías más desarrolladas. Obtienen valores de COP entre 2 y 4. Esto hace que las máquinas de compresión resulten muy competitivas y económicas. Por otro lado, suponen un alto porcentaje de consumo energético, y pueden suponer un alto impacto económico y medioambiental. Por un lado, el efecto invernadero indirecto asociado al origen de la energía utilizada, y por otro lado, el efecto directo asociado a las fugas de refrigerante cuando se utilizan refrigerantes con un elevado potencial de calentamiento mundial. En sistemas de trigeneración son utilizados cuando la energía eléctrica residual supera a los residuales térmicos.

1.2.3 Poligeneración

La poligeneración se define como la producción conjunta de dos o más servicios energéticos y productos manufacturados, realizada de forma simultánea y buscando aprovechar al máximo el potencial termodinámico de los recursos consumidos. En los esquemas de poligeneración se encuentran incluidos los sistemas de cogeneración, trigeneración y las variantes donde se producen en forma adicional servicios como

desalación y tratamiento de agua, generación de biocombustibles y otros servicios (Serra et al., 2007).

1.3 Problematicación del diseño óptimo de sistemas multi-producto.

El diseño de sistemas de energía, incluyendo los sistemas de poligeneración, implica múltiples consideraciones de tipo técnico, económico, ambiental y social. Dentro de las consideraciones técnicas se encuentra la selección y dimensionamiento de las tecnologías para la implementación del sistema. La política de operación del sistema, incluyendo los niveles de operación de las unidades de generación y de almacenamiento de energía también son factores que determinan el tipo y tamaño de tecnología necesarios. Sin embargo, la política de operación está determinada por aspectos fuera de control del diseñador, como el nivel y comportamiento de la demanda energética, los precios de compra-venta de energía en el mercado energético local e incluso las condiciones ambientales, especialmente la temperatura ambiente, la cual afecta los consumos energéticos asociados a la climatización de espacios (Basrawi et al., 2011).

En términos económicos, se busca disminuir el costo del sistema o, cuando sea posible, maximizar los ingresos de venta de energía. Una instalación grande puede generar altos ingresos por venta de energía, sin embargo, los costos de capital serán más altos. Los costos de combustible, operación y mantenimiento también se incrementan. Cada tecnología representa diferentes costos de capital, eficiencias y condiciones de operación que afectan el objetivo económico del sistema (Allan et al., 2015). Desde un punto de vista ambiental, se busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (Green House Gas Emissions, GHGE), el consumo de agua, el uso de suelo y los niveles de ruido (Dincer y Rosen, 2012). Socialmente, se busca mejorar la seguridad del sistema, el impacto en las cadenas productivas, nivel de aceptabilidad y el nivel de vida de las comunidades, así como la generación de autonomía energética. Sin embargo, la dificultad del análisis social consiste en la determinación de métricas adecuadas para obtener parámetros sociales confiables (Akinyele et al., 2014).

El siguiente nivel de complejidad en el diseño lo constituye el lograr una solución que compense los objetivos de diseño. Una instalación grande puede generar mayores ingresos económicos y empleos en la comunidad, pero al mismo tiempo incrementa el impacto ambiental y los riesgos a la salud en las comunidades cercanas al sistema. La falta de una

solución que equilibre el diseño del sistema puede ocasionar conflictos o la cancelación de proyectos de nuevas instalaciones de generación distribuida (Mancarella, 2014).

1.3.1 Conceptos de modelación de sistemas de suministro energético.

Un modelo matemático es una representación de la realidad que permite entender, cambiar, gestionar, interpretar y controlar el sistema que se presenta. Aunque el modelo no es equivalente de la realidad, éste debe tener una imagen física sobre la que los diferentes actores puedan opinar y tomar decisiones. La modelación de procesos permite anticipar resultados y establecer referencias en función de las cuales medir o controlar el rendimiento de un sistema (García y Maheut, 2015). La modelación de sistemas energéticos, con fines de diseño óptimo y análisis, pretende captar la totalidad y complejidad asociada al sistema. Para ello se plantean funciones objetivo de tipo económico y ambiental (Banos et al., 2011).

1.3.1.1 Definición de un algoritmo de optimización.

Un problema de optimización consiste en maximizar o minimizar una función real eligiendo sistemáticamente valores de entrada y computando el valor de la función. De forma general, la optimización incluye el descubrimiento de los mejores valores de alguna función objetivo dado un dominio definido, incluyendo una variedad de diferentes tipos de funciones objetivo y diferentes tipos de dominios.

1.3.1.2 Funciones objetivo y restricciones.

En términos matemáticos, el problema de optimización matemática se enuncia por medio de una función objetivo, o varias en el caso de evaluar el efecto de diversos objetivos, que puede tener la forma:

$$f(x)_{\min} \tag{1.1}$$

En el problema se plantean restricciones de igualdad que tienen la forma generalizada:

$$h(x) = 0 \tag{1.2}$$

También se plantean restricciones de desigualdad:

$$g(x) \leq 0 \tag{1.3}$$

En este planteamiento se debe cumplir con la condición general de que:

$$x \in X \subseteq \mathfrak{R}^n \tag{1.4}$$

De forma particular, x es definida como:

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_n) \in X \subseteq \mathfrak{R}^n \quad (1.5)$$

Y las restricciones tienen la forma alternativa de:

$$h_i(x) = 0, i = 1, 2, \dots, m \quad (1.6)$$

$$g_i(x) \leq 0, i = 1, 2, \dots, p \quad (1.7)$$

En la función objetivo y en las restricciones, x , representa el conjunto de variables independientes que determinan el valor mínimo de la función objetivo. El planteamiento es el mismo tanto para la minimización o maximización de la función objetivo ya que matemáticamente maximizar una función equivale a la minimización de su valor negativo (Ramos et al., 2010).

1.3.1.3 Clasificación de los modelos de optimización.

Acorde a la cantidad de funciones objetivo, el problema puede ser uni-objetivo, cuando se tiene una sola función objetivo, u multi-objetivo, cuando existen varias funciones. En los problemas multi-objetivo, se busca optimizar varios objetivos a la vez, pero en este tipo de problemas generalmente las funciones no son compatibles, incluso pueden estar en conflicto, y los valores que optimizan una función pueden ser completamente diferentes de los valores que optimizan el resto de las funciones.

El conjunto de restricciones está formado a su vez por dos subconjuntos, uno que contiene restricciones de igualdad, y otro que contiene restricciones de desigualdad. Esta clasificación se basa sobre la naturaleza de las ecuaciones que intervienen. Si la función objetivo y todas sus restricciones son funciones lineales de las variables independientes, se tiene entonces un problema de programación lineal, conocido como problema LP (Linear Programming). Si al menos una de las funciones es no lineal, independientemente de si se trata de la función objetivo o de una de sus restricciones, entonces se tiene un problema de programación matemática no lineal NLP (Non-Linear Programming). Si alguna o todas las variables independientes de un problema de optimización se restringen para tomar en cuenta solo valores enteros o discretos, el problema es denominado de programación entera. La existencia de variables enteras en los problemas de programación lineal y no lineal conduce a obtener problemas de tipo mixto entero lineal MILP (Mixed Integer Linear

Programming) o un problema mixto entero no lineal MINLP (Mixed Integer Non-Linear Programming).

1.3.1.4 Métodos de optimización

Para resolver problemas de optimización se utilizan algoritmos que terminen en un número finito de pasos, o métodos iterativos que convergen a una solución, o heurísticas que pueden proveer soluciones aproximadas a algunos problemas, aunque sus iteraciones no convergen necesariamente.

Los métodos iterativos utilizados para PL son, generalmente, derivaciones del Método Simplex. Los métodos iterativos usados para resolver problemas NLP difieren según lo que evalúen: Hessianas, gradientes, o solamente valores de función. Mientras que evaluar Hessianas (H) y gradientes (G) mejora la velocidad de convergencia, las evaluaciones aumentan el costo computacional de cada iteración. En algunos casos, la complejidad computacional puede ser excesivamente alta. Debido a lo anterior, un criterio de paro en las iteraciones está asociado al número de evaluaciones de funciones requerido. Los métodos más desarrollados para la solución de problemas NLP son el método de newton, programación secuencial cuadrática, métodos Quasi-Newton, método de gradiente conjugado, método de punto interior, descenso del gradiente y método del subgradiente.

Los métodos basados en heurísticas pueden proveer soluciones aproximadas a algunos problemas de optimización. Dentro de este tipo de metodologías se pueden encontrar los algoritmos genéticos, el método *simulated annealing*, o las búsquedas heurísticas como la búsqueda tabú, la búsqueda aleatoria, etcétera. Una diferencia importante entre los dos métodos es que los primeros garantizan un óptimo local y los métodos de inteligencia artificial tienen mecanismos específicos para alcanzar un óptimo global aunque no garantizan su solución. Sin embargo, se ha progresado significativamente en el desarrollo de los métodos iterativos para alcanzar valores óptimos globales.

1.3.1.5 Optimización multi-objetivo.

Los problemas de decisión en la vida real involucran, la mayoría de las veces, múltiples criterios de evaluación. Generalmente, estos criterios están en conflicto. Un problema multi-objetivo requiere la optimización simultánea de más de una función objetivo en paralelo. La noción de óptimo tiene que ser redefinida en este contexto, donde en lugar de buscar una única solución mejor, se intenta producir un conjunto de soluciones

que ofrecer al tomador de decisiones para que este último seleccione una de ellas. Matemáticamente, un problema multi-objetivo se puede expresar como:

$$f_{\min}(x) = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)] \quad (1.8a)$$

Sujeto a:

$$h_i(x) = 0, i = 1, 2, \dots, m \quad (1.8b)$$

$$g_i(x) \leq 0, i = 1, 2, \dots, p \quad (1.8c)$$

Existen varios enfoques para resolver problemas multi-objetivo. Uno de ellos es transformarlo a un modelo uniobjetivo asignando pesos a las funciones objetivo. Otros métodos generan múltiples soluciones basadas en la construcción de una curva Pareto, como el método ε -constraint y la obtención de soluciones compromiso (López, 2014).

1.3.1.6 Software de optimización.

Existe en el mercado variedad de software que permite realizar funciones de optimización. En esta sección se analizarán de ellos GAMS, MATLAB® y Julia. Éste último es un software open source de reciente recreación.

GAMS

El nombre GAMS deriva de las iniciales de General Algebraic Modelling System. Como su nombre indica, es un lenguaje de modelación. La ventaja que presenta es que junto al módulo de modelación incorpora diferentes solvers, algoritmos de resolución de problemas, tanto de programación no lineal, como lineal y entera. GAMS tiene diferentes versiones y licencias que se diferencian en las posibilidades de resolución de problemas de diferente tamaño. GAMS es relativamente fácil de utilizar y tiene capacidad para resolver, sin mayor esfuerzo de programación, modelos LP, NLP, MIP, MILP, MINLP.

Sitio web:

<http://www.gams.de/>

MATLAB

MATLAB es un entorno de computación y desarrollo de aplicaciones integrado orientado para llevar a cabo proyectos en donde se encuentren implicados cálculos matemáticos y la visualización gráfica de los mismos. MATLAB integra análisis numérico, cálculo matricial, proceso de señal y visualización gráfica en un entorno donde los

problemas y sus soluciones son expresados del mismo modo en que se escribirían tradicionalmente, sin necesidad de hacer uso de la programación tradicional.

MATLAB dispone de un amplio abanico de programas de apoyo especializados, denominados Toolbox que extienden significativamente el número de funciones incorporadas en el programa principal. Estos Toolbox cubren en la actualidad prácticamente casi todas las áreas principales en el mundo de la ingeniería y la simulación. El toolbox de MATLAB, en cuanto a algoritmos de solución de problemas de optimización se refiere, se encuentra limitado a modelos LP y NLP. Sin embargo, tiene integrada la capacidad de solución mediante algoritmos genéticos. Existen rutinas, desarrolladas por usuarios externos, para solución de sistemas MILP y MINLP, sin embargo, sus posibilidades en problemas de gran escala son bastante limitadas.

Sitio web:

<https://www.mathworks.com/products/matlab/index.html>

Julia

Julia es un lenguaje de programación Open Source con una vasta librería de funciones matemáticas, a la vez es un lenguaje de alto nivel. Gran parte de las librerías matemáticas están escrita en Julia, pero también se integra con librerías maduras de C y de Fortran. La plataforma de optimización que utiliza Julia es JuMP, la cual se encuentra en desarrollo, pero es capaz de resolver problemas LP, NLP y MILP utilizando una cantidad limitada de solvers. La interfaz para solvers MINLP aún se encuentra en desarrollo.

Sitio web:

<http://julialang.org/>

1.3.2 Objetivos de diseño en sistemas de generación de energía.

Como se mencionó anteriormente, los objetivos de diseño en sistemas de generación de energía se pueden clasificar en económicos, ambientales y sociales. Cada una de estas clasificaciones tiene distintas métricas y formas de ser abordado, acorde a las necesidades y experiencia del diseñador. En ocasiones han sido abordadas en forma separada, como problemas uni-objetivo, y otras ocasiones aportando soluciones simultáneas para todas las funciones, en forma de problema multi-objetivo.

En el aspecto económico, recientemente se ha trabajado en la optimización del costo y valoración de recursos energéticos renovables (Tempesti y Fiaschi, 2013), costo de

capital (Fubara et al., 2014), costo de operación (Bracco et al., 2013), costo de mantenimiento (Mehleri et al., 2013) o todos los costos en forma simultanea (Ghadimi et al., 2014). Por otro lado, también se han abordado problemas como el diseño bajo diferentes condiciones del mercado energético local (Lam et al., 2010) o la incertidumbre financiera (Rysanek y Choudhary, 2013). Los objetivos económicos son relevantes para los inversionistas o el gobierno que desean saber si un nuevo proyecto de GD es rentable acorde a sus criterios, preocupaciones y necesidades (Rezban et al., 2012).

En términos de impacto ambiental se ha analizado la reducción de GHGE (Ahmadi et al., 2011), uso de agua (Friedler et al., 2010), uso de suelo (Akorede et al., 2010) y la reducción de impacto en operación en ambientes urbanos (Keirstead et al., 2012). Los aspectos ambientales se han vuelto importantes desde los puntos de vista de regulación ambiental (Basu et al., 2011), en comunidades donde los recursos naturales son escasos (Carvalho et al., 2011) o que ya se encuentran en contingencia ambiental (Kyriakopoulos y Arabatzis, 2016). En este sentido se han desarrollado distintas métricas para determinar el impacto ambiental de un sistema de generación distribuida, desde la monetización (Zvingilaite, 2011), análisis de ciclo de vida (Ristimäki et al., 2013), análisis emergético (Sha y Hurme, 2012) y la medición directa del impacto ambiental (Liu et al., 2010).

En términos sociales, las métricas desarrolladas evalúan el impacto del sistema en forma indirecta. Se considera la generación de empleos (Lira-Barragán et al., 2013), el impacto en la salud de las comunidades (Wang et al., 2010) o el nivel de satisfacción de la comunidad con el nuevo servicio de suministro de energía (Guerrisi et al., 2012).

En el abordaje como sistemas multi-objetivo se han desarrollado esquemas que consideran conjugaciones de impacto ambiental y económico (Ren et al. 2010), económico y social (Alarcón-Rodríguez et al., 2010), social y ambiental (Oliveira et al., 2014) o combinaciones de los tres aspectos (Bazmi y Zahedi, 2011). Este tipo de trabajos se han ido desarrollando en el marco de los enfoques de desarrollo sustentable, en el cual el diseño de sistemas energéticos debe enfocarse en múltiples categorías (Mendes et al., 2011). Por otro lado, las políticas y regulaciones locales obligan a que el diseño de nuevas plantas de generación satisfaga, no solo las necesidades de los inversionistas, también de las entidades regulatorias en aspectos sociales y ambientales (Bevrani et al., 2010). El nivel de participación de las comunidades de usuarios del sistema también ha aumentado y su

opinión en aspectos como seguridad de la instalación, beneficios tarifarios e impacto social de las nuevas plantas ha sido fundamental en el desarrollo de proyectos (Colombo et al., 2013; Cowell et al., 2011). El no tomar en cuenta los aspectos anteriores ha terminado en conflictos sociales, cancelación de proyectos o sanciones (Stigka et al., 2014).

1.3.3 Perfiles de consumo de energía.

Un problema fundamental para dimensionar sistemas de generación de energía es conocer la magnitud de las demandas que se habrán de satisfacer. Estas demandas se pueden caracterizar mediante el diseño de perfiles de consumo energético, los cuales son representaciones del comportamiento de consumo de energía durante periodos de tiempo determinados. Para obtener esta información existen al menos dos metodologías que se realizan frecuentemente. La primera es mediante el uso de encuestas a los usuarios (Yao y Steemers, 2005) o medición directa del consumo energético (Ayompe et al., 2010). También se pueden utilizar combinaciones de ambas metodologías (Esther y Kumar, 2016).

Una vez obtenidos los datos de consumo, el siguiente problema es determinar la escala de tiempo con la cual debe ser diseñado el perfil de consumo energético (Lund, 2012). Dependiendo de la regularidad y patrones de consumo, el diseñador puede optar por perfiles estacionales (Hawkes y Leach, 2009), mensuales (Bianchi et al., 2014), semanales (Braslavsky et al., 2015) o diarios (Fazlollahi et al., 2014). Otro problema, aunado a la escala de tiempo es la resolución. Intervalos de tiempo pequeños incrementan la exactitud del modelo, pero aumentan el trabajo computacional (Fischer et al., 2015).

El siguiente problema es determinar la densidad de datos a utilizar. Utilizar la totalidad de datos supone una alta precisión, pero ocasiona un mayor costo computacional (Arslan, 2012). Enfoques para reducir la densidad de datos han optado por métodos predictivos (Houwing et al., 2011), determinación de periodos tipo (Domínguez-Muñoz et al., 2011) uso promedio de las demandas (Kalina y Skorek, 2006) o modelos de incertidumbre basados en la distribución de datos (Ji et al., 2014). La selección de los diferentes criterios depende del interés del diseñador y poder computacional a su alcance.

Finalmente, se suele considerar que la demanda, una vez generados los perfiles, tiene un comportamiento determinista. Sin embargo, la realidad es que los perfiles cambian con el paso del tiempo. Condiciones de tipo demográfico, especialmente en comunidades con una población flotante considerable (Güneralp y Seto, 2008), ambiental (Christenson et al.,

2006) o nuevos desarrollos tecnológicos que afecten el equipamiento de los edificios (Füller y Crawford, 2011) lleva a incrementos o reducciones significativas en el consumo de energía. Este tipo de problemáticas se han tratado de abordar desde un enfoque de control óptimo considerando algoritmos predictivos (Collazos et al., 2009) o estocásticos (Richardson et al., 2010).

1.3.4 Selección y dimensionamiento de la estructura tecnológica.

Este problema implica tomar la decisión respecto a los componentes del sistema, considerando cuatro tipos de tecnologías: el motor primario (unidad central CHP), la unidad de producción de frío, unidades de almacenamiento y unidades auxiliares. En estas últimas se consideran sistemas de calefacción auxiliar, ya sean convencionales o generación basada en fuentes renovables.

Respecto a la selección del motor primario, los principales estudios se han basado en el análisis de eficiencias (Sanaye et al., 2008), tamaño de las unidades disponibles en el mercado (Tichi et al., 2010), acoplamiento de la unidad con las demandas del usuario final (Mago et al., 2009), las necesidades de operación y producción de energía del motor primario (Ghadimi et al., 2014), disponibilidad de combustibles, ya sea convencionales o biocombustibles, y los costos de operación y capital (Biezma y San Cristóbal, 2006).

La selección del sistema de almacenamiento de energía, ya sea térmica o eléctrica, depende de cuál de las dos corrientes de energía presente más altos niveles de excedentes de producción, costos, o condiciones del mercado energético (Bianchi et al., 2013). Aunque más adelante se aborda más a detalle el problema del almacenamiento de energía, baste por ahora decir que el almacenamiento térmico es más común en los casos en que el problema se reduce a la simple sincronización de operación del sistema con las demandas y existen varios periodos con sobreproducción de energía térmica (Barbieri et al., 2012). El uso de almacenamiento eléctrico, considerando tecnologías como baterías o volantes de inercia, es más común en sistemas que operan en isla o donde las condiciones del mercado energético local permiten la venta de energía a clientes externos con horarios de precio preferente, en este caso, la energía eléctrica es almacenada para venderla a precios competitivos en horarios diferidos (Divya y Østergaard, 2009).

El caso de la unidad de generación de frío depende de las demandas de servicios de enfriamiento y los posibles remanentes de la unidad CHP, ya sea energía eléctrica y

térmica, así como de los precios en el mercado energético local (Kavvadias et al., 2010). Bajos precios de compra – venta de energía eléctrica conjugados con un alto remanente de generación de potencia y la posibilidad de generación eléctrica con fuentes renovables puede llevar a la selección de un equipo de refrigeración a compresión. Por otro lado, altos precios de compra de energía eléctrica asociados con una sobreproducción de energía térmica y la inclusión de sistemas auxiliares de calefacción como colectores solares, pueden llevar a la selección de un equipo de refrigeración por absorción o adsorción (Fumo et al., 2009). Los costos de capital, operación y mantenimiento también son factores determinantes al momento de seleccionar un equipo determinado (Lozano et al., 2010).

Finalmente, dentro de la selección de equipos auxiliares, las condiciones locales pueden conducir a diferentes soluciones. Condiciones de radiación solar favorables pueden ser un factor para la inclusión de colectores, para la producción de energía térmica (Wang et al., 2015) o celdas fotovoltaicas, para la generación de electricidad (Ismail et al., 2013). Los recursos de geotermia pueden ser útiles para añadir unidades de generación eléctrica por ciclo Rankine orgánico (ORC) o el uso de la energía térmica disponible para servicios de calefacción (Heberle y Brüggemann, 2010). Potencial eólico puede incentivar el uso de aerogeneradores (Piperagkas et al., 2011) y los cuerpos de agua o cercanía con el océano serían favorables para el uso de sistemas mareomotrices o turbinas hidráulicas en sus diferentes escalas (Dong et al., 2012). Finalmente, la disponibilidad de materia orgánica con potencial de generación de biocombustibles, puede añadir un extra en términos ambientales y añadir biodigestores o sistemas de calefacción auxiliar (Østergaard, 2012).

1.3.5 Almacenamiento de energía.

Los sistemas CHP suponen la generación simultánea de energía eléctrica y térmica. Sin embargo, el consumo de energía no se realiza en la misma forma. Generalmente, las demandas de energía eléctrica y térmica tienen desfases entre sí, lo cual obliga a utilizar un elemento de almacenamiento que permita sincronizar la operación de la unidad central CHP con el comportamiento de los usuarios del sistema (Arteconi et al., 2012). De esta manera, en los momentos en que se tenga excedentes de producción de energía, estos se pueden almacenar para utilizarlos en los momentos en que la producción de la unidad central sea insuficiente para cubrir la demanda de energía (Wang et al., 2015). Una segunda aplicación de los sistemas de almacenamiento de energía está relacionada con el comportamiento del

mercado energético. Cuando existen horarios con precios preferenciales de venta de energía, el excedente producido en momentos con un precio de venta bajo puede ser almacenada para venderse en momentos con un precio más favorable, incrementando los ingresos por venta de energía. Esta última aplicación es más común en mercados abiertos donde la regulación de precios está determinada por las condiciones de oferta y demanda de energía (Botterud y Korpas, 2004). Una tercera aplicación está asociada a los sistemas en operación en isla, las condiciones de aislamiento de estos sistemas, sin posibilidad de interactuar con otras redes o consumidores para vender sus excedentes de producción u obtener recursos energéticos adicionales en momentos en que hay una demanda de energía que rebasa las capacidades de producción del sistema, obligan a almacenar los excedentes disponibles en todo momento (Papaefthymiou et al., 2012).

Existen múltiples tecnologías de almacenamiento de energía. En el almacenamiento eléctrico las más comunes son baterías, aunque también han sido utilizadas las celdas de hidrogeno y los volantes de inercia (Kazempour et al., 2009). Para el almacenamiento térmico existen tanques con o sin aislamiento térmico o sistemas que utilizan sales (Hasnain, 1998). La selección y dimensionamiento de una tecnología en particular conlleva la consideración de la aplicación que tendrá dentro del sistema, las condiciones de producción de energía en el sistema, las condiciones ambientales, el costo de capital y, de ser necesario, el costo de operación y mantenimiento y la dinámica de almacenamiento de energía (Tveit et al., 2009).

La dinámica de almacenamiento está definida por la cantidad de energía almacenada en el sistema en función del tiempo. Es dependiente de la magnitud de las entradas y salidas del sistema de almacenamiento a lo largo del tiempo y de factores ambientales como la temperatura. En el caso de sistemas dependientes de reacciones endotérmicas y exotérmicas, así como de las baterías, la dinámica de la reacción también forma parte de la dinámica de almacenamiento ya que determina los periodos de respuesta a una demanda de energía determinada (Gabbar et al., 2015).

1.3.6 Interacción con redes locales y clientes externos

Este problema de diseño está asociado con el sistema de compra-venta o intercambio de energía con la red local o con clientes y proveedores externos. Cuando se producen excedentes de producción de energía las opciones son almacenarlos o venderlos a sistemas

externos. Esta venta produce ingresos adicionales (Kaundinya et al., 2009). Sin embargo, la cantidad de energía que puede ser vendida está limitada por el tamaño de la unidad central CHP, la disponibilidad de energía en el sistema considerando la producida, la almacenada y las necesidades del usuario principal), los precios del mercado energético local (en ocasiones es más rentable almacenar la energía producida que venderla), las regulaciones derivadas de políticas locales de compra-venta de energía y los tiempos de respuesta del sistema para cubrir una demanda determinada (Lund et al., 2009) Por otro lado, esta interacción no solo contempla el destino de los excedentes de producción. En los momentos en que la producción y el almacenamiento de energía no son suficientes para cubrir las demandas es necesario contar con un suministro externo de energía. Esta condición implica un costo, el cual está determinado por los precios del mercado energético local. En suma, el problema de interacción con redes locales y clientes y proveedores externos afecta los costos de operación del sistema y el dimensionamiento y operación de los equipos (Lund y Andersen, 2005).

1.3.7 Política de operación del sistema

La política de operación considera la suma de tres factores de operación: la dinámica de almacenamiento, la interacción con clientes y proveedores externos y la carga de operación de la unidad central CHP. El problema de la carga de operación está relacionado con la eficiencia de la unidad. Cuando la unidad opera a carga plena alcanza su máxima eficiencia. Una práctica común es mantener la unidad operando en estas condiciones para aprovechar al máximo el combustible e incrementar las ventas de energía. Sin embargo, el comportamiento de los consumidores, los costos y condiciones de mantenimiento, el uso de recursos naturales, la generación de emisiones y las características del mercado local obligan a reducir el nivel de operación en determinados periodos, esta condición se denomina operación a carga parcial (Partial Load, PL) (Jüdes et al., 2009). Por lo tanto, el problema de la política de operación implica, además de los aspectos abordados en los apartados anteriores, determinar los momentos de operación a carga plena y carga parcial de la unidad central CHP y los equipos auxiliares (Boicea et al., 2009).

Otros problemas asociados a la política de operación del sistema consisten en determinar el despacho de energía cuando se tienen múltiples consumidores y proveedores (Jubril et al., 2012; Niemi et al., 2012), la reducción de los tiempos de respuesta del sistema

cuando se tienen picos de demanda energética (Houwing et al., 2011) y anticipar los cambios en la demanda energética (Powell et al., 2014). Para abordar estos problemas se han realizado enfoques de control predictivo (Parisio et al., 2014) y modelos estocásticos (Piperagkas et al., 2011).

1.3.8 Externalidades e impacto ambiental.

Las externalidades se definen como decisiones de consumo, producción e inversión que toman los individuos y las empresas y que afectan a terceros que no participan directamente en esas transacciones. El ejemplo de externalidad es la contaminación. Cuando un contaminador toma decisiones basadas únicamente en sus costos y beneficios sin tener en cuenta los costos indirectos que recaen en las víctimas de la contaminación se genera una externalidad negativa. La valoración de externalidades es un problema actual para organismos regulatorios a nivel internacional (Machado y Martínez, 2012). En el caso de los sistemas de generación de energía existen dos grandes factores que producen externalidades: la generación de emisiones y el consumo de agua. Para ambos casos se han propuesto políticas de regulación basadas en la monetización. Esto implica la asignación de precios por unidad consumida, en el caso del agua, o por unidad generada, en el caso de las emisiones.

1.3.8.1 Emisiones de gases de efecto invernadero (GHGE).

Debido al incremento a nivel mundial del efecto invernadero y, acorde a las políticas desarrolladas con base en el protocolo de Kioto, se ha intentado regular la generación de emisiones de GHGE en las industrias incluyendo las plantas de generación de energía. En este caso, la monetización de externalidades se ha traducido en diferentes enfoques regulatorios. En algunos países se aplica en forma de impuesto sobre emisiones, en el cual se supone que la empresa debe pagar una determinada cantidad de dinero por tonelada de CO₂ producida (Allcot et al., 2014). En otros, se realiza por medio de estímulos fiscales por medio de los llamados *bonos verdes* o *bonos de carbono*, compensando económicamente por cada tonelada de CO₂ evitada (Astariz e Iglesias, 2015). Este tipo de políticas han dado pie a la creación de los llamados *mercados de carbono*.

A nivel de modelación, control y diseño, este enfoque de externalidades monetizadas ofrece algunas ventajas. Al traducir la generación de emisiones en un costo de emisiones, o ingresos por emisiones generadas, se puede pasar de un modelo multi-objetivo a un modelo

uni-objetivo, en el cual la función objetivo diseñada incluye los aspectos económicos y ambientales. Es decir, el impacto ambiental termina por traducirse en un peso económico (Sanaye y Nasab, 2012). En los últimos años se ha comenzado a cuestionar la eficacia de este método. Si bien, ha funcionado como estímulo en la parte de generación de infraestructuras más eficientes, lo cierto es que en la mayoría de los países solo son una métrica y no se traducen en impuestos o ingresos reales, por otro lado, cuando el peso económico no es lo suficientemente alto para afectar significativamente los ingresos de las plantas generadoras, termina por ser inefectivo en la operación del sistema (Wara, 2007).

1.3.8.2 Consumo de agua.

El uso de agua es un factor importante en la generación de energía eléctrica ya que los consumos alcanzan hasta los 230 m³/MWh en plantas termoeléctricas con tecnologías avanzadas (Macknick et al., 2011). Actualmente, las políticas regulatorias para consumo de agua han desarrollado modelos basados en precio de agua. Este precio debe cubrir aspectos como la extracción, tratamiento y distribución del recurso. Sin embargo, este precio se ve afectado por condiciones adicionales tales como la disponibilidad del recurso, políticas públicas, subsidios, conflictos sociales y desarrollo tecnológico, de ahí que el precio termine siendo un factor arbitrario que no refleja el valor real del recurso, lo cual resulta similar al tratamiento que se da a las emisiones de CO₂ (Savenije, 2002). En términos de modelación, se utilizan los costos de agua, en forma similar a las emisiones de CO₂, con el fin de reducir el consumo del recurso en los sistemas energéticos (Raj et al., 2011).

1.4 Generalidades del proyecto.

Considerando la problemática planteada, se considera que es posible el diseño de sistemas de poligeneración sustentables abordando la problemática de diseño en forma integral, lo cual implica el diseño y control óptimo del sistema. Para ello, se tomarán en cuenta, como casos de estudio, conjuntos habitacionales del Estado de Michoacán considerando aspectos como el comportamiento de las demandas energéticas y condiciones ambientales, precios del mercado energético local y tecnologías disponibles.

1.4.1 Objetivos Generales y Particulares

Objetivo General

Generar un modelo de diseño y control óptimo para sistema de poligeneración sustentables que considere los cambios de demanda energética y condiciones ambientales.

Objetivos particulares

- Capturar la variación del consumo energético ligado a los cambios demográficos y ambientales y determinar niveles de impacto.
- Determinar la configuración tecnológica óptima para la implementación del sistema.
- Determinar los factores sociales, económicos y ambientales que influyen en el diseño de sistemas de poligeneración de energía considerando diferentes métricas de operación y diseño, tales como el costo económico, impacto ambiental, seguridad de la instalación y el análisis de externalidades.

1.5 Casos de estudio

Para la construcción de los casos de estudio se toman en cuenta diferentes parámetros. Los primeros consideran las características técnicas y económicas de las tecnologías utilizadas, basadas en los datos disponibles en la literatura. También se deben considerar parámetros ambientales asociados al combustible y las externalidades, así como las condiciones del mercado energético y, finalmente, las demandas y condiciones ambientales que afectan el diseño y control de los sistemas de poligeneración y que se encuentran determinadas por condiciones locales.

1.5.1 Parámetros operativos de las tecnologías consideradas.

Existen múltiples catálogos y artículos de revisión de desempeño de tecnologías CHP, unidades de refrigeración y sistemas de almacenamiento térmico. En la **Tabla 1** se incluye un resumen de las características y costos encontrados en la literatura y que utilizaran a lo largo del estudio presentado (Ramsay, 2001; Al-Sulaiman et al., 2011; Trier et al. 2012; Darrow et al., 2015; Rubio-Maya et al., 2012).

Tabla 1. Parámetros técnicos y económicos de las tecnologías utilizadas.

Parámetro	ICE	MT	FC	SE	SC	AC	ST
Eficiencia eléctrica (η^W - %)	37.25	26	38	30			
Eficiencia térmica (η^Q - %)	47.5	47.5	50	60	75	1.75 [#]	
Dimensionamiento máximo (W^{UB} , G^{UB} y S^{UB} – kW, m ² (SC) y m ³ (ST))	15800	12500	2000	1500	1500*	1740	200
Carga parcial mínima (PL^{MIN} - %)	35	60	50	42.5			
Costo fijo (FC - \$)	100	100	100	100	30	10	120
Costo variable (VC - \$)	400	450	2500	450	50	100	125
Factor de economía de escala (β)	1	1	1	1	1	1	1
Factor de anualización (k_F)	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
Costo de mantenimiento (UCOM - \$/kWh)	0.015	0.065	0.015	0.015	0.001	0.012	
Temperatura de salida (°C)	90	90	90	90	70	5	

* Área disponible para colectores solares en el caso de estudio.

COP para AC

1.5.2 Parámetros ambientales y condiciones del mercado energético

Los parámetros ambientales que se presentan en la **Tabla 2** corresponden a los factores de emisiones, costo de agua y costos de combustible. Las unidades de moneda corresponden a USD (CFE, 2012; SENER, 2015).

Tabla 2. Parámetros ambientales y de mercado energético

Parámetro	
Factor de emisiones Gas Natural	380 g CO ₂ /kWh
Factor de emisiones Biogás	44 g CO ₂ /kWh
Costo de Biogás	0.034 \$/kWh
Costo de Gas Natural	0.013 \$/kWh
Costo de agua	0.69 \$/m ³
Precio unitario de ventas de electricidad	0.07 \$/kWh
Precio unitario de venta de calor	0.015 \$/kWh
Costo de Emisiones	40 \$/ton CO ₂

La **Fig. 3** muestra los precios horarios de compra-venta de energía eléctrica de acuerdo al mercado mexicano. Es importante señalar que el mercado no es directo, el valor económico de las ventas de energía a la red se descuentan del valor económico de las compras de energía que se hagan en el futuro bajo un esquema de banco virtual de energía.



Figura 3. Precios de compra-venta de energía eléctrica.

1.5.3 Caso Morelia

El caso Morelia Michoacán representa a un complejo habitacional, Villa Magna, conformado por 1440 viviendas. La temperatura es muy estable y se tienen datos de las demandas de electricidad y agua caliente con una resolución de 5 minutos. La **Fig. 4** muestra las demandas de una semana de verano.

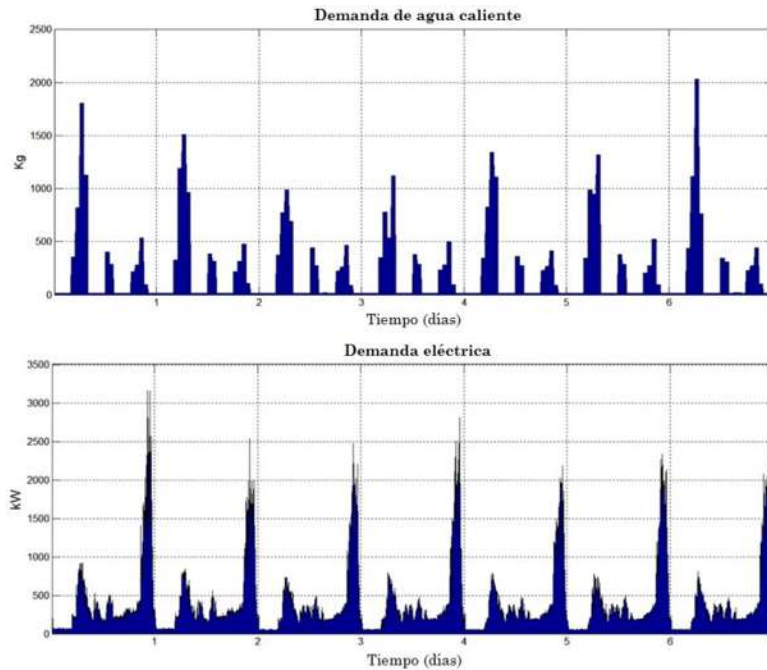


Figura 4. Demandas energéticas semanales de verano. Caso Morelia.

Se puede observar que los perfiles de consumo presentan desfases en diferentes periodos de tiempo, es decir, hay momentos en los cuales el consumo de agua caliente es superior al consumo eléctrico y viceversa. A partir de estos datos se han generado perfiles estacionales con una resolución de una hora utilizando la media horaria para cada perfil. También se muestran los perfiles de temperatura la cual es relativamente estable durante el año. Los rangos de temperatura hacen innecesario el uso de sistemas de aire acondicionado, por lo cual este perfil es utilizado para ejemplificar modelos de sistemas de cogeneración. En la Zona Central de México el uso de sistemas de calefacción y aire acondicionado a nivel doméstico son prácticamente inexistentes (Rosas-Flores y Morillón-Gálvez, 2010).

1.5.4 Caso Lázaro Cárdenas.

El caso Lázaro Cárdenas Michoacán corresponde a un complejo habitacional de 420 viviendas. Debido a las condiciones climáticas de la zona costera del Pacífico los servicios de aire acondicionado son importantes para las personas que habitan en este conjunto habitacional. En forma similar al Caso Morelia, se tienen datos de un año de consumo con una resolución de 5 minutos. Los perfiles de demanda eléctrica, demanda de agua caliente, carga de refrigeración asociada al sistema de aire acondicionado y los perfiles de radiación y temperatura ambiente se muestran en la **Fig. 6**.

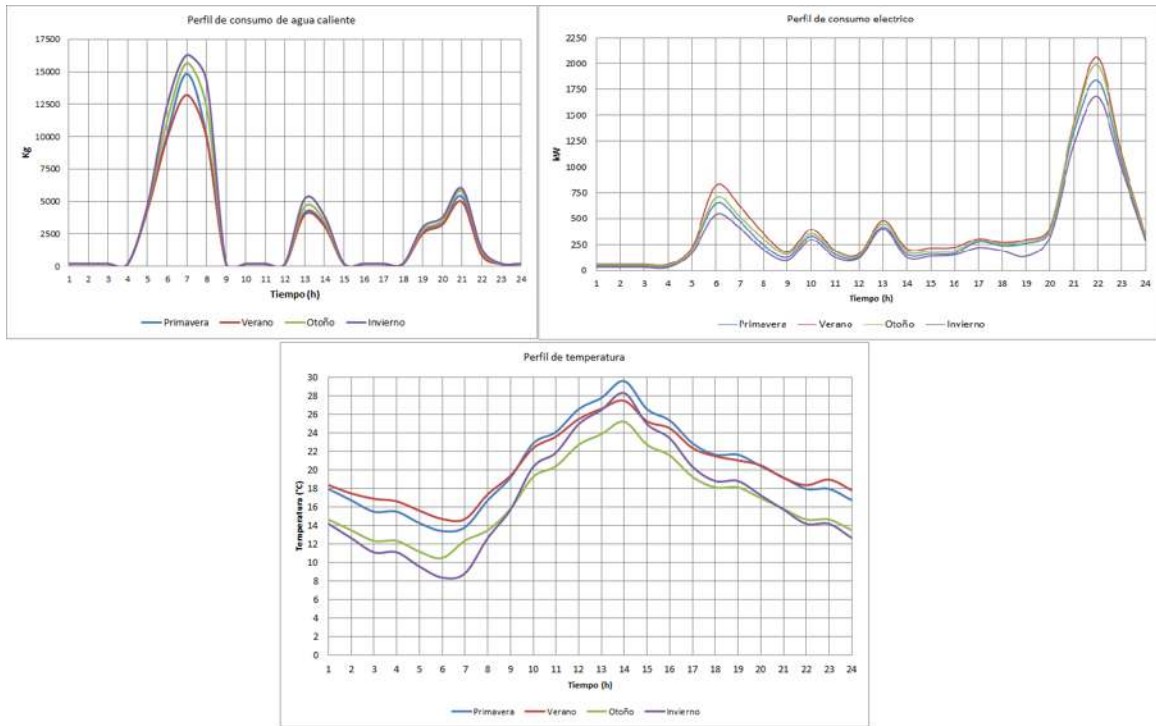


Figura 5. Perfiles de consumo energético y temperatura. Caso Morelia.

Los perfiles mostrados en estas secciones se han obtenido mediante métodos combinados de encuesta, medición directa, simulación de consumo energético (Heiple y Sailor, 2008) y consultas en base de datos (INEG, 2013).

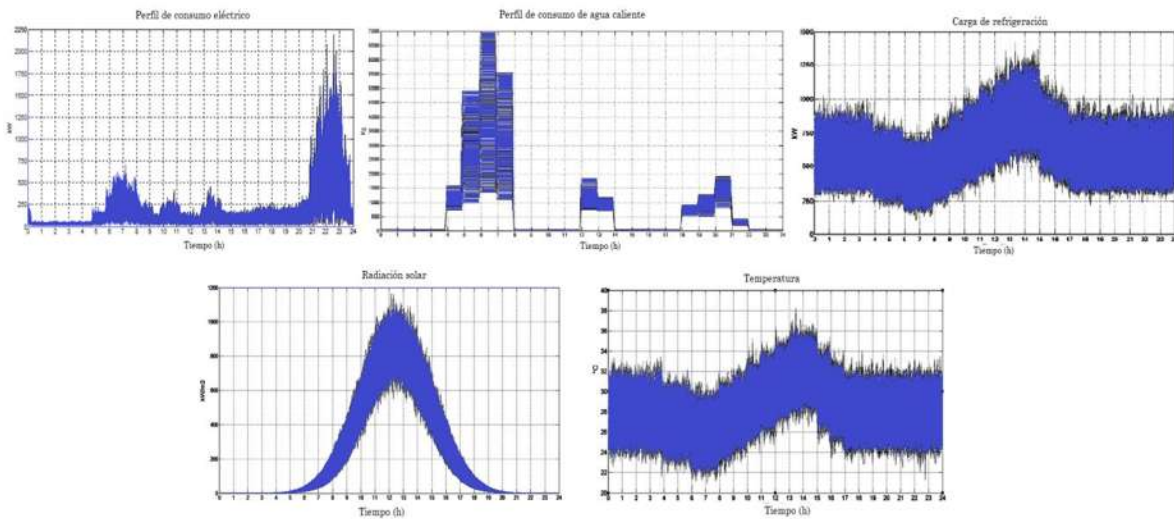


Figura 6. Perfiles de consumo energético, radiación y temperatura. Caso Lázaro Cárdenas.

CAPÍTULO II: DISEÑO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE POLIGENERACIÓN

2.1 Modelación de la superestructura para un sistema de trigeneración.

El problema planteado, integrando las problemáticas señaladas en el capítulo anterior, para el diseño de plantas de trigeneración se muestra, en forma esquemática, en la **Fig. 7**. Como ya se mencionó, generalmente el diseñador de sistemas de poligeneración tendrá a su alcance datos relacionados con el comportamiento de la demanda energética, los precios del mercado energético local y las condiciones ambientales. Con base en estos datos, debe ser capaz de determinar la configuración, es decir, la selección de la unidad central CHP y el requerimiento de sistemas auxiliares, y dimensionamiento óptimo del sistema así como la política de operación, la cual incluye el despacho de energía tanto al conjunto habitacional como a la red local, la operación a carga plena y carga parcial de la unidad CHP y la dinámica de almacenamiento térmico.

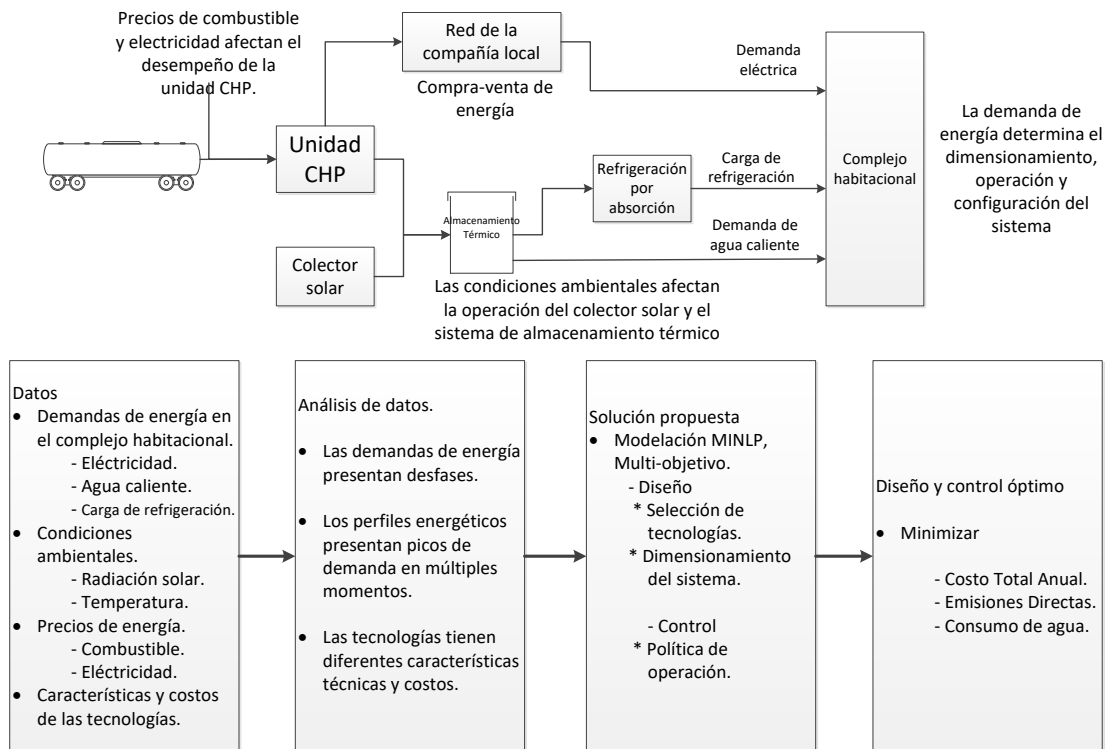


Figura 7. Planteamiento del problema. Planta de trigeneración.

En el marco del desarrollo sustentable, se están considerando aspectos económicos y ambientales generando un problema multi-objetivo. En términos económicos se considera

minimizar el costo total anual (Total Annual Cost, TAC), el cual incluye los costos de operación y de capital. Como objetivos ambientales se minimiza la generación de emisiones (GHGE) y el consumo de agua en la instalación.

La superestructura del sistema de trigeneración a diseñar se presenta en la **Fig. 8**, la cual representa un sistema de generación combinada de electricidad, calor y frío (Combined Cooling, Heat and Power, CCHP). En el esquema mostrado se consideran como alternativas viables para la unidad CHP motores de combustión interna, celdas de combustible, motor Stirling y microturbinas. Para la producción de frío se integra una unidad de refrigeración por absorción. El almacenamiento térmico consiste en un tanque sin aislamiento. Se considera que el sistema interactúa con la red local mediante un esquema de compra - venta. Como sistema de calefacción auxiliar se considera el uso de un colector solar. El agua caliente producida por la unidad CHP es utilizada por un lado para alimentar la unidad de refrigeración por absorción y por otro lado para suplir las necesidades de agua caliente para uso sanitario del complejo habitacional.

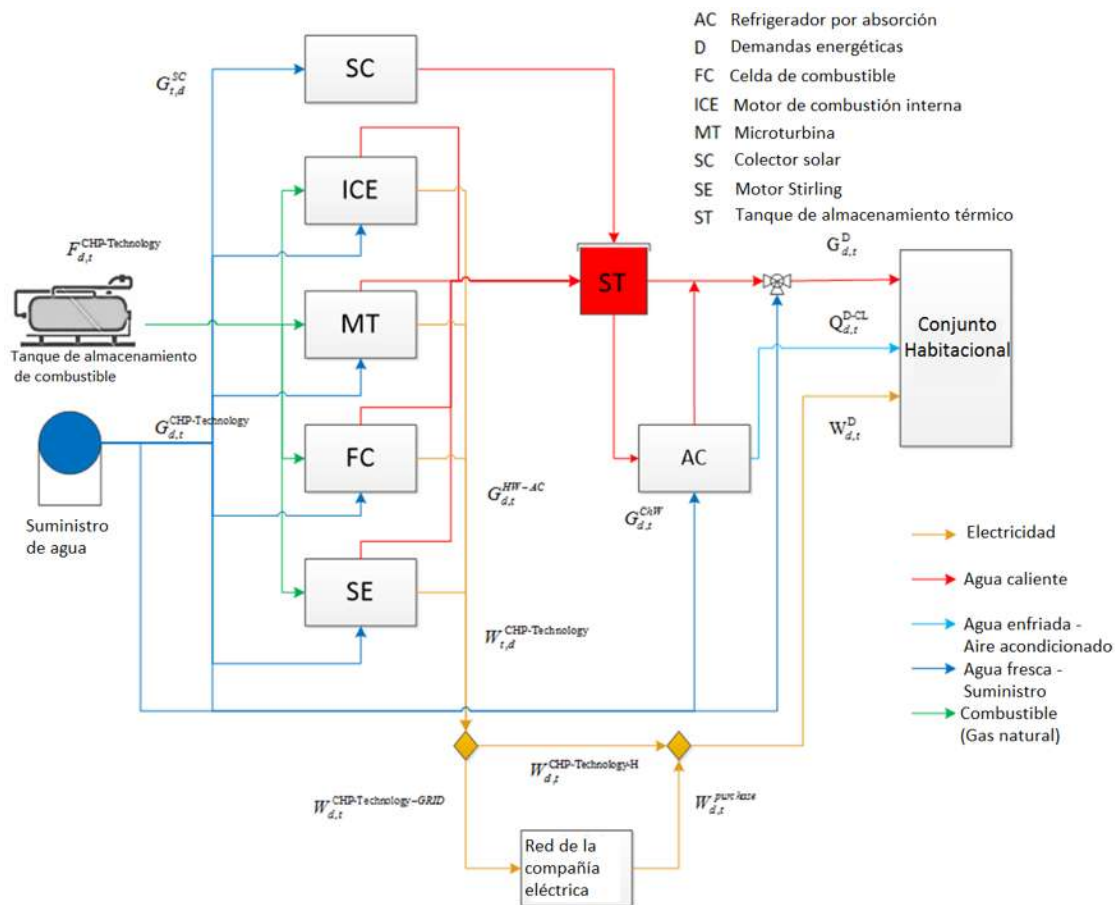


Figura 8. Superestructura para el diseño CCHP

A partir de la superestructura presentada es posible general el modelo de diseño y control óptimo del sistema de trigeneración.

2.1.1 Modelo termodinámico de operación de las unidades CHP.

Las unidades son representadas utilizando el siguiente conjunto, en el cual los elementos corresponden a motores de combustión interna (*ICE*), celdas de combustible (*FC*), microturbinas (*MT*) y motores Stirling (*SE*):

$$\text{CHP-Tech} = \{ICE, FC, MT, SE\} \quad (2.1)$$

Los principales parámetros que definen la operación de las unidades CHP son las eficiencias térmica (η^Q) y eléctrica (η^W). Ambas representan la relación entre los productos, electricidad (W) y calor (Q), y los requerimientos de combustible (F) expresados en unidades de energía (kWh). La carga parcial (PL) representa la relación entre la producción de electricidad en un determinado periodo de tiempo y la capacidad de producción de electricidad a carga plena (W^{MAX}). La mínima carga parcial ($PL^{\ell-MIN}$) a la que puede operar una unidad CHP está determinada por sus condiciones de diseño particulares (Åberg et al., 2012). Esta condición, la cual se expresa como una restricción en (2.4) y (2.5), afecta la eficiencia de diseño de la unidad CHP ($\eta_0^{W^\ell}$). Esta variación se expresa en términos de una función particular para cada tecnología (2.6), pero que puede ser aproximada mediante técnicas de regresión a partir de datos de eficiencia y operación a carga parcial, como los publicados por Sanaye et al. (2008), Ramsay (2001) y Al-Sulaiman et al. (2011). El calor transferido por cada unidad CHP es expresado en la ecuación (2.7). En estas ecuaciones, y^ℓ es una variable binaria que determina la existencia de la tecnología CHP (la cual puede ser ICE, MT, FC y SE).

$$\eta_t^{W^\ell} = \frac{W_t^\ell}{F_t^\ell}, \forall t \in T, \forall \ell \in \text{CHP-Tech} \quad (2.2)$$

$$\eta_t^{Q^\ell} = \frac{Q_t^\ell}{F_t^\ell}, \forall t \in T, \forall \ell \in \text{CHP-Tech} \quad (2.3)$$

$$PL_t^\ell = \frac{W_t^\ell}{W_t^{MAX-\ell}}, \forall t \in T, \forall \ell \in \text{CHP-Tech} \quad (2.4)$$

$$PL^{\ell-MIN} y^\ell \leq PL_t^\ell \leq PL^{\ell-MAX} y^\ell, \forall t \in T, \forall \ell \in \text{CHP-Tech} \quad (2.5)$$

$$\eta_t^{W^\ell} = \left(f^{PL-\ell} (PL_t) \right) \eta_0^{W^\ell}, \forall t \in T, \forall \ell \in \text{CHP-Tech} \quad (2.6)$$

$$Q_t^\ell = G_{d,t}^\ell Cp^\ell \left(T^\ell - T_{d,t}^{amb} \right), \forall t \in T, \forall d \in D, \forall \ell \in \text{CHP-Tech} \quad (2.7)$$

2.1.2 Sistema de almacenamiento térmico.

Un problema común en el control y diseño de sistemas de trigeneración o CCHP es la sincronización del sistema con demandas de energía que siguen diferentes patrones de comportamiento (en este caso electricidad, agua caliente y refrigeración). Una solución para este problema es la implementación de un sistema de almacenamiento térmico. En un tanque de almacenamiento térmico (ST), el agua almacenada y la temperatura de almacenamiento son condiciones dinámicas, las cuales son determinadas por las corrientes de entrada de agua caliente y las corrientes de salida más las pérdidas convectivas (Kar y Al-Dossary, 1995). La ecuación (2.8) considera las condiciones operativas de la estructura propuesta y representa en forma discretizada los balances de masa en el tanque de almacenamiento térmico. El nivel de agua almacenado en el periodo t y el día d ($V_{d,t}^{ST}$) es el resultado de la suma de agua almacenada en el periodo $t-1$ más el agua enviada al tanque por las unidades CHP y el colector solar ($G_{d,t}^\ell, G_{d,t}^{SC}$) menos el agua enviada a el conjunto habitacional ($G_{d,t}^{ST}$) y el agua enviada al sistema de refrigeración ($G_{d,t}^{ST-AC}$).

$$\rho^{water} \left(V_{d,t}^{ST} - V_{d,t-1}^{ST} \right) = G_{d,t}^{ICE} + G_{d,t}^{MT} + G_{d,t}^{FC} + G_{d,t}^{SE} + G_{d,t}^{SC} - G_{d,t}^{ST} - G_{d,t}^{ST-AC}, \quad (2.8)$$

$\forall t \in T, \forall d \in D, t > 1$

En forma similar, el balance de energía en el tanque de almacenamiento térmico es expresado utilizando las capacidades caloríficas y las temperaturas de las corrientes señaladas anteriormente. Es importante señalar que la temperatura de almacenamiento es una variable de decisión ($T_{d,t}^{ST}$).

$$\rho^{water} Cp^{water-ST} \left(V_{d,t}^{ST} T_{d,t}^{ST} - V_{d,t-1}^{ST} T_{d,t-1}^{ST} \right) = G_{d,t}^{ICE} Cp^{ICE} T^{ICE} + G_{d,t}^{MT} Cp^{MT} T^{MT} + G_{d,t}^{FC} Cp^{FC} T^{FC} + G_{d,t}^{SE} Cp^{SE} T^{SE} + G_{d,t}^{SC} Cp^{SC} T^{SC} - G_{d,t}^{ST} Cp^{ST} T_{d,t}^{ST} - G_{d,t}^{ST-AC} Cp^{ST-AC} T_{d,t}^{ST-AC} - Q_{d,t}^{loss} \quad (2.9)$$

$\forall t \in T, \forall d \in D, t > 1$

Las perdidas convectivas ($Q_{d,t}^{loss}$) son una función de la temperatura ambiente ($T_{d,t}^{amb}$), la cual presenta variaciones a lo largo del día, y del área del tanque de almacenamiento térmico. El área y volumen del tanque son variables de decisión. U es el coeficiente de

transferencia de calor por convección, el cual es una constante. Las expresiones (2.10) y (2.11) muestran las relaciones para determinar las pérdidas convectivas en el almacenamiento térmico

$$Q_{d,t}^{loss} = UA^{ST} (T_{d,t}^{ST} - T_{d,t}^{amb}), \forall t, \forall d \quad (2.10)$$

$$A^{ST} = 6(V^{MAX-ST})^{2/3} \quad (2.11)$$

Por condiciones de seguridad, para prevenir la proliferación de *Legionella*, la temperatura de almacenamiento de agua caliente se debe mantener por arriba de los 70°C (Leoni et al., 2005). Esta restricción se muestra en la expresión (2.12):

$$T_{d,t}^{ST} \geq 70^{\circ}C \quad (2.12)$$

2.1.3 Sistema de refrigeración por absorción.

Las demandas de agua fría para el sistema de aire acondicionado ($Q_{d,t}^{D-CL}$) son cubiertas mediante un sistema de refrigeración por absorción (Lira-Barragán et al., 2014). Este elemento de la superestructura es modelado utilizando un balance de energía y el coeficiente de rendimiento (COP^{AC}). La corriente de agua caliente para la operación del sistema se obtiene del tanque de almacenamiento térmico (ver Ecuación (2.14)).

$$Q_{d,t}^{D-CL} = COP^{AC} Q_{d,t}^{AC} \quad (2.13)$$

$$Q_{d,t}^{AC} = G_{d,t}^{ST-AC} Cp_{d,t}^{ST-AC} (T^{ST-AC} - T^{W-AC}), \forall t \in T, \forall d \in D \quad (2.14)$$

$$Q_{d,t}^{D-CL} = G_{d,t}^{ChW} Cp_{d,t}^{ChW} (T_{d,t}^{amb} - T^{ChW}), \forall t \in T, \forall d \in D \quad (2.15)$$

2.1.4 Equipos de calefacción auxiliares.

En caso de que la demanda no pueda ser cubierta por el sistema de generación de calor de la unidad CHP se puede recurrir a sistemas de calefacción auxiliares, en algunos trabajos se han empleado sistemas de calderas convencionales (Fuentes-Cortés et al., 2015a). En escenarios donde la el potencial solar es favorable, el uso de colectores es una alternativa válida. En la ecuación (2.16), $\alpha_{d,t}$ es el factor de radiación solar, A^{SC} es el tamaño del colector. La eficiencia del colector solar es variable durante el día ($\eta_{t,d}^{SC}$) y depende de las condiciones ambientales que generan pérdidas convectivas. Estos factores se

consideran en las ecuaciones (2.17) y (2.18). La salida de calor del colector ($Q_{d,t}^{SC}$) se presenta en la ecuación (2.19).

$$Q_{d,t}^{SC-A} = \alpha_{d,t} A^{SC}, \forall t \in T, \forall d \in D \quad (2.16)$$

$$Q_{t,d}^{SC} = \eta_{t,d}^{SC} Q_{t,d}^{SC-A}, \forall t \in T, \forall d \in D \quad (2.17)$$

$$\eta_{d,t}^{SC} = \eta_0^{SC} - UA^{SC} \frac{T_{d,t}^{SC} - T_{d,t}^{amb}}{Q_{d,t}^{SC-A}}, \forall t \in T, \forall d \in D \quad (2.18)$$

$$Q_{d,t}^{SC} = G_{d,t}^{SC} Cp_{d,t}^{SC} (T_{d,t}^{SC} - T_{d,t}^{amb}), \forall t \in T, \forall d \in D \quad (2.19)$$

2.1.5 Suministro de energía eléctrica e interacción con la red local.

La demanda eléctrica en cada periodo (t) del día (d) ($W_{d,t}^D$) es satisfecho por la suma de la energía comprada a la red ($W_{d,t}^{purchase}$) y la energía producida por la unidad CHP ($W_{d,t}^{CHP}$), considerando cada tecnología en forma separada ($W_{d,t}^{ICE-H}$, $W_{d,t}^{FC-H}$, $W_{d,t}^{MT-H}$, $W_{d,t}^{SE-H}$).

$$W_{d,t}^D = W_{d,t}^{purchase} + W_{d,t}^{ICE-H} + W_{d,t}^{MT-H} + W_{d,t}^{SE-H} + W_{d,t}^{FC-H}, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (2.20)$$

La producción de electricidad de cada unidad CHP ($W_{d,t}^\ell$) puede ser calculada mediante la suma de la energía enviada al conjunto habitacional ($W_{d,t}^{\ell-H}$) y los excedentes vendidos a la red ($W_{d,t}^{\ell-GRID}$), esto se puede expresar como:

$$W_{d,t}^\ell = W_{d,t}^{\ell-H} + W_{d,t}^{\ell-GRID}, \forall t \in T, \forall d \in D, \forall \ell \in \text{CHP-Tech} \quad (2.21)$$

Esta interacción con la red eléctrica local permite generar ingresos por la venta de energía a un cliente externo y además sirve como un soporte para los desfases entre las demandas eléctrica y térmica (Bianchi et al., 2014a).

2.1.6 Suministro de demanda de agua caliente.

El agua caliente para uso sanitario es determinada por la demanda horaria de los usuarios ($G_{d,t}^D$). Esta demanda se satisface mediante agua proveniente del almacenamiento térmico ($G_{d,t}^{ST}$). La temperatura de suministro es regulada utilizando agua fresca ($G_{d,t}^{CW-H}$), que se encuentra a temperatura ambiente ($T_{d,t}^{amb}$). Por cuestiones de confort y seguridad, el

agua debe suministrarse a 50°C (Lévesque et al., 2004). El balance de suministro de agua caliente se expresa en las siguientes ecuaciones:

$$G_{d,t}^D = G_{d,t}^{ST} + G_{d,t}^{CW-H}, \forall t \in T, \forall d \in D \quad (2.22)$$

$$G_{d,t}^D Cp_{d,t}^D T^D = G_{d,t}^{ST} Cp_{d,t}^{W-ST} T_{d,t}^{ST} + G_{d,t}^{CW} Cp_{d,t}^{CW} T_{d,t}^{amb}, \forall t \in T, \forall d \in D \quad (2.23)$$

2.1.7 Dimensionamiento y configuración del sistema.

El dimensionamiento y la configuración del sistema son determinados por el tamaño y existencia de las unidades CHP (ICE, MT, FC y SE), el tanque de almacenamiento térmico (ST), el colector solar (SC) y la unidad de refrigeración por absorción (AC).

El dimensionamiento de las unidades CHP ($W^{MAX-\ell}$) es determinado por la capacidad más grande de equipo disponible en el mercado ($W^{UB-\ell}$) y la carga más alta requerida para la operación del sistema ($W_{d,t}^\ell$). La existencia de un equipo es definida utilizando variables binarias y^ℓ .

$$W^{MAX-\ell} \leq W^{UB-\ell} y^\ell, \forall \ell \in \text{CHP-Tech} \quad (2.24)$$

$$W^{MAX-\ell} \leq W_{d,t}^\ell, \forall \ell \in \text{CHP-Tech} \quad (2.25)$$

El tamaño (V^{MAX-ST}) del tanque de almacenamiento térmico (ST) está definido por dos factores. El primero es el máximo nivel de agua caliente almacenada durante un período determinado ($V_{d,t}^{ST}$) y el segundo es la máxima capacidad de tanque disponible en el mercado (V^{UB-ST}). La existencia de la unidad se define mediante una variable binaria y^{ST} .

$$V^{MAX-ST} \geq V_{d,t}^{ST}, \forall t, \forall d \quad (2.26)$$

$$V^{MAX-ST} \leq V^{UB-ST} y^{ST} \quad (2.27)$$

La existencia y dimensionamiento del colector solar son determinados por la variable binaria asociada al equipo (y^{SC}) y el área operativa (A^{SC}). El área es delimitada por el área disponible para la instalación del colector solar (A^{UB-SC}).

$$A^{SC} \leq A^{UB-SC} y^{SC} \quad (2.28)$$

En forma similar, el dimensionamiento de la unidad de refrigeración es determinado por la máxima carga de refrigeración y el máximo dimensionamiento disponible.

$$Q^{MAX-AC} \geq Q_{d,t}^{D-CL}, \forall d, \forall t \quad (2.29)$$

$$Q^{MAX-AC} \leq Q^{UB-AC} y^{AC} \quad (2.30)$$

2.2 Definición de los objetivos del diseño.

Los objetivos del diseño del sistema son de tipo económico y ambiental. Desde el punto de vista económico se ha considerado el uso del costo anual total (TAC) y desde el punto de vista ambiental, las emisiones directas y el consumo de agua en el sistema.

2.2.1 Objetivos económicos.

Desde el punto de vista de un inversionista, un proyecto de generación de energía debe ser rentable, de tal forma que los costos del sistema sean compensados por los ingresos y generar utilidades. La función de costo total anual considera ambos factores, tanto costos como ingresos.

2.2.1.1 Costo de capital.

El costo de capital ($CostCap^T$) corresponde a la compra del equipo, incluyendo los costos de instalación. Se integra por el costo de las unidades CHP ($CostCap^\ell$), el colector solar ($CostCap^{SC}$), la unidad de refrigeración ($CostCap^{AC}$) y el tanque de almacenamiento térmico ($CostCap^{ST}$).

$$CostCap^T = CostCap^{ICE} + CostCap^{MT} + CostCap^{FC} + CostCap^{SE} + CostCap^{SC} + CostCap^{AC} + CostCap^{ST} \quad (2.31)$$

El costo de capital para cada unidad CHP está basado en el tamaño del equipo y se compone de una parte de costo fijo (FC^ℓ) y un costo variable (VC^ℓ) el cual se multiplica por el tamaño del equipo ($W^{MAX-\ell}$) el cual se eleva al exponente β^ℓ que representa un factor de escala (ver **Tabla 1**):

$$CostCap^\ell = k_f \left(FC^\ell y^\ell + VC^\ell \left(W^{MAX-\ell} \right)^{\beta^\ell} \right), \forall \ell \in \text{CHP-Tech} \quad (2.32)$$

El costo de capital se calcula en forma similar para el resto de las tecnologías que conforman el sistema. En las relaciones mostradas k_f es un factor utilizado para anualizar la inversión. Este factor toma en cuenta el valor del dinero a lo largo del tiempo, la vida útil del proyecto (15 años para el caso de estudio) y la tasa de interés (10 % en este caso) y considera que el costo total debe ser cubierto en diferentes periodos de tiempo.

$$CostCap^{SC} = k_F \left(FC^{SC} y^{SC} + VC^{SC} [A^{SC}]^{\beta^{SC}} \right) \quad (2.33)$$

$$CostCap^{ST} = k_F \left(FC^{ST} y^{ST} + VC^{ST} [S^{MAX-ST}]^{\beta^{ST}} \right) \quad (2.34)$$

$$CostCap^{AC} = k_F \left(FC^{AC} y^{AC} + VC^{AC} [Q^{MAX-AC}]^{\beta^{AC}} \right) \quad (2.35)$$

2.2.1.2 Costo de operación y mantenimiento.

El costo total de operación y mantenimiento de las unidades que conforman el sistema ($CostOM^T$) es calculado en base a la producción total que realizan las unidades durante el año ($W_{d,t}^\ell$, $G_{d,t}^{SC}$, $Q_{d,t}^{D-CL}$).

$$CostOM^\ell = UCOM^\ell \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T W_{d,t}^\ell \quad (2.36)$$

$$CostOM^{SC} = UCOM^{SC} \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T G_{d,t}^{SC} \quad (2.37)$$

$$CostOM^{AC} = UCOM^{AC} \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Q_{d,t}^{D-CL} \quad (2.38)$$

$$CostOM^T = CostOM^{ICE} + CostOM^{MT} + CostOM^{FC} + CostOM^{SE} + CostOM^{SC} + CostOM^{AC} \quad (2.39)$$

2.2.1.3 Costo de combustible.

El costo de combustible ($CostOp^{Fuel}$) es el valor económico del total de combustible consumido durante los diferentes periodos de operación del sistema CHP.

$$CostOp^{Fuel} = CostOp^{Fuel-ICE} + CostOp^{Fuel-MT} + CostOp^{Fuel-FC} + CostOp^{Fuel-SE} \quad (2.40)$$

Los costos de combustible de las unidades CHP son iguales a las cantidades de combustible consumidas ($F_{d,t}^\ell$) multiplicadas por el costo unitario de combustible (UCF^ℓ).

$$CostOp^{Fuel-\ell} = UCF^\ell \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T F_{d,t}^\ell \quad (2.41)$$

2.2.1.4 Costo de la energía comprada a la red.

El costo de compra de energía eléctrica ($CostPower^{GRID}$) considera la compra de energía en horas pico ($W_{d,t}^{purchase}$), es decir, en periodos de tiempo durante el día cuando la

producción de energía eléctrica de las unidades CHP es insuficiente para cubrir las demandas, y el costo unitario de energía (UCP_t). Este costo cambia en el tiempo acorde a las políticas del mercado energético local.

$$CostPower^{GRID} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T UCP_t W_{d,t}^{purchase} \quad (2.42)$$

2.2.1.5 Ingresos por venta de energía.

Las ventas de electricidad ($Powersale^T$) consideran tanto la energía enviada al complejo habitacional ($W_{d,t}^{\ell-H}$) como la enviada a la red local ($W_{d,t}^{\ell-GRID}$). Ambos clientes compran la energía al precio más bajo en el mercado (VCP).

$$Powersale^T = VCP \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T (W_{d,t}^{\ell-H} + W_{d,t}^{\ell-GRID}), \forall \ell \in \text{CHP-Tech} \quad (2.43)$$

Las ventas de calor ($Heatsale^H$) se calculan basadas en el calor producido por las unidades CHP y el colector solar ($Q_{d,t}^{\ell}, Q_{d,t}^{SC}$), considerando los valores de venta del mercado energético local (UCH):

$$Heatsale^H = UCH \sum_{t=1}^T \sum_{d=1}^D (Q_{d,t}^{ICE} + Q_{d,t}^{MT} + Q_{d,t}^{FC} + Q_{d,t}^{SE} + Q_{d,t}^{SC}) \quad (2.44)$$

2.2.1.6 Costo total anual.

El costo total anual (TAC) es determinado por la suma de los costos anualizados de capital ($CostCap^T$), compra de energía a la red local ($CostPower^{GRID}$), el costo de combustible ($CostPower^{GRID}$), el costo de operación y mantenimiento ($CostOM^T$). Los ingresos producto de la venta de energía eléctrica ($PowerSale^T$) y de calor ($HeatSale^H$).

$$TAC = CostCap^T + CostOp^{Fuel} + CostOM^T + CostPower^{GRID} - PowerSale^T - HeatSale^H \quad (2.45)$$

2.2.2 Objetivos ambientales.

En este proyecto se consideran como objetivos ambientales: la reducción de GHGE y de consumo de agua en unidades de poligeneración.

2.2.2.1 Generación de emisiones.

A pesar de su eficiencia, las unidades CHP consumen combustibles fósiles por lo cual generan emisiones de CO_2 (Agudelo et al., 2013). Por lo tanto, las emisiones están asociadas al consume de combustible de las unidades CHP ($F_{d,t}^{\ell}$). Las emisiones que

corresponden a la red local están calculadas en base a la energía que se adquiere mediante la compra de electricidad. ($W_{d,t}^{purchase}$). Cada una de estas fuentes de emisiones tiene un factor de emisiones asociado con el tipo de combustible, en el caso de las unidades CHP, o la calidad de generación de energía, en el caso de la red ($GHGF^{CHP}$, $GHGF^{GRID}$). El total de emisiones generadas ($GHGE^T$) es calculado en base a las emisiones de CO₂ de la red eléctrica local ($GHGE^{GRID}$) y las unidades CHP ($GHGE^{CHP}$).

$$GHGE^T = GHGE^{CHP} + GHGE^{GRID} \quad (2.46)$$

$$GHGE^{CHP} = GHGF^{CHP} \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T (F_{d,t}^{ICE} + F_{d,t}^{MT} + F_{d,t}^{FC} + F_{d,t}^{SE}) \quad (2.47)$$

$$GHGE^{GRID} = GHGF^{GRID} \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T W_{d,t}^{purchase} \quad (2.48)$$

2.2.2.2 Consumo de agua.

El consumo de agua (SW) es la suma del agua utilizada en las unidades CHP ($G_{t,d}^{\ell}$), el colector solar ($G_{t,d}^{SC}$), el agua utilizada para regular la temperatura de suministro de agua caliente al complejo habitacional ($G_{t,d}^{CW-H}$) y el agua fría generada en la unidad de refrigeración ($G_{t,d}^{ChW}$).

$$SW = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T (G_{t,d}^{ICE} + G_{t,d}^{MT} + G_{t,d}^{FC} + G_{t,d}^{SE} + G_{t,d}^{SC} + G_{t,d}^{CW-H} + G_{t,d}^{ChW}) \quad (2.49)$$

2.3 Estrategia de optimización.

El modelo generado corresponde con un problema multi-objetivo de programación mixta entera no lineal. En el cual, se propone minimizar en forma simultanea las funciones objetivo TAC , $GHGE^T$ y SW de tal forma que se satisfagan las restricciones (2.1) - (2.49). Ya que los tres objetivos se encuentran en conflicto se necesita identificar un conjunto de soluciones en un frente de Pareto. Existen diferentes metodologías para resolver problemas multi-objetivo. Una forma común de hacerlo es obteniendo el total de la superficie de Pareto utilizando solvers locales (Logist et al., 2012). En este caso, se propone el método de soluciones compromiso basada en el punto de solución utópico. Este esquema resulta práctico considerando el dimensionamiento y características particulares del problema

(Zavala y Flores-Tlacuahuac, 2012). Primero, se resuelve en forma independiente cada una de las funciones objetivo para obtener los límites inferiores (Lower Bound, LB) de cada función (TAC^{LB} , $GHGE^{T-LB}$, SW^{LB}). Los resultados definen las coordenadas del punto utópico, el cual corresponde con una solución infactible, puesto que los tres objetivos se encuentran en conflicto. La solución de los objetivos en forma separada también define los límites superiores (Upper Bounds, UB) (TAC^{UB} , $GHGE^{T-UB}$, SW^{UB}), los cuales definen las coordenadas del punto de nadir. Las coordenadas del punto de nadir y del punto utópico permiten escalar las funciones objetivo y encontrar la solución en la superficie de Pareto más cercana al punto utópico, esta solución es llamada: Solución compromiso (2.49).

$$\min \left(\left| \frac{TAC - TAC^{LB}}{TAC^{UB} - TAC^{LB}} \right| + \left| \frac{GHGE^T - GHGE^{T-LB}}{GHGE^{T-UB} - GHGE^{T-LB}} \right| + \left| \frac{SW - SW^{LB}}{SW^{UB} - SW^{LB}} \right| \right) \quad (2.49)$$

La ventaja de este esquema de solución es que se pueden computar varias soluciones compromiso sin necesidad de explorar todo el frente de Pareto.

2.4 Resultados y diseño de la configuración tecnológica.

El caso utilizado para el análisis fue el del complejo habitacional en Lázaro Cárdenas utilizando las condiciones de consumo de energía y ambientales de todo un año con una resolución de 5 minutos. Debido a lo anterior, el tamaño del problema es considerable. La formulación del problema de optimización multi-objetivo fue codificada en el lenguaje de modelado algebraico GAMS (Brooke et al., 2015). El modelo consiste de 2, 844, 771 variables continuas, 6 variables binarias y 3, 370, 791 restricciones. Las no linealidades del modelo incluyen funciones expresiones bi y tri lineales así como exponenciales. Se utilizó el solver global BARON (Tawarmalani y Sahanidis, 2005). En promedio, cada problema de optimización, es decir el cálculo del punto utópico, el punto nadir y la solución compromiso requirieron 69,500 segundos (19 horas) de tiempo computacional. Los cálculos se llevaron a cabo en un equipo con procesador Intel a 2.4 GHz con 8 GB de memoria RAM. Debido a la duración de los periodos de cómputo y la presencia de múltiples objetivos en conflicto se encontró poco práctico el resolver toda la superficie de Pareto. En lugar de eso, el esfuerzo computacional se enfocó en conseguir una solución compromiso Pareto-óptima.

Los puntos de los mínimos en forma individual de las funciones TAC, $GHGE^T$ y SW son presentados en la **Fig. 9**. En esta figura también se presenta el punto utópico (UP), solución nadir (NS) y la solución compromiso (CS). Los valores de configuración asociados a estos puntos se reportan en la **Tabla 3**.

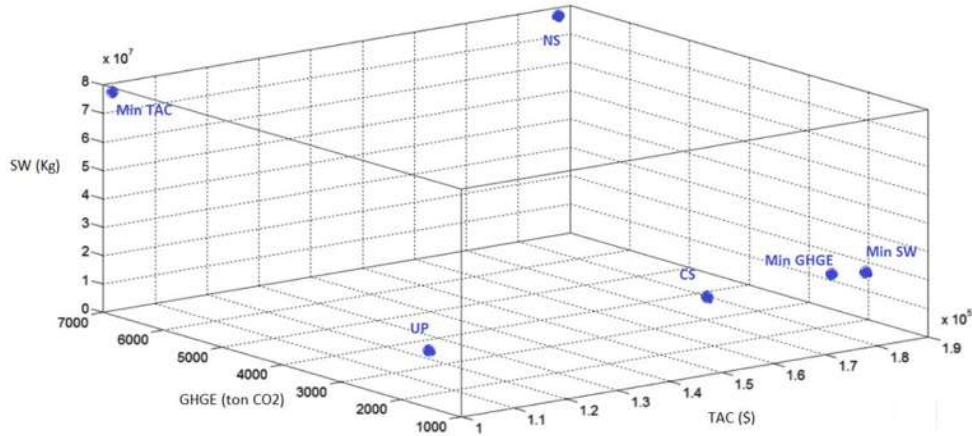


Figura 9. Frente de Pareto. Problema de trigeneración.

Tabla 3. Resultados del proceso de optimización. Problema de trigeneración.

	Min TAC	Min $GHGE^T$	Min SW	Solución Compromiso	Punto Utópico	Solución Nadir
TAC (\$/año)	100,336	178,000	186,290	156,295	100,336	186,290
$GHGE^T$ (ton de CO ₂ /año)	6,879	1,581	1,727	1,774	1,581	6,879
SW (kg/año)	78,228,000	22,186,000	19,602,600	20,018,000	19,602,600	78,228,000
Tecnologías CHP	ICE	SE	ICE	FC		
Tamaño de la unidad CHP (kW _e)	580	180	287	267		
Tamaño ST (m ³)	86	75	83	72		
Tamaño de SC (m ²)	0	0	0	0		
Tamaño de AC (kW)	870	870	870	870		
Ventas de electricidad (\$)	336,400	52,494	70,667	157,850		
Costo de agua (\$)	53,977	15,308	13,526	13,812		
TAC – Considerando costo de agua (\$)	154,333	193,308	199,816	170,107		

El consumo de agua varía en forma considerable entre las distintas soluciones. El precio promedio del agua en México es de 0.69 USD/m³ (Carrera et al., 2009). Cuando se minimiza el TAC sin considerar el costo del agua, el TAC tiene un valor de \$ 100, 336 /año, pero si consideramos el costo del agua, este valor se incrementa hasta \$154, 333 /año.

Esto indica que el costo del agua representa el 34 % del valor del TAC. Esto puede ser atribuido al tipo y tamaño de la tecnología seleccionada (ICE con una capacidad de 580 kWe). En el caso en el cual se minimiza el TAC, el sistema consume alrededor de 78 millones de kilogramos de agua al año. Si hacemos un contraste con la minimización de agua, este consumo se reduce en aproximadamente un 75 %. En este caso, aunque la tecnología es la misma, ICE, la capacidad del equipo es de 278 kWe, esta reducción en el tamaño de la unidad implica un aumento en la compra de electricidad a la red local y un incremento sensible del 30 % en el valor del TAC, el cual alcanza un valor de \$ 199,816 /año, considerando el valor del agua consumida. La reducción de emisiones selecciona un motor Stirling con una capacidad de 180 kWe el cual consume un 72 % menos de agua comparado con el resultado obtenido al minimizar el TAC. El costo incrementa, en esta solución un 25 %. La solución compromiso selecciona como unidad CHP una FC con una capacidad de 267 kWe que consume 74.4 menos agua que el caso donde se minimiza el TAC con un incremento de únicamente el 10 % en el costo. Los resultados muestran que el consumo de agua es un factor que debe ser cuidadosamente valorado por sí mismo.

En el caso de las emisiones, al minimizar el TAC las emisiones aumentan hasta 335 % comparadas con el caso donde se minimizan las GHGE. La solución compromiso solo incrementa las emisiones un 12 %. Esto muestra que la solución compromiso obtenida mediante el escalamiento respecto al punto utópico puede proveer soluciones que compensen en forma óptima entre objetivos en conflicto.

También se puede notar que ninguna de las soluciones integra el colector solar como parte de la configuración del sistema. En el caso de las soluciones obtenidas con el mínimo TAC y la CS se deben a que el colector solar genera agua a 70°C, mientras que las tecnologías CHP generan agua a temperaturas entre 90 y 100 °C. El suministro de agua caliente del colector solar fuerza a la unidad CHP a incrementar el consumo de combustible para cubrir las demandas térmicas, especialmente las asociadas a la operación del AC. Otro factor que influye en esta configuración es la restricción de área disponible para la instalación de un colector solar. Debido a las configuraciones urbanas propias de países en desarrollo el espacio para este tipo de tecnologías suele ser limitado (Freitas et al., 2015).

Las políticas de operación de las unidades CHP para las distintas soluciones se muestran en la **Fig. 10**. Es notorio que todas ellas tienen una fuerte correlación con el

comportamiento de la demanda térmica, tanto la asociada al suministro de agua caliente como a la carga de refrigeración. La ausencia de otra fuente de suministro de energía térmica obliga a que la unidad CHP priorice la cobertura de las demandas térmicas (Le Truong et al., 2015; Pirouti et al., 2015). Esto no ocurre con la demanda eléctrica ya que para este servicio se tiene un suministro adicional, la red local, la cual cubre las demandas de energía eléctrica cuando el sistema CHP no es capaz de hacerlo.

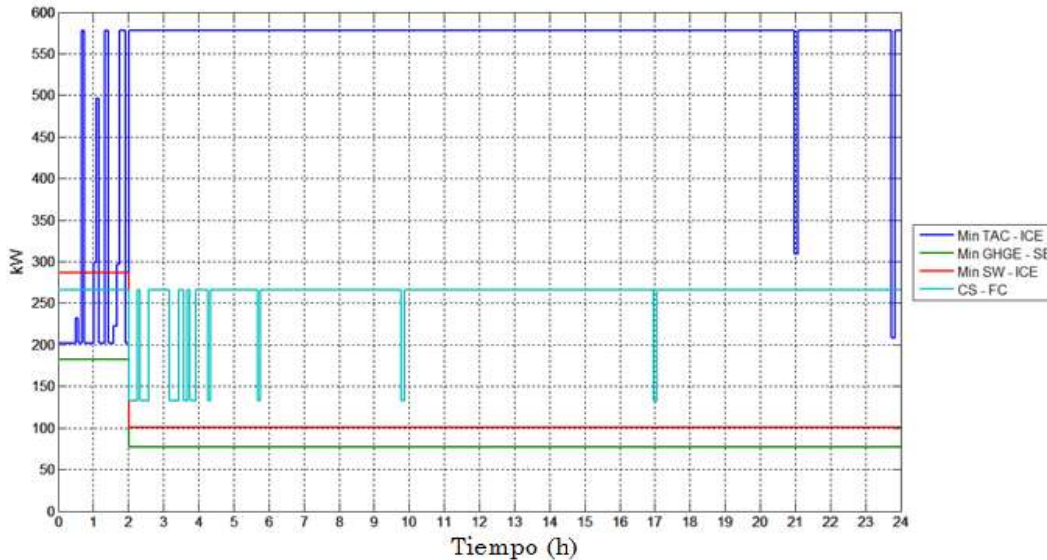


Figura 10. Políticas de operación de las soluciones obtenidas.

Las soluciones con el mínimo TAC y la CS tienden a operar la mayor parte del tiempo a carga plena, lo cual resulta en un incremento de la eficiencia. Por otro lado, las soluciones que minimizan GHGE^T y SW muestran una tendencia a operar en el mínimo de la carga parcial, reduciendo el uso de recursos, como agua y combustible, al mínimo. En estas soluciones el equipo opera a carga plena únicamente en periodos de bajo consumo de energía térmica, de esta manera almacena energía térmica que le permite operar con la mínima cantidad de recursos durante el resto de los períodos.

El análisis completo de este problema se puede encontrar en Fuentes-Cortés et al. (2016a).

CAPÍTULO III: CONTROL ÓPTIMO Y TRATAMIENTO DE EXTERNALIDADES.

3.1 Estructura de un esquema de control óptimo de un sistema de cogeneración.

La diferencia entre un problema donde se integra el diseño y control óptimo de una instalación, como el mostrado en el capítulo anterior, donde se define en forma conjunta el sistema y la política de operación, en un modelo de control óptimo se busca definir únicamente la política de operación de un sistema ya existente. De esta manera se logran dos objetivos: modificar el esquema de operación actual ajustándolo a nuevas circunstancias u objetivos o, en su caso, determinar el remplazo de unidades o equipos que ya no resulten operativos ante el cambio de circunstancias u objetivos de operación diferentes (Hrovat, 1997). En este capítulo se toma en cuenta el caso de estudio de la ciudad de Morelia, utilizando los perfiles de semana tipo de verano con una resolución de 5 minutos (ver **Figura 3**). Para el sistema se toman en cuenta los datos del sistema de cogeneración diseñado en Fuentes-Cortés et al. (2015b), un motor de combustión interna de 100 kWe y un tanque de almacenamiento térmico de 20 m³. La superestructura del sistema se muestra en la **Figura 11**. Es un sistema de cogeneración conformado por una unidad CHP la cual es alimentada por biogás y gas natural para proveer los servicios de electricidad y agua caliente al conjunto habitacional. Al igual que en el caso anterior, se plantea la interacción con la red local. En el sistema de almacenamiento térmico se ha añadido un sistema de purga para eliminar los excedentes de agua caliente.

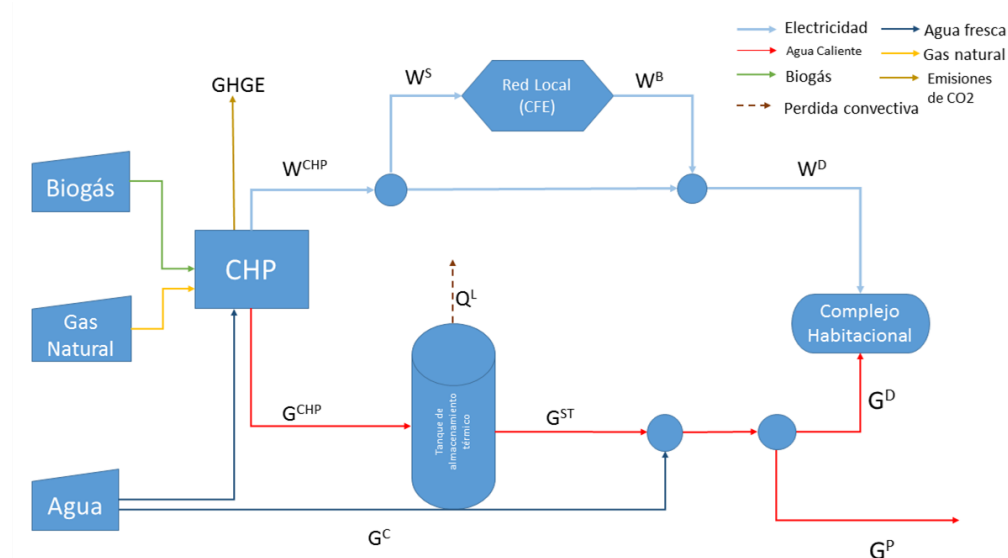


Figura 11. Estructura del problema de control óptimo.

3.1.1 Modelo termodinámico de la operación del sistema CHP.

Las eficiencias térmica ($\eta_t^{Q^{CHP}}$) y eléctrica ($\eta_t^{W^{CHP}}$), así como las condiciones de carga parcial (PL_t^{CHP}), se definen en la misma manera que en el capítulo anterior. Puesto que la tecnología ya está definida de antemano, un motor de combustión interna, la función de carga parcial corresponde a la presentada en Rubio-Maya et al. (2011). A diferencia del caso presentado en el capítulo anterior, el esquema multi-periodo no agrupa los periodos de tiempo por día, sino todos como parte de un mismo conjunto.

$$\eta_t^{W^{CHP}} = \frac{W_t^{CHP}}{F_t^{CHP}}, \forall t \in T \quad (3.1)$$

$$\eta_t^{Q^{CHP}} = \frac{Q_t^{CHP}}{F_t^{CHP}}, \forall t \in T \quad (3.2)$$

$$PL_t^{CHP} = \frac{W_t^{CHP}}{W_t^{MAX-CHP}}, \forall t \in T \quad (3.3)$$

$$PL^{CHP-MIN} \leq PL_t^{CHP} \leq PL^{CHP-MAX}, \forall t \in T \quad (3.4)$$

$$\eta_t^{W^{CHP}} = (0.324PL_t^2 + 0.44PL_t + 0.235)\eta_0^{W^{CHP}}, \forall t \in T \quad (3.5)$$

$$Q_t^{CHP} = G_t^{CHP} C_p^{water} (T^{CHP} - T_t^{amb}), \forall t \in T \quad (3.6)$$

3.1.2 Suministro de combustible.

El suministro de combustible para la unidad CHP (F_t^{CHP}) proviene de dos fuentes, una convencional basada en gas natural con suministro ilimitado (NG_t) y la segunda basada en biogás (Bio_t), la cual se encuentra limitada por el potencial de producción del conjunto habitacional (Bio^T). En este esquema de operación se puede optar por consumir gas natural, biogás o una mezcla de ambos combustibles acorde a la función objetivo que se considere. Desde un punto de vista económico, los costos de gas natural son más bajos, por lo cual este enfoque incentiva el uso de este combustible. Si se considera la generación de emisiones evitadas durante el proceso de producción de biogás, entonces, desde un punto de vista completamente ambiental, el uso de biogás tiene prioridad como combustible (Weiland, 2010).

$$F_t^{CHP} = NG_t + Bio_t, \forall t \in T \quad (3.7)$$

$$\sum_{t=1}^T Bio_t \leq Bio^T \quad (3.8)$$

3.1.3 Dinámica del sistema de almacenamiento térmico.

La dinámica del sistema de almacenamiento térmico está definida por las entradas y salidas del ST, en este caso, la entrada de agua caliente está determinada por la corriente que proviene del sistema CHP (G_t^{CHP}). La salida es la corriente que enviada hacia el complejo habitacional o hacia el sistema de purga (G_t^{ST}).

$$\rho^{water} (V_t^{ST} - V_{t-1}^{ST}) = G_t^{CHP} - G_t^{ST}, \forall t \in T \quad (3.9)$$

$$\rho^{water} Cp^{water-ST} (V_t^{ST} T_t^{ST} - V_{t-1}^{ST} T_{t-1}^{ST}) = G_t^{CHP} Cp^{CHP} T^{CHP} - G_t^{ST} Cp^{ST} T_t^{ST} - Q_t^{loss}, \forall t \in T \quad (3.10)$$

Las pérdidas convectivas y la temperatura de seguridad en el tanque de almacenamiento térmico se modelan en forma similar a lo mostrado en el capítulo anterior.

$$Q_t^{loss} = UA^{ST} (T_t^{ST} - T_t^{amb}), \forall t \in T \quad (3.11)$$

$$A^{ST} = 6(V^{MAX-ST})^{2/3} \quad (3.12)$$

$$T_t^{ST} \geq 70^\circ C, \forall t \in T \quad (3.13)$$

3.1.4 Suministro de agua caliente.

Para el esquema de suministro se ha añadido un sistema de purga que permite eliminar los excedentes de producción de agua caliente en el tanque de almacenamiento térmico, dicho excedente no puede ser descargado al ambiente a la temperatura del almacenamiento térmico (Calm, 2002). Por lo cual, la temperatura se regula y se desecha al ambiente a la misma temperatura de suministro al conjunto habitacional, 50°C.

$$G_t^D + G_t^P = G_t^{ST} + G_t^{CW-H}, \forall t \in T \quad (3.14)$$

$$(G_t^D + G_t^P) T^D = G_t^{ST} T_t^{ST} + G_t^{CW} T_t^{amb}, \forall t \in T \quad (3.15)$$

3.1.5 Interacción con la red local y suministro de electricidad.

La electricidad generada por la unidad CHP es enviada al conjunto habitacional, mientras que los excedentes se envían a la red local. En los periodos en que la producción de electricidad resulta insuficiente para cubrir la demanda, se compra electricidad a la red. Esto se sintetiza en las siguientes expresiones.

$$W_t^D = W_t^{purchase} + W_t^{CHP-H}, \forall t \in T \quad (3.16)$$

$$W_t^{CHP} = W_t^{CHP-H} + W_t^{CHP-GRID}, \forall t \in T \quad (3.17)$$

3.2 Objetivos de control y tratamiento de externalidades.

Los objetivos de control planteados son los mismos que se utilizaron para el problema de diseño. La diferencia es la escala de tiempo. En este caso, en lugar de anualizar los factores de costo operativo, generación de emisiones y consumo de agua se ha tomado únicamente un periodo de una semana. Al ser un problema de control óptimo, aspectos como el costo de capital se omiten de la operación del sistema.

3.2.1 Objetivo económico.

En este caso, el objetivo económico está definido por la función de costo de operación, la cual abarca, los costos de operación y mantenimiento del sistema, los costos de compra de energía eléctrica, los costos de combustible, así como los ingresos por venta de electricidad y calor.

$$TCost = \sum_{t=1}^T \left(-(UPP - CostOM) \cdot W_t^{CHP} - UPH \cdot (Q_t^{CHP} - G_t^{PTD}) + UCP_t \cdot W_t^{purchase} + CostNG \cdot NG_t + CostBio \cdot Bio_t \right) \quad (3.18)$$

3.2.2 Monetización de externalidades.

El objetivo primordial de este análisis es determinar la eficiencia en la operación de instalaciones CHP de los enfoques de monetización y los de impacto directo en el control de externalidades. En este caso, las externalidades a considerar serán las mismas que en el capítulo anterior: el consumo de agua y la generación de emisiones.

El uso de factores como el costo de emisiones o la asignación de precio de agua se utilizan frecuentemente en el diseño de sistemas de energía para mitigar el impacto ambiental asociado a estos dos elementos. Desde el punto de vista de optimización, también simplifica el problema, ya que el problema multi-objetivo puede ser transformado en un problema uni-objetivo con una sola función de tipo económico.

$$TCostExt = TCost + \sum_{t=1}^T \left(CostW \cdot SW_t + CostEm \cdot GHG_t^T \right) \quad (3.19)$$

3.2.3 Valoración directa de externalidades y generación de soluciones compromiso.

Un enfoque que se utiliza a menudo para el control de impacto ambiental es la valoración directa de las externalidades. Esto implica medir directamente las emisiones generadas y el agua consumida. En este caso, las emisiones que se cuantifican son las

asociadas al consumo de combustible de la unidad CHP, tanto en forma de gas natural como de biogás. Cada uno de estos combustibles tiene su propio factor de emisiones asociado.

$$GHGE^T = \sum_{t=1}^T (GHGF^{NG} \cdot NG_t + GHGF^{Bio} \cdot Bio_t) \quad (3.20)$$

El consumo de agua está conformado por el agua suministrada a la unidad CHP y el agua utilizada para regular la temperatura de suministro al conjunto habitacional.

$$SW = \sum_{t=1}^T (G_t^{CHP} + G_t^{CW-H}) \quad (3.21)$$

La complejidad de la valoración directa está asociada a que el problema multi-objetivo no puede ser fácilmente reducido o exige la exploración del frente de Pareto. En este caso, al igual que en el problema de diseño se utilizará el método de la obtención de soluciones compromiso.

$$CS = \left| \frac{TCost - TCost^{LB}}{TCost^{UB} - TCost^{LB}} \right| + \left| \frac{GHGE - GHGE^{LB}}{GHGE^{UB} - GHGE^{LB}} \right| + \left| \frac{SW - SW^{LB}}{SW^{UB} - SW^{LB}} \right| \quad (3.22)$$

3.3 Resultados.

El modelo matemático fue codificado utilizando el lenguaje Julia (Duning et al., 2015) y resuelto utilizando el solver Ipopt (Wächter y Biegler, 2006). En la **Fig. 12** se muestran las soluciones para las funciones objetivo en forma individual, tanto el costo ($TCost$), emisiones ($GHGE$) y consumo de agua (SW). Además de los puntos utópico (UP) y nadir (NS) asociados a dichos resultados. También se presentan la localización de la solución compromiso (CS) y la solución por monetización de externalidades ($TCostExt$).

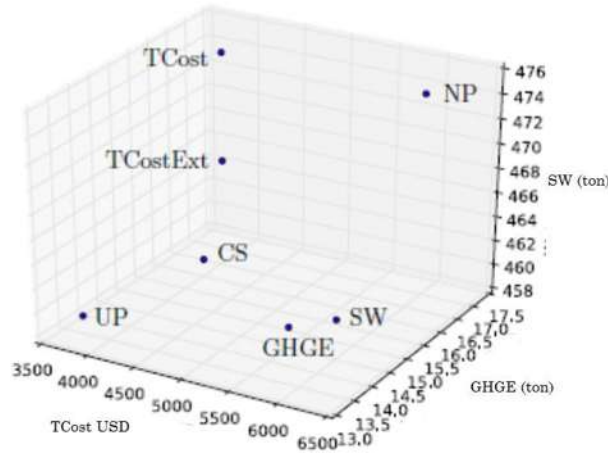


Figura 12. Frente de Pareto, problema de control óptimo.

Los valores asociados a cada punto del frente de Pareto se muestran en la **Tabla 4**. Para cada función se muestra también la distancia entre la solución encontrada y su referencia en el punto utópico.

Tabla 4. Valores de las funciones objetivo. Problema de control.

Función Objetivo	Valores de las funciones objetivo				% distancia al punto utópico		
	TCostExt (USD – semanal)	TCost (USD – semanal)	GHGE (ton)	SW (Kg)	TCost	GHGE	SW
TCost	4, 812	3, 803	17.05	474,013	0	28.3	3.11
GHGE	6, 818	5, 968	13.29	462,944	56.9	0	0.7
SW	6, 768	5, 854	14.91	459,728	53.9	12.2	0
TCostExt	4, 806	3, 803	17.05	465,036	0	28.3	1.15
CS	5, 051	4, 104	15.76	459,751	7.9	18.6	0
Punto Utópico	-	3, 803	13.29	459,728	-	-	-
Solución Nadir	-	5, 968	17.05	474,013	56.9	28.3	3.11

El punto utópico tiene un costo total de \$ 3,803 USD, con una generación de emisiones de 13.29 toneladas de CO₂ y un consumo de agua de 459, 728 Kg. Por su parte, el punto utópico tiene un costo de \$ 5,968, un 56.9% más alto que el valor en el punto utópico, generando 17.5 toneladas de GHGE, 28.3 % superior al punto utópico y un consumo de 474, 013 Kg. de agua, 3.11 % más que en el punto utópico. Lo cual muestra un efecto significativo en el costo del sistema cuando se priorizan los objetivos ambientales. El alto incremento en el costo, comparado con los niveles de reducción en el costo de agua demuestra que el valor de agua en términos económicos debe ser alto. El cambio en las emisiones más perceptible, sin embargo, al utilizar el costo de emisiones para controlar este factor, no existe una reducción en términos reales, es decir, el costo de emisiones no tiene efecto en el resultado final.

Cuando se minimiza el costo (*TCost*) se observa que los niveles de emisiones y consumo de agua son los más altos, lo cual es de esperarse ya que la función no incluye ningún aspecto ambiental. Por otro lado, al minimizar la función de monetización de externalidades (*TCostExt*) no existe cambio en las emisiones. Sin embargo, al utilizar la solución compromiso (*CS*) las emisiones reducen drásticamente. El punto utópico representa una reducción del 28.6%, mientras que *CS* alcanza el 18.6 %. El costo al minimizar el consumo de agua incrementa un 53.9 % comparado con el punto utópico.

Utilizando la solución compromiso se alcanzan los mismos niveles de consumo de agua con un incremento de apenas un 7.9 % en el costo.

Estas relaciones entre reducción de externalidades muestran que el enfoque de monetización no tiene un efecto real al reducir el impacto ambiental y que esquemas de soluciones compromiso que incluyan la valoración directa del impacto ambiental pueden tener un mejor impacto en la operación del sistema sin que el costo de operación se eleve en forma significativa.

Pero este no es el único efecto al utilizar un esquema de monetización. La **Fig. 13** muestra la diferencia entre el uso de biogás ambos esquemas: monetización de externalidades y de solución compromiso.

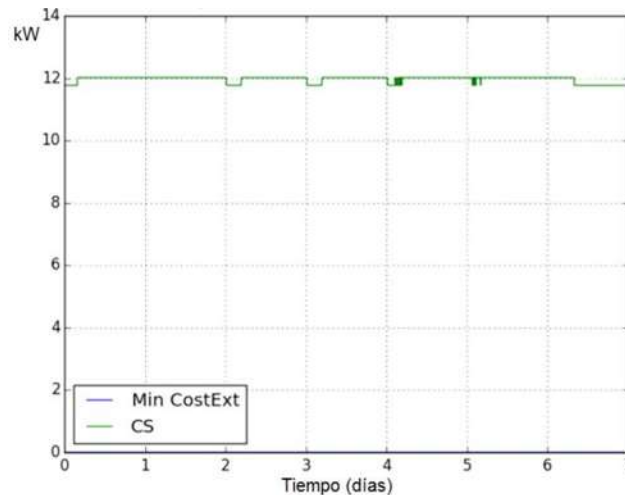


Figura 13. Comparativa en uso de biogás.

En el esquema de monetización el biogás no es utilizado, debido al costo se prefiere el uso de gas natural. En el esquema de solución compromiso, el biogás es utilizado en todos los periodos de tiempo. El análisis de la solución compromiso muestra que pese al uso de biogás, el incremento en el costo operativo del sistema no es significativo. Por lo tanto, la adopción de un modelo de control diferente, donde las externalidades no operen en términos de monetización, resultaría en un estímulo para el uso de biocombustibles.

Finalmente, la **Fig. 14** muestra que la política de operación del sistema para ambos enfoques, tanto la solución compromiso como por monetización de externalidades. La política óptima considerando la monetización de externalidades opera a carga plena en todo momento, de esta manera incrementa los ingresos por venta de energía a la red local y al conjunto habitacional. Por otro lado, la operación bajo el esquema de solución compromiso

tiende a adaptarse en los cambios en la demanda energética, operando el sistema a carga plena en horas de alto consumo energético.

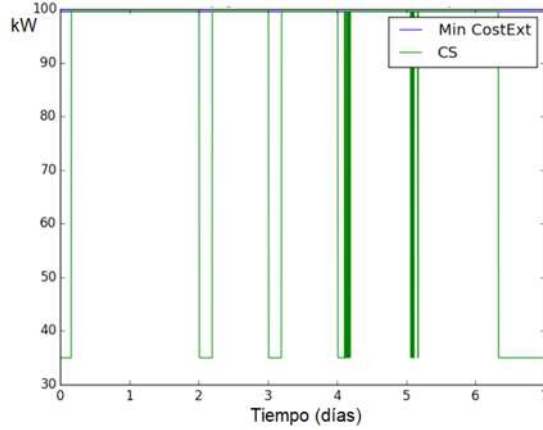


Figura 14. Política de operación, sistema CHP.

3.3.1 Relaciones entre monetización y la solución compromiso.

La solución compromiso y el esquema de monetización de externalidades pueden alcanzar el mismo resultado si se cumplen las siguientes condiciones:

$$CostEm = \frac{TCost^{UB} - TCost^{LB}}{GHGE^{UB} - GHGE^{LB}} \quad (3.23)$$

$$CostW = \frac{TCost^{UB} - TCost^{LB}}{SW^{UB} - SW^{LB}} \quad (3.24)$$

Lo cual se puede probar mediante multiplicar toda la función objetivo (3.22) por $TCost^{UB} - TCost^{LB}$, lo cual no afecta la solución óptima del problema ya que el valor es considerado constante:

$$TCost - TCost^{LB} + \frac{TCost^{UB} - TCost^{LB}}{GHGE^{UB} - GHGE^{LB}} (GHGE - GHGE^{LB}) + \frac{TCost^{UB} - TCost^{LB}}{SW^{UB} - SW^{LB}} (SW - SW^{LB}) \quad (3.25)$$

Factorizando los términos de la ecuación (3.23) se obtienen:

$$TCost + CostEm \cdot GHGE + CostW \cdot SW + c$$

Donde

$$c = -TCost^{LB} - \frac{TCost^{UB} - TCost^{LB}}{GHGE^{UB} - GHGE^{LB}} (GHGE^{LB}) + \frac{TCost^{UB} - TCost^{LB}}{SW^{UB} - SW^{LB}} (SW^{LB}) \quad (3.26)$$

Al ser constantes todos los elementos, este factor no afecta la solución óptima.

Si utilizamos los datos de la **Tabla 4** en las ecuaciones (3.23) y (3.24) se obtienen los siguientes resultados:

$$CostEm = \frac{\$5,968 - \$3,803}{17.05tonCO_2 - 13.29tonCO_2} = 575\$ / tonCO_2 \quad (3.23)$$

$$CostW = \frac{\$5,968 - \$3,803}{474,013kg - 459,728kg} = 150\$ / m^3 \quad (3.24)$$

Si se desea monetizar las externalidades en el problema planteado, estos deberían ser los costos de emisiones y agua. Sin embargo, los modelos de políticas públicas y los precios del mercado harían inviable el uso de estos valores. Por lo tanto, la monetización de externalidades resulta poco eficiente en la reducción del impacto ambiental de sistemas de cogeneración.

Este trabajo se publicó en Fuentes-Cortés et al. (2016a).

CAPÍTULO IV. MÉTRICAS Y FACTORES ASOCIADOS AL DISEÑO DE SISTEMAS DE POLIGENERACIÓN.

En este capítulo se abordan brevemente algunas de las problemáticas asociadas al diseño de sistemas de poligeneración y las propuestas que se realizaron para resolverlas. En forma especial, el tratamiento de la incertidumbre en el diseño y la seguridad asociada a estas instalaciones.

4.1 Variables que generan incertidumbre.

Existen múltiples factores que generan incertidumbre en el diseño de nuevas instalaciones de generación de energía. Algunas, como las expuestas en este capítulo, son fácilmente medibles y se puede ajustar un parámetro a las mismas. Las métricas de incertidumbre social son complicadas de abordar y aunque actualmente se realizan esfuerzos en áreas como la aceptabilidad social (Owens y Drifill, 2008; Perlaviciute y Steg, 2014) o la satisfacción del usuario (Nguyen y Aiello, 2013), lo cierto es que aún no hay una métrica objetiva que permita generalizar la incertidumbre del comportamiento humano ante nuevas instalaciones de generación de energía.

El objetivo del diseño bajo incertidumbre es generar una configuración del sistema capaz de resistir los cambios de estas variables y que pueda ser rentable y operativa al paso del tiempo. Este tipo de análisis también permite anticipar problemas asociados con los cambios en esas variables y la sensibilidad del sistema a los mismos (Sahinidis, 2004). En este sentido, se han desarrollado enfoques basados en programación estocástica (Liu et al., 2010a) y en pronóstico (Fleiter et al., 2011)

4.1.1 Variables económicas.

En países en desarrollo, como México, las condiciones del mercado energético son fluctuantes, condiciones como la inflación, los cambios en las políticas públicas o la dependencia tecnológica afectan significativamente el desarrollo de nuevos proyectos en materia energética (Ibarra-Yunez, 2015). En el caso de los sistemas de cogeneración, los principales aspectos que se ven afectados son el precio de compra-venta de energía eléctrica (Jano-Ito y Crawford-Brown, 2016) y los precios de combustible (Arora y Cai, 2014) ambos implicados en la política de operación y dimensionamiento de los sistemas de

poligeneración. Los costos de capital no tienen afectaciones tan pronunciadas debido a que, por dependencia tecnológica, la mayoría de las unidades tecnológicas se importan. Solamente en fenómenos como la devaluación de la moneda local se tienen variaciones significativas (Sovacool y Dworkin, 2014).

4.1.2 Variables ambientales.

La temperatura ambiente es la más significativa de las variables ambientales que generan incertidumbre en el diseño de sistemas de poligeneración. Temperaturas muy altas obligan a la instalación de unidades de refrigeración y temperaturas muy bajas a servicios de calefacción. Cuando las temperaturas fluctúan durante el año, es posible que se requieran ambos servicios. No solamente la configuración del sistema se ve afectada, también el dimensionamiento ya que variaciones muy altas requieren equipos más robustos para mantener las condiciones de operación (Tasdighi et al., 2014).

Aunque en muchas regiones el clima considera patrones estables de comportamiento, con la aceleración de los fenómenos asociados al calentamiento global los ciclos climatológicos se han vuelto inestables en muchas regiones del mundo, por lo cual la incertidumbre en el diseño de nuevos sistemas de energía considerando la temperatura ambiente es un área prácticamente nueva (Schaeffer et al., 2012).

4.1.3 Variables de demanda.

La demanda energética es otro factor que causa incertidumbre en el diseño. Esta se ve afectada por fenómenos como el cambio climático, población flotante y cambios tecnológicos en el equipamiento y construcción de las viviendas. El factor de cambio en las demandas ocasiona la compra de nuevas unidades y la calidad del servicio. Poder anticipar esos cambios se convierte en un problema fundamental al diseñar un sistema de generación distribuida ya que evita costos futuros. Mientras que el problema del cambio tecnológico tiende a reducir el consumo de energía (Strengers, 2012), la población flotante conlleva periodos prolongados en los cuales se tienen altas demandas de energía, cuando la población aumenta, o reducciones drásticas, cuando la población disminuye. Esta condición se agudiza por fenómenos demográficos y sociales (Raleigh et al., 2008).

4.1.4 Método Multi-escenario.

Si se tienen datos del comportamiento de las variables que se van a considerar en el estudio se puede formular un problema multi-escenario. El primer paso es elegir un tipo de

distribución acorde al comportamiento de los datos que permita capturar la posible variabilidad del fenómeno. A partir de esta distribución se generan valores aleatorios de la variable a analizar, de esta manera se generan múltiples escenarios asociados al comportamiento de dicha variable (Conejo et al., 2010). Generalmente, se asume que el comportamiento de las variables corresponde a distribuciones normales (Shi et al., 2014), sin embargo, otras metodologías para la generación del problema multi-escenario incluyen la implementación de algoritmos Monte Carlo (Lee, 2014), de Lógica Difusa (Suganthi et al., 2015) y pronóstico de largo plazo (Su et al., 2014).

Para el caso de estudio, se considera el diseño de una planta de cogeneración con un boiler convencional como unidad auxiliar y un tanque de almacenamiento térmico. El problema incluye la selección de la unidad CHP, el dimensionamiento del sistema y determinar la necesidad de equipos auxiliares. Se utilizaron los datos del Caso Morelia en la forma de perfiles estacionales con una resolución de una hora, tanto para el costo de energía eléctrica, demandas de energía, temperatura ambiente y costo de gas natural, se utilizó una distribución normal basada en la inflación, para el caso de las variables económicas, la población flotante, para el caso de las demandas de energía y la varianza asociada a los datos, para el caso de la temperatura ambiente. La **Fig. 15** muestra la configuración de dichos escenarios.

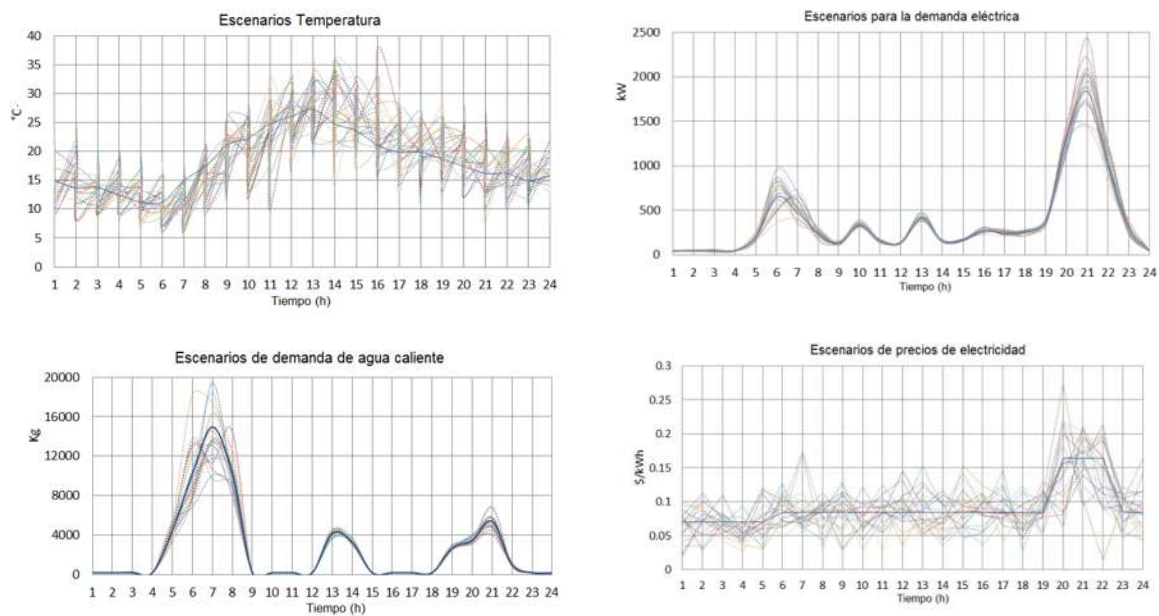


Figura 15. Configuración de escenarios aleatorios.

4.1.5 Multi-objetivo.

En este caso, el proceso de optimización se planteó como un problema multi-objetivo en el cual se minimiza el TAC y las emisiones GHG. El problema multi-escenario en este caso consiste en el diseño de sistema que pueda satisfacer todos los escenarios en forma simultánea. De esta manera, las funciones objetivos sufren una reformulación:

$$\overline{TAC} = \sum_{sc=1}^n TAC_{sc} \cdot prob_{sc} \quad (4.1)$$

$$WTAC \geq TAC_{sc}, \quad \forall sc \in SC \quad (4.2)$$

$$\overline{GHGE} = \sum_{sc=1}^n GHGE_{sc}^T \cdot prob_{sc} \quad (4.3)$$

$$WGHGE \geq GHGE_{sc}^T, \quad \forall sc \in SC \quad (4.4)$$

Donde todos los escenarios (sc) tienen la misma probabilidad de presentarse. Las funciones medias o de TAC y GHGE esperados (\overline{TAC} y \overline{GHGE}) consideran una configuración del sistema que minimice la función objetivo de todos los escenarios en forma simultánea, mientras que las funciones de *peor caso* ($WTAC$ y $WGHGE$), buscan una configuración que minimice el valor de la función objetivo en los escenarios con el peor comportamiento, es decir, en los que alcanza los valores más altos.

En este caso, el problema multi-objetivo exige la exploración del frente de Pareto por lo cual la estrategia de optimización se realiza mediante el método ϵ -constraint, en el cual:

$$\min \overline{TAC}_i \quad (4.5)$$

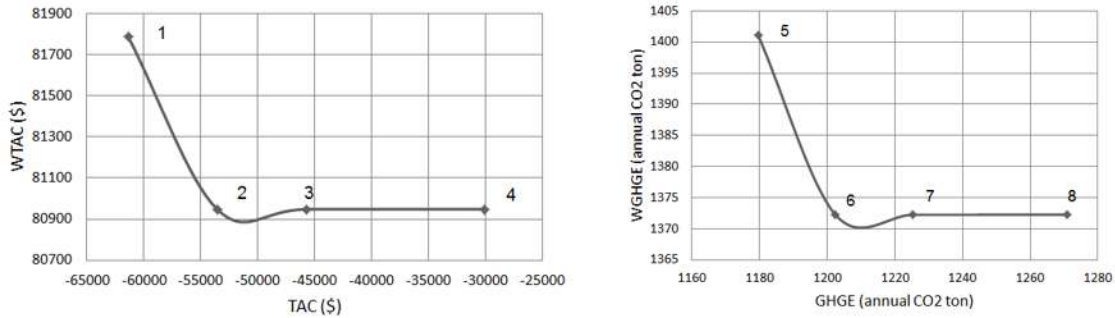
Sujeto a las restricciones que plantea el problema y se añade la restricción:

$$WTAC \leq \epsilon_i \quad (4.6)$$

Donde $i=1, 2, 3, \dots, n$ puntos considerados para explorar el frente de Pareto. Las funciones objetivo de las emisiones se tratan en forma similar.

Los resultados de ambos procesos se muestran en la **Fig. 16**. Las **Tablas 5** y **6** muestran los resultados y configuraciones para cada punto en las curvas Pareto. En el análisis económico se muestra como unidad preponderante el motor de combustión interna (ICE). Las soluciones 2, 3 y 4 muestran la misma configuración y dimensionamiento ajustando únicamente los niveles de operación para cubrir las variaciones entre los diferentes escenarios. Esto muestra que las configuraciones basadas en este tipo de

tecnología, ICE, son menos sensibles desde un punto de vista económico a las variaciones de demanda, mercado energético y temperatura ambiente. Por otro lado, en el análisis de emisiones, la configuración tecnológica muestra una tendencia al uso de una combinación de tecnologías: celdas de combustible, FC, y motor Stirling, SE, además de que en ambos casos se requiere el uso de un equipo térmico auxiliar. Esta configuración incrementa los costos de capital en forma considerable.



Análisis económico

Análisis de emisiones

Figura 16. Frentes de Pareto en análisis con incertidumbre.

Tabla 5. Configuraciones del análisis económico bajo incertidumbre.

	Solución 1	Solución 2	Solución 3	Solución 4
\overline{TAC} (\$)	- 61,380	-53,560	-45,740	- 30,100
\overline{WTAC} (\$)	81,788	80,948	80,948	80,948
\overline{GHGE} (ton de CO ₂)	1,314	1,351	1,412	1,451
\overline{WGHGE} (ton de CO ₂)	1,577	1,612	1,702	1,740
Unidades CHP	ICE	ICE	ICE	ICE
Dimensionamiento de las unidades CHP (kW _e)	124.5	107.9	107.9	107.9
Tamaño del ST (m ³)	21.7	22.5	22.5	22.5
Dimensionamiento de equipo térmico auxiliar (l/h)	-	-	-	-
Costo de capital (\$ anual)	12,127	10,625	10,625	10,625

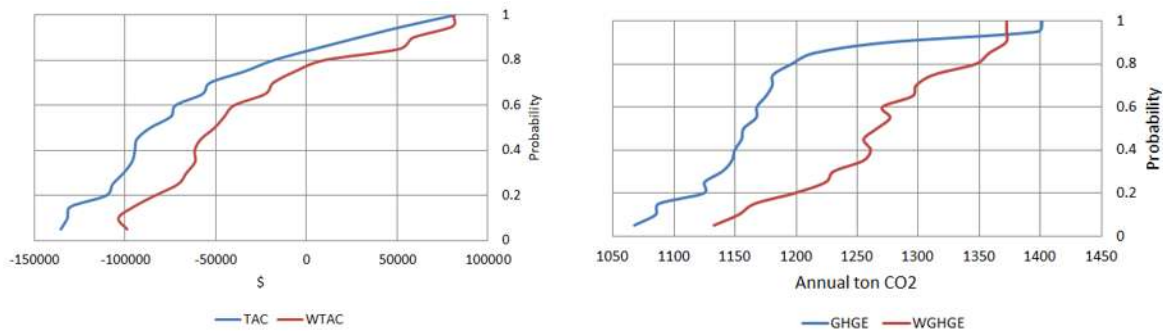
Tabla 6. Configuraciones del análisis de emisiones bajo incertidumbre.

	Solución 5	Solución 6	Solución 7	Solución 8
\overline{TAC} (\$)	211,540	223,610	231,780	239,330
\overline{WTAC} (\$)	342,060	347,120	356,460	366,430
\overline{GHGE} (ton de CO ₂)	1,179	1,202	1,225	1,270
\overline{WGHGE} (ton de CO ₂)	1,401	1,372	1,372	1,372
Unidades CHP	FC SE	FC SE	FC SE	FC SE
Dimensionamiento de las unidades CHP (kW _e)	3.9	17.4	17.4	17.4
Tamaño del ST (m ³)	65.3	65.3	65.3	65.3
Dimensionamiento del equipo térmico auxiliar (l/h)	15,000	15,000	15,000	15,000
Costo de capital (\$ anual)	251,300	259,010	259,010	259,010

4.1.6 Análisis de sensibilidad.

Este análisis nos muestra el nivel de afectación que puede tener el cambio de un conjunto de variables en la función objetivo. Para ello se construye una ojiva de la probabilidad asociada a que se presente cada escenario con su respectivo resultado. La **Fig. 17** muestra el análisis económico y de emisiones para el caso presentado. En el caso del análisis económico, en ninguno de los escenarios la probabilidad del *peor caso* es superior a la del caso esperado, por lo tanto, los cambios en las variables de incertidumbre no tienen un efecto sensible en el sistema. Por otro lado, en el análisis ambiental, de generación de emisiones, existe solo un escenario en el cual el *peor caso* supera en probabilidad al esperado. Aún en estas condiciones, como el resto del área de probabilidad del escenario esperado es superior al *peor caso*, se puede llegar a las mismas condiciones que en el aspecto económico.

Por lo tanto, en el caso presentado, las variaciones de demanda energética asociadas a la población flotante, los cambios en los precios del mercado energético asociados a la inflación y los cambios de temperatura no tienen un efecto sensible en las configuraciones de reducción de emisiones y de reducción de costos.



Análisis Económico

Análisis Ambiental

Figura 17. Análisis de sensibilidad.

El análisis completo, incluyendo el modelo, correlaciones, referencias adicionales y datos asociados se puede encontrar en Fuentes-Cortés et al. (2016b).

4.2 Seguridad Inherente.

Una de las preocupaciones en el diseño de sistemas de generación distribuida donde se exige el almacenamiento de combustible acoplado al sistema tiene que ver con aspecto de seguridad. El hecho de que los servicios se generen *in situ* le da al tema de la seguridad

una dimensión social. Los incidentes de explosión en zonas urbanas y conjuntos habitacionales con pérdidas humanas asociados al almacenamiento y transporte de combustible no son nuevos en México (López- Atamoros et al., 2010). De ahí que el desarrollo de nuevas instalaciones de energía distribuida, así como el almacenamiento y transporte de combustibles asociados a dichos sistemas, deba considerar un enfoque de riesgo y seguridad social.

4.2.1 Análisis de riesgo cuantitativo.

El Análisis Cuantitativo de Riesgo (QRA) es una metodología que cuantifica la probabilidad esperada de ciertos eventos, así como las consecuencias dañinas en términos de muertos o heridos. La valorización de probabilidad de muerte de un determinado conjunto de personas en las cercanías de una instalación es llamada *riesgo social*.

El primer paso consiste en identificar los sucesos que puedan provocar daños a las personas en el entorno de una instalación. Los tipos de eventos habitualmente analizados son explosiones que puedan generar ondas de sobrepresión, incendios con posibilidades de generar radiación térmica y formación de nubes tóxicas. Para identificar estos sucesos se utilizan bases de datos de sucesos así como metodologías analíticas HAZOP, HAZID y otras. El segundo paso consiste en calcular las frecuencias de cada tipo de suceso mediante la construcción de *árboles de fallas*. El árbol de fallas es un esquema de las secuencias de efectos primarios, para los cuales es factible calcular la probabilidad de ocurrencia, que deben sucederse para que tenga lugar un *suceso no deseado*. Finalmente, se cuantifican las consecuencias de cada acontecimiento. Para la determinación de los efectos de cada evento, se utiliza un software de simulación que utiliza modelos teóricos verificados experimentalmente y que grafica curvas del alcance de los efectos.

Los efectos de eventos como la radiación y nubes tóxicas, dependen tanto de la intensidad del efecto, radiación térmica por metro cuadrado o concentración del tóxico, como del tiempo de exposición, factores que son sopesados en modelos de vulnerabilidad, como las funciones *probit*. Los efectos sobre la población son evaluados considerando la influencia de vientos con sus correspondientes probabilidades asociadas. En el caso de las nubes tóxicas resulta relevante considerar cada condición de estabilidad atmosférica y su probabilidad de ocurrencia.

Considerando el diseño de las instalaciones de sistemas de generación distribuida la metodología QRA es útil para la determinación de la localización de la instalación y la configuración y dimensionamiento, no solo de las unidades CHP y el almacenamiento térmico, sino también de las instalaciones de almacenamiento de combustible.

4.2.2 Dimensionamiento del almacenamiento de combustible.

Para este caso, se está considerado un tanque (FS) como medio de almacén de gas natural. El tamaño del tanque (S^{FS}) está determinado por la demanda de combustible, la cual, a su vez está determinada por el tamaño de la unidad CHP y la política de operación de la unidad. Una metodología que permite dimensionar el inventario es el método de lote económico.

La ecuación (4.4) define la demanda de combustible del sistema como la de consumo de todas las unidades CHP divididas entre el poder calorífico superior (HHV^{NG}). Una vez determinado el nivel de demanda, se define el nivel de inventario mediante el modelo EOQ adaptado para este caso. El modelo EOQ considera, además de la demanda, los costos de mantenimiento del tanque de almacenamiento ($UCOM^{SF}$) y los costos de reordenar el inventario (C_0). Finalmente, la ecuación (4.7) delimita el dimensionamiento del tanque considerando el mercado.

$$F^D = \frac{\sum_s H_D \sum_t (F_{t,s}^{ICE} + F_{t,s}^{MT} + F_{t,s}^{FC} + F_{t,s}^{SE})}{HHV^{NG}} \quad (4.5)$$

$$S^{FS} = \sqrt{\frac{2C_0 F^D}{UCOM^{SF} HHV^{NG}}} \quad (4.6)$$

$$S^{FS-MIN} \leq S^{FS} \leq S^{FS-MAX} \quad (4.7)$$

4.2.3 Riesgo asociado al sistema.

El riesgo se evalúa mediante las funciones probit asociadas a los riesgos de explosión en tipo BLEVE, Jet Fire, Flash Fire o VCE. Las expresión (4.8) es una función de la cantidad de muertes que podrían ocurrir por la radiación de calor y la (4.9) por sobrepresión.

$$Y = -39.83 + 3.0186 \ln(tI^{4/3}) \quad (4.8)$$

$$Y = -77.1 + 6.91 \ln(p) \quad (4.9)$$

Estas funciones se pueden traducir en porcentaje de afectación mediante la ecuación (4.10).

$$P = 50 \left(1 + \frac{Y - 5}{(|Y - 5|)} \operatorname{erf} \left(\frac{(|Y - 5|)}{\sqrt{2}} \right) \right) \quad (4.10)$$

La frecuencia de un incidente se puede calcular por medio de las bases de datos, generalmente asociadas al manejo de sustancias, en este caso combustibles, acorde a las condiciones de operación de cada tecnología operada CHP operada en el sistema. La ecuación (4.11) muestra la probabilidad de ignición inmediata asociada a los parámetros de temperatura y presión.

$$p_{\text{ignition}}^{\tau} = \left(1 - e^{-9.5(T^{\tau}/AIT^{NG})} \right) + \left(0.0024(P^{\tau})^{1/3} / MIE^{1/3} \right), \forall \tau \quad (4.11)$$

Donde $\tau = \{ICE, FC, MT, SE, FS\}$

La probabilidad de ignición retardada se muestra en la ecuación (4.12). Esta función depende de los flujos de energía asociados a la corriente y de las condiciones de operación, ya sean en espacio abierto o cerrado.

$$P_{d\text{-ignition}}^{\tau} = 0.3 \Pi M_i^{\tau}, \forall \tau \quad (4.12)$$

$$M_m^{\tau} = 0.6 - 0.85 \log MIE, \forall \tau \quad (4.13)$$

$$M_{ma}^{\tau} = 7e^{[(0.642 \ln f^{\tau}) - 4.67]}, \forall \tau \quad (4.14)$$

La instalación de cada unidad τ en un cuadrante específico c representa un riesgo para la población cercana a dicho espacio. La ecuación (4.15) representa el riesgo para cada una de las unidades τ en términos de la probabilidad ($P_{a,\tau}$) de que el accidente a afecte el área $A_{i,a,\tau}$, considerando la densidad de población δ_c y los parámetros binarios $\lambda_{\tau,i}$, que establece si un incidente se puede presentar en una unidad, τ y $\alpha_{i,a}$ que representa la posibilidad de que se pueda producir un accidente derivado de un incidente.

$$Risk_{\tau} = \sum_c \sum_a \sum_i \alpha_{i,a} \lambda_{\tau,i} A_{i,a,\tau} \delta_c P_{a,\tau}, \forall \tau \quad (4.15)$$

Donde i representa los posibles accidentes derivados de incidentes asociados a la operación de las unidades que conforman el sistema.

El área afectada ($A_{i,a,\tau}$) depende del tipo de accidente, las circunstancias ambientales en las cuales ocurra y el inventario de combustible presente, por lo tanto es función de la capacidad operativa de las unidades CHP y de las unidades de combustible.

$$A_{i,a,\tau} = k_1 Capacity_{\tau} + k_2, \quad \forall i, \forall a, \forall \tau \quad (4.16)$$

$$\text{Donde } Capacity = \{W^{MAX-ICE}, W^{MAX-FC}, W^{MAX-MT}, W^{MAX-SE}\}$$

4.2.3 Solución multi-objetivo.

El problema multi-objetivo considera tres aspectos, el económico, minimizar el TAC, ambiental, minimizar emisiones GHG, y el social, minimizar el riesgo social, Ecuación (4.15). En este caso, se utilizó el método ϵ -constraint, el cual se formula de la siguiente manera:

$$\min TAC_i \quad (4.17)$$

Sujeto a las relaciones que delimitan el modelo y añadiendo:

$$GHGE^T \leq \epsilon_i \quad (4.18)$$

$$Risk_{\tau} \leq \phi_i \quad (4.19)$$

Donde $i = 1, 2, 3 \dots n$. n es el número de soluciones consideradas para explorar el frente de Pareto.

La **Fig. 18** muestra la superficie de Pareto generada por las tres funciones objetivo. La **Tabla 7** muestra las distintas configuraciones asociadas a los resultados.

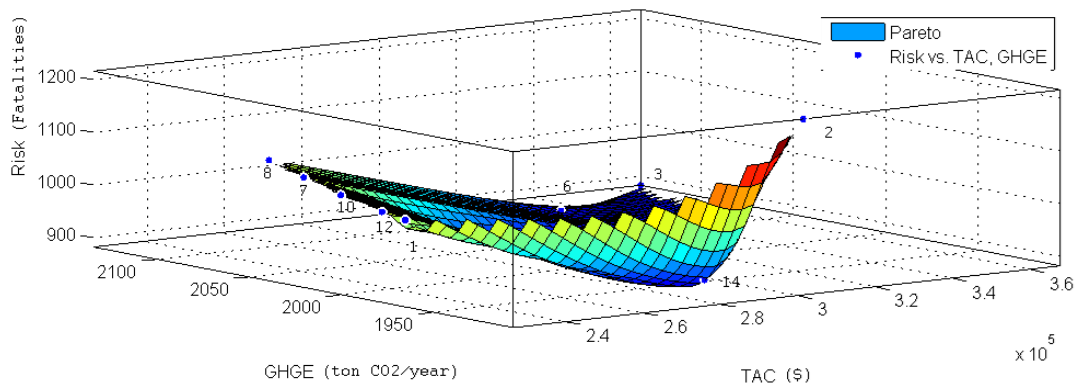


Figura 18. Superficie de Pareto. Problema riesgo

Tabla 7. Configuración tecnológica. Problema riesgo.

Solución	Funciones objetivo			Descripción del sistema			
	TAC (\$)	GHGE (ton de CO ₂ /año)	Risk (Fatalidades)	Unidad CHP	Dimensionamiento unidad CHP (kW _e)	Tamaño de tanque almacenamiento térmico (m ³)	Tamaño de tanque de almacenamiento de combustible (kg)
1	226,060	1,964	1,045	ICE	131.5	14.9	1,073.6
2	300,990	1,905	1,213	FC	108.6	17.0	1,033.8
3	367,580	2,133	881	FC	117.0	18.4	1,031.8
4	253,340	2,095	1,048	ICE	129.9	15.0	1,077.5
5	253,500	2,095	1,047	ICE	122.9	15.3	1,077.3
6	328,890	2,095	890	FC	94.0	16.6	1,043.8
7	244,230	2,057	1,048	ICE	129.9	14.9	1,077.5
8	244,400	2,057	1,047	ICE	122.9	15.3	1,077.3
9	319,790	2,057	890	FC	94.0	16.6	1,043.8
10	235,730	2,019	1,047	ICE	129.9	15.0	1,077.0
11	310,680	2,019	890	FC	94.0	16.6	1,043.8
12	228,340	1,981	1,047	ICE	132.0	14.9	1,076.4
13	301,580	1,981	890	FC	94.0	16.6	1,043.8
14	293,650	1,943	890	FC	94.0	16.6	1,043.7

Los resultados que muestran el mínimo de las funciones objetivo TAC, GHG y Risk corresponden con las soluciones 1,2 y 3, respectivamente. La solución 3, que minimiza el riesgo social del sistema es al mismo tiempo la peor en términos económicos, esto se debe a los altos costos de capital de la unidad central CHP, la cual corresponde con la celda de combustible. El análisis de resultados muestra que en sistemas donde el costo es menor la unidad que predomina es el motor de combustión interna, ICE, sin embargo, al considerar los otros dos aspectos, el ambiental y el social, la tecnología que predomina es la celda de combustible, FC. Otro factor a considerar es relación entre el tamaño del tanque de almacenamiento de combustible y las fatalidades asociadas, la cual se muestra en forma esquemática en la **Fig. 19**.

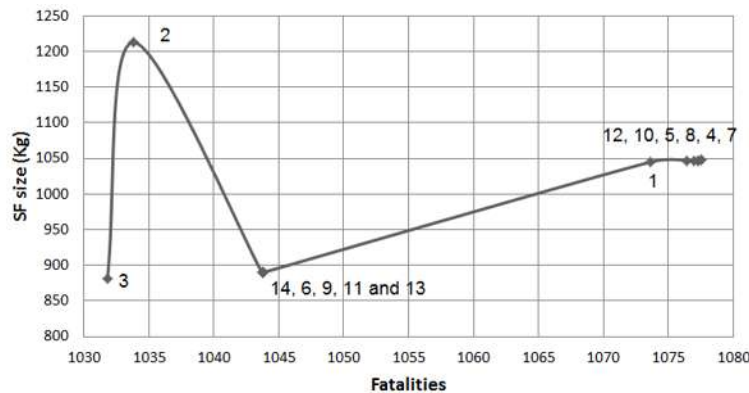


Figura 19. Relación entre el dimensionamiento del SF y la función Risk.

Se puede apreciar que el dimensionamiento del almacén de combustible no está necesariamente asociado, en el caso de sistemas CHP, con las fatalidades que se producen en caso de un accidente. Factores como las características de operación del sistema y tamaño de la unidad CHP son determinantes para determinar el dimensionamiento de un accidente.

El modelo a detalle, así como las referencias, tablas de frecuencia y el proceso de localización del sistema CHP se pueden consultar en Fuentes-Cortés et al. (2015c)

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

5.1 Conclusiones.

- Acorde a los objetivos, se han desarrollado modelos integrales, diseño y control óptimo, de sistemas de poligeneración (cogeneración y trigeneración) dentro del marco de la sustentabilidad, atendiendo objetivos económicos, como la minimización del costo anual total y el costo de operación, objetivos ambientales, reducción de emisiones de CO₂ y consumo de agua, y objetivos sociales, disminución del riesgo social. Los modelos generados son capaces de determinar tanto la configuración y el dimensionamiento como la política de operación del sistema.
- Para la captura de la variación de demandas energéticas y otras condiciones asociadas al diseño de sistemas de poligeneración se utilizaron dos técnicas. La primera fue el uso de perfiles de consumo de energía y temperatura ambiente por un largo período de tiempo (un año) y alta resolución en la variación (5 minutos). Este procedimiento significó un alto costo computacional debido a la densidad de datos, pero permitió la implementación de la metodología de soluciones compromiso basadas en puntos utópicos. La segunda fue mediante programación estocástica, donde se evaluó la sensibilidad económica y ambiental del sistema a cambios en la demanda energética asociados a factores demográficos como la población flotante, cambios en el mercado energético asociados a fenómenos económicos como la inflación y cambios bruscos en la temperatura. Esta última con un menor costo computacional. La resolución utilizada fue de una hora con perfiles estacionales y empleando el método multi-escenario. Los resultados muestran una baja sensibilidad del sistema a cambios en las variables que generan incertidumbre.
- Para determinar la configuración óptima del sistema, es decir, seleccionar las unidades CHP y los sistemas de calefacción auxiliar se utilizaron variables binarias generando modelos MINLP. Desde un punto de vista económico, la tecnología preponderante es el motor de combustión interna, ICE, debido a su bajo costo de capital, eficiencias y bajo costo de mantenimiento. Desde un punto de vista ambiental, las celdas de combustible, FC, fueron seleccionadas como unidad central del sistema, debido a que su eficiencia alcanza un equilibrio entre la producción de

electricidad y energía térmica. El motor Stirling, SE, fue seleccionado para operación conjunta con otras tecnologías, debido a su alta eficiencia térmica, especialmente en los escenarios y casos donde la energía térmica rebasa considerablemente la demanda energética.

- El uso de análisis de riesgo cuantitativo, QRA, permite la localización y diseño de sistemas de cogeneración considerando los inventarios de combustible, las condiciones de operación de los equipos CHP atendiendo a los riesgos de explosión.
- El enfoque de valoración de externalidades por monetización, es decir el uso de costo de emisiones o costo de agua, no tiene un impacto significativo en la operación de sistemas. Métricas que consideran el impacto directo de las externalidades, como la solución compromiso, tienen un mejor desempeño y compensan los costos económicos de operación del sistema. Este tipo de esquemas pueden incentivar, además, el uso de biocombustible.

5.2 Trabajo futuro.

Aspectos de diseño.

- Analizar el impacto del uso de monetización y soluciones compromiso en el diseño de sistemas B CHP, sistemas de cogeneración alimentados con biocombustible. Analizar cuanto biogás de producción externa al conjunto habitacional se requiere para fomentar la creación de eco-parques.
- Diseño del sistema con bajo el ambiente de múltiple participación, donde diferentes actores tienen diferentes prioridades en la operación del sistema.

Aspectos de control

- Integración del sistema en mercados energéticos dinámicos. Con proveedores y clientes que tengan esquemas tarifarios dinámicos.
- Fomentar la participación del usuario mediante un esquema de control que permita sincronizar la demanda energética y la política de operación del sistema.

Referencias

- Åberg M, Widén J, Henning D (2012). Sensitivity of district heating system operation to heat demand reductions and electricity price variations: A Swedish example. *Energy* 41: 525-540.
- Agudelo A, Valero A, Usón S (2013). The fossil trace of CO₂ emissions in multi-fuel energy systems. *Energy* 58 236-246.
- Ahmadi P, Rosen MA y Dincer I (2011). Greenhouse gas emission and exergo-environmental analyses of a trigeneration energy system. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 5(6), 1540-1549.
- Akorede MF, Hizam H y Pouresmaeil E (2010). Distributed energy resources and benefits to the environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14(2), 724-734.
- Akinyele DO, Nair NKC, Rayudu RK, y Chakrabarti B (2014). Decentralized energy generation for end-use applications: Economic, social and environmental benefits assessment. In 2014 *IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA)* (pp. 84-89).
- Alarcon-Rodriguez A, Ault G y Galloway S (2010). Multi-objective planning of distributed energy resources: A review of the state-of-the-art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(5), 1353-1366.
- Allan G, Eromenko I, Gilmartin M, Kockar I, y McGregor P (2015). The economics of distributed energy generation: A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42, 543-556.
- Allcott H, Mullainathan S y Taubinsky D (2014). Energy policy with externalities and internalities. *Journal of Public Economics* 112, 72-88.
- Al-Sulaiman FA, Hamdullahpur F y Dincer I (2011). Trigeneration: a comprehensive review based on prime movers. *International journal of energy research*, 35(3), 233-258.
- Armas MA, Barroto A, Costa I (2004). La generación descentralizada. *Energía y tú* 27. Cuba.
- Arslan, C. (2012). Household electricity cost reduction: electricity cost reduction through time-varying pricing with game theoretical scheduling for household consumers. University of Twente. Holanda.
- Arteconi A, Hewitt NJ y Polonara F (2012). State of the art of thermal storage for demand-side management. *Applied Energy* 93, 371-389.
- Astariz S e Iglesias G (2015). The economics of wave energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 397-408.
- Avril S, Arnaud G, Florentin A y Vinard M (2010). Multi-objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems. *Energy* 35(12), 5300-5308.
- Ayompe LM, Duffy A, McCormack SJ y Conlon M (2010). Projected costs of a grid-connected domestic PV system under different scenarios in Ireland, using measured data from a trial installation. *Energy Policy*, 38(7), 3731-3743.

- Bajpai P y Dash V (2012). Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(5), 2926-2939.
- Banos R, Manzano-Agugliaro F, Montoya FG, Gil C, Alcayde A, y Gómez J (2011). Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 1753-1766.
- Barbieri ES, Melino F y Morini M (2012). Influence of the thermal energy storage on the profitability of micro-CHP systems for residential building applications. *Applied Energy* 97, 714-722.
- Basrawi F, Yamada T, Nakanishi K y Naing S (2011). Effect of ambient temperature on the performance of micro gas turbine with cogeneration system in cold region. *Applied thermal engineering* 31(6), 1058-1067.
- Basu AK, Chowdhury SP, Chowdhury S y Paul S (2011). Microgrids: Energy management by strategic deployment of DERs—A comprehensive survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4348-4356.
- Bazmi AA y Zahedi G (2011). Sustainable energy systems: Role of optimization modeling techniques in power generation and supply—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 3480-3500.
- Bevrani H, Ghosh A y Ledwich G (2010). Renewable energy sources and frequency regulation: survey and new perspectives. *IET Renewable Power Generation*, 4(5), 438-457.
- Bianchi M, De Pascale A y Melino F (2013). Performance analysis of an integrated CHP system with thermal and electric energy storage for residential application. *Applied Energy* 112, 928-938.
- Bianchi M, De Pascale A, Melino F. y Peretto A (2014). Performance prediction of micro-CHP systems using simple virtual operating cycles. *Applied Thermal Engineering*, 71(2), 771-779.
- Bianchi M, Branchini L, De Pascale A, Peretto A (2014a). Application of environmental performance assessment of CHP systems with local and global approaches. *Applied Energy* 130 774–782.
- Biezma MV y San Cristobal JR (2006). Investment criteria for the selection of cogeneration plants—a state of the art review. *Applied Thermal Engineering*, 26(5), 583-588.
- Boicea AV, Chicco G y Mancarella P (2009). Optimal operation of a microturbine cluster with partial-load efficiency and emission characterization. In *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest* (pp. 1-8). IEEE.
- Botterud A y Korpas M (2004). Modelling of power generation investment incentives under uncertainty in liberalised electricity markets. In *Proceedings of the Sixth IAEE European Conference* (pp. 1-3).
- Bozchalui MC, Hashmi SA, Hassen H, Canizares CA, & Bhattacharya K (2012). Optimal operation of residential energy hubs in smart grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4), 1755-1766.

- Bracco S, Dentici G y Siri S (2013). Economic and environmental optimization model for the design and the operation of a combined heat and power distributed generation system in an urban area. *Energy* 55, 1014-1024.
- Brahman F, Honarmand M, & Jadid S (2015). Optimal electrical and thermal energy management of a residential energy hub, integrating demand response and energy storage system. *Energy and Buildings*, 90, 65-75.
- Braslavsky JH, Wall JR y Reedman LJ (2015). Optimal distributed energy resources and the cost of reduced greenhouse gas emissions in a large retail shopping centre. *Applied Energy*, 155, 120-130.
- Brooke A, Kendrick D, Meeruas A, Raman R (2015). GAMS: A Users Guide. GAMS Development Corporation, Washington, DC.
- Calm JM (2002). Emissions and environmental impacts from air-conditioning and refrigeration systems. *International Journal of Refrigeration*, 25(3), 293-305.
- Carvalho M, Serra LM y Lozano MA (2011). Optimal synthesis of trigeneration systems subject to environmental constraints. *Energy* 36(6), 3779-3790.
- Carrera-Hernández JJ, Gaskin SJ (2009). Water management in the Basin of Mexico: current state and alternative scenarios. *Hydrogeology Journal* 17 1483 – 1494.
- CEPAL (2011). Análisis general de las externalidades ambientales derivadas de la utilización de combustibles fósiles en la industria eléctrica centroamericana. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. México.
- Christenson M, Manz H y Gyalistras D (2006). Climate warming impact on degree-days and building energy demand in Switzerland. *Energy Conversion and Management*, 47(6), 671-686.
- Collazos A, Maréchal F y Gähler C (2009). Predictive optimal management method for the control of polygeneration systems. *Computers & Chemical Engineering*, 33(10), 1584-1592.
- Colombo E, Masera D y Bologna S (2013). Renewable energies to promote local development. In *Renewable energy for unleashing sustainable development* (pp. 3-25). Springer International Publishing.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE) (2012). COPAR 2012: Costos y parámetros de referencia para nuevos proyectos eléctricos. Edición 32. México.
- Conejo AJ, Carrión M y Morales JM (2010). Decision making under uncertainty in electricity markets (Vol. 1). New York: Springer.
- Conti S, Nicolosi R, Rizzo SA, & Zeineldin HH (2012). Optimal dispatching of distributed generators and storage systems for MV islanded microgrids. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(3), 1243-1251.

- Cowell R, Bristow G y Munday M (2011). Acceptance, acceptability and environmental justice: the role of community benefits in wind energy development. *Journal of Environmental Planning and Management*, 54(4), 539-557.
- Cunningham RE (2003). La energía, historia de sus fuentes y transformaciones. *Petrotecnia*. Agosto 2003.
- Darrow K, Tidball R, Wang J, Hampson A (2015). Catalog of CHP technologies. U.S. Environmental Protection Agency. Combined Heat and Power Partnership. Washington DC. USA.
- Demiroren A y Yilmaz U (2010). Analysis of change in electric energy cost with using renewable energy sources in Gökceada, Turkey: An island example. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14(1), 323-333.
- Dincer I, y Rosen M A (2012). Exergy: energy, environment and sustainable development. Newnes. Estados Unidos.
- Divya KC y Østergaard J (2009). Battery energy storage technology for power systems—An overview. *Electric Power Systems Research* 79(4), 511-520.
- Domínguez-Muñoz F, Cejudo-López JM, Carrillo-Andrés A y Gallardo-Salazar M (2011). Selection of typical demand days for CHP optimization. *Energy and buildings*, 43(11), 3036-3043.
- Dong L, Zhang Y y Gao Z (2012). A robust decentralized load frequency controller for interconnected power systems. *ISA transactions*, 51(3), 410-419.
- Duić N, Lerer M y Carvalho MG (2003). Increasing the supply of renewable energy sources in island energy systems. *International Journal of Sustainable Energy* 23(4), 177-186.
- Dunning I, Huchette J y Lubin M (2015). Jump: A modeling language for mathematical optimization. arXiv preprint arXiv:1508.01982.
- EPEC (2010). Historia de la electricidad. Argentina.
- Esther BP y Kumar KS (2016). A survey on residential Demand Side Management architecture, approaches, optimization models and methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 342-351.
- Fazlollahi S, Becker G y Maréchal F (2014). Multi-objectives, multi-period optimization of district energy systems: II—Daily thermal storage. *Computers & Chemical Engineering* 71, 648-662.
- Fischer D, Härtl A y Wille-Hausmann B (2015). Model for electric load profiles with high time resolution for German households. *Energy and Buildings*, 92, 170-179.
- Fleiter T, Worrell E y Eichhammer W (2011). Barriers to energy efficiency in industrial bottom-up energy demand models—a review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 15(6), 3099-3111.
- Freitas S, Catita C, Redweik P, Brito MC (2015). Modelling solar potential in the urban environment: State-of-the-art review; *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41 915–931.
- Friedler F (2010). Process integration, modelling and optimisation for energy saving and pollution reduction. *Applied Thermal Engineering* 30(16), 2270-2280.

- Fubara TC, Cecelja F y Yang A (2014). Modelling and selection of micro-CHP systems for domestic energy supply: The dimension of network-wide primary energy consumption. *Applied Energy*, 114, 327-334.
- Fuentes-Cortés LF, Ponce-Ortega JM, Nápoles-Rivera F, Serna-González M y El-Halwagi MM (2015a). Optimal design of integrated CHP systems for housing complexes. *Energy Conversion and Management*, 99, 252-263.
- Fuentes-Cortés LF, Ávila-Hernández A, Serna-González M y Ponce-Ortega JM (2015b). Optimal design of CHP systems for housing complexes involving weather and electric market variations. *Applied Thermal Engineering*, 90, 895-906.
- Fuentes-Cortés LF, Martínez-Gómez J y Ponce-Ortega JM (2015c). Optimal Design of Inherently Safer Domestic Combined Heat and Power Systems. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 4(1), 188-201.
- Fuentes-Cortés LF, Dowling AW, Rubio-Maya C, Zavala VM y Ponce-Ortega JM (2016). Integrated design and control of multigeneration systems for building complexes. *Energy*. In press.
- Fuentes-Cortés LF, Ma Y, Ponce-Ortega JM, Ruiz-Mercado G y Zavala VM (2016a). Valuation of water and emissions in energy systems. *Applied Energy*. In press.
- Fuentes-Cortés LF, Santibañez-Aguilar JE, Ponce-Ortega JM (2016b). Optimal design of cogeneration systems under uncertainty. *Computers and Chemical Engineering* 88 86-102.
- Fuller RJ y Crawford RH (2011). Impact of past and future residential housing development patterns on energy demand and related emissions. *Journal of housing and the built environment*, 26(2), 165-183.
- Fumo N, Mago PJ y Chamra LM (2009). Analysis of cooling, heating, and power systems based on site energy consumption. *Applied Energy*, 86(6), 928-932.
- Gabbar HA, Islam FR y Tomal MU (2015). CHP within smart micro energy grid: optimum operation with distributed energy resources. *International Journal of Process Systems Engineering*, 3(4), 268-292.
- García Sabater JP y Maheut J (2015) Modelado y resolución de problemas de organización industrial mediante programación matemática lineal. Universidad Politécnica de Valencia. España.
- Geidl M, Koeppel G, Favre-Perrod P, Klöckl B, Andersson G, & Fröhlich K (2007). The Energy Hub—A powerful concept for future energy systems. In *Third annual Carnegie Mellon Conference on the Electricity Industry*, Pittsburgh (pp. 13-14).
- Ghadimi P, Kara S y Kornfeld B (2014). The optimal selection of on-site CHP systems through integrated sizing and operational strategy. *Applied Energy*, 126, 38-46.
- González Huerta RG y Manzo Robledo A (2010). Descripción general de celdas de combustible. Incluido en *Celdas de Combustible*, editado por Varela FJ, Solorza O y Hernández E. Sociedad Mexicana del Hidrogeno. México – Canadá.

- Guerrisi A, Martino M y Tartaglia M (2012). Energy saving in social housing: An innovative ICT service to improve the occupant behavior. In *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2012 International Conference on (pp. 1-6).
- Güneralp B y Seto KC (2008). Environmental impacts of urban growth from an integrated dynamic perspective: A case study of Shenzhen, South China. *Global Environmental Change*, 18(4), 720-735.
- Hasnain, SM (1998). Review on sustainable thermal energy storage technologies, Part I: heat storage materials and techniques. *Energy Conversion and Management*, 39(11), 1127-1138.
- Hawkes AD y Leach MA (2009). Modelling high level system design and unit commitment for a microgrid. *Applied energy*, 86(7), 1253-1265.
- Hayashi Y (2014). Japanese energy management in smart grid after the great east Japan earthquake. *Electrical Engineering in Japan* 189(2), 20-25.
- Heberle F y Brüggemann D (2010). Exergy based fluid selection for a geothermal Organic Rankine Cycle for combined heat and power generation. *Applied Thermal Engineering* 30(11), 1326-1332.
- Heiple S y Sailor DJ (2008). Using building energy simulation and geospatial modeling techniques to determine high resolution building sector energy consumption profiles. *Energy and Buildings*, 40(8), 1426-1436.
- Hernández M (2010). Inteligencia en la Red Eléctrica. *Jornada sobre Redes Eléctricas Inteligentes, Electrificación del Transporte e Integración de Energías Renovables*. España.
- Hrovat D (1997). Survey of advanced suspension developments and related optimal control applications. *Automatica*, 33(10), 1781-1817.
- Houwing M, Negenborn RR y De Schutter B (2011). Demand response with micro-CHP systems. *Proceedings of the IEEE*, 99(1), 200-213.
- Huacuz Villamar JM (1999). Generación eléctrica distribuida con energías renovables. *Boletín Instituto de Investigaciones Eléctricas*. Septiembre – Octubre 1999. IIE. México.
- INEG (2013). Anuario de estadísticas por entidad federativa 2012. Instituto Nacional de Estadística y Geografía. México.
- Ibarra-Yunez A (2015). Energy reform in Mexico: Imperfect unbundling in the electricity sector. *Utilities Policy*, 35, 19-27.
- Ismail MS, Moghavvemi M y Mahlia TMI (2013). Design of an optimized photovoltaic and microturbine hybrid power system for a remote small community: case study of Palestine. *Energy Conversion and Management*, 75, 271-281.
- Jano-Ito MA y Crawford-Brown D (2016). Socio-technical analysis of the electricity sector of Mexico: Its historical evolution and implications for a transition towards low-carbon development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 567-590.

- Jara, EC (2011). Problemática en torno a la construcción de parques eólicos en el istmo de Tehuantepec. *Desarrollo local sostenible* 4 (12), 1-14.
- Ji L, Niu DX y Huang GH (2014). An inexact two-stage stochastic robust programming for residential micro-grid management-based on random demand. *Energy*, 67, 186-199.
- Jiménez R, Serebrisky T, Mercado J (2014). Electricidad pérdida. Banco Interamericano de Desarrollo. Estados Unidos de America.
- Jubril A, Adediji AO y Olaniyan OA. (2012). Solving the combined heat and power dispatch problem: A semi-definite programming approach. *Electric Power Components and Systems*, 40(12), 1362-1376.
- Jüdes M, Vigerske S y Tsatsaronis G (2009). Optimization of the design and partial-load operation of power plants using mixed-integer nonlinear programming. In *Optimization in the Energy Industry* (pp. 193-220). Springer Berlin Heidelberg.
- Kalina J y Skorek J (2006). Small-scale co-generation for building applications-energy demand analysis at demonstration site and optimal sizing of the CHP plant. *Journal of civil engineering and management*, 12(1), 5-13.
- Kanase-Patil AB, Saini RP y Sharma MP (2010). Integrated renewable energy systems for off grid rural electrification of remote area. *Renewable Energy* 35(6), 1342-1349.
- Kar AK, Al-Dossary KM (1995). Thermal performances of water heaters in series. *Applied Energy* 52 47-53.
- Kaundinya DP, Balachandra P y Ravindranath NH (2009). Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power—a review of literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(8), 2041-2050.
- Kavvadias KC, Tosios AP y Maroulis ZB (2010). Design of a combined heating, cooling and power system: Sizing, operation strategy selection and parametric analysis. *Energy Conversion and Management* 51(4), 833-845.
- Kazempour SJ, Moghaddam MP, Haghifam MR y Yousefi GR (2009). Electric energy storage systems in a market-based economy: Comparison of emerging and traditional technologies. *Renewable energy* 34(12), 2630-2639.
- Keirstead J, Samsatli N, Shah N y Weber C (2012). The impact of CHP (combined heat and power) planning restrictions on the efficiency of urban energy systems. *Energy*, 41(1), 93-103.
- Khodaei A, & Shahidehpour M (2013). Microgrid-based co-optimization of generation and transmission planning in power systems. *IEEE transactions on power systems*, 28(2), 1582-1590.
- Koutsopoulos I y Tassioulas L (2011). Control and optimization meet the smart power grid: Scheduling of power demands for optimal energy management. *Proceedings of the 2nd International Conference on Energy-Efficient Computing and Networking* 41-50.

- Kyriakopoulos GL y Arabatzis G (2016). Electrical energy storage systems in electricity generation: energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56, 1044-1067.
- Lam HL, Varbanov PS y Klemeš JJ (2010). Optimisation of regional energy supply chains utilising renewables: P-graph approach. *Computers & Chemical Engineering* 34(5), 782-792.
- Lee JH (2014). Energy supply planning and supply chain optimization under uncertainty. *Journal of Process Control*, 24(2), 323-331.
- Leoni E, De Luca G, Legnani PP, Sacchetti R, Stampi S, Zanetti F (2005). Legionella waterline colonization: Detection of Legionella species in domestic, hotel and hospital hot water systems. *Journal of Applied Microbiology* 98 373–379.
- Le Truong N, Doodoo A, Gustavsson L (2015). Renewable-based heat supply of multi-apartment buildings with varied heat demands. *Energy* 93 1053 – 1062.
- Lévesque B, Lavoie M, Joly J (2004). Residential water heater temperature: 49 or 60 degrees Celsius? *Canadian Journal Infectious Diseases* 15 11–12.
- Lira-Barragán LF, Ponce-Ortega JM, Serna-González M y El-Halwagi MM (2013). Synthesis of integrated absorption refrigeration systems involving economic and environmental objectives and quantifying social benefits. *Applied Thermal Engineering*, 52(2), 402-419.
- Lira-Barragán LF, Ponce-Ortega JM, Serna-González M, El-Halwagi MM (2014). Sustainable integration of trigeneration systems with heat exchanger networks. *Industrial and Engineering Chemistry Research* 53 (7): 2732–2750.
- Liu P, Pistikopoulos EN y Li Z (2010). An energy systems engineering approach to the optimal design of energy systems in commercial buildings. *Energy Policy* 38(8), 4224-4231.
- Liu P, Pistikopoulos EN y Li Z (2010). Decomposition based stochastic programming approach for polygeneration energy systems design under uncertainty. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 49(7), 3295-3305.
- Logist F, Vallerio M, Houska B, Diehl M, Van Impe J (2012). Multi-objective optimal control of chemical processes using ACADO toolkit. *Computers and Chemical Engineering* 37 191-199.
- Lopes JP, Hatzigiargyriou N, Mutale J, Djapic P, y Jenkins N (2007). Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric power systems research* 77(9), 1189-1203.
- López-Atamoros LG, Fernández-Villagómez G, Cruz-Gómez MJ y Durán-de-Bazúa C (2010). Integración de una Base Nacional de Datos de Accidentes durante el Transporte de Gas LP (BNDAT@ GLP) 1998-2009: Sustento para un estudio de evaluación de riesgo. *Tecnología, Ciencia, Educación*, 25(2), 99-112.
- López J (2014). Optimización multi-objetivo. Aplicaciones a problemas del mundo real. Editorial de la Universidad de La Plata. Argentina.

- Lozano MA, Ramos JC y Serra LM (2010). Cost optimization of the design of CHCP (combined heat, cooling and power) systems under legal constraints. *Energy*, 35(2), 794-805.
- Lund H y Andersen AN (2005). Optimal designs of small CHP plants in a market with fluctuating electricity prices. *Energy Conversion and Management* 46(6), 893-904.
- Lund H, Salgi G, Elmegaard B y Andersen AN (2009). Optimal operation strategies of compressed air energy storage (CAES) on electricity spot markets with fluctuating prices. *Applied thermal engineering* 29(5), 799-806.
- Lund P (2012). Large-scale urban renewable electricity schemes—integration and interfacing aspects. *Energy Conversion and Management*, 63, 162-172.
- Machado IRS y Martínez ZML (2012). Acercamiento a la medición de las externalidades en el enfoque económico social de evaluación de inversiones. *Revista Universidad EAFIT*, 39(131), 32-40.
- Macknick J, Newmark R, Heath G y Hallett KC (2011). A review of operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies. *Contract*, 303, 275-3000.
- Mago PJ, Fumo N y Chamra LM (2009). Performance analysis of CCHP and CHP systems operating following the thermal and electric load. *International Journal of Energy Research*, 33(9), 852-864.
- Malmquist A, Aglén O, Keller E, Suter M, Wickström J (2000). Microturbinas: hacia la generación distribuida de energía y calor. *Revista ABB* 3 22-30.
- Mancarella P (2014). MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models. *Energy*, 65, 1-17.
- Martínez Chombo E (2009). Fuentes de sobre-costos y distorsiones en las empresas eléctricas públicas de México. Banco de México – Documentos de Investigación. No. 2009-07. México.
- Mehleri ED, Sarimveis H, Markatos NC y Papageorgiou LG (2013). Optimal design and operation of distributed energy systems: Application to Greek residential sector. *Renewable Energy* 51, 331-342.
- Mendes G, Ioakimidis C y Ferrão P (2011). On the planning and analysis of Integrated Community Energy Systems: A review and survey of available tools. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4836-4854.
- Mercier P, Cherkaoui R y Oudalov A (2009). Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system. *IEEE Transactions on Power Systems* 24(3), 1469-1477.
- Momoh JA (2009). Smart grid design for efficient and flexible power networks operation and control. In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES* (pp. 1-8).
- Nguyen TA y Aiello M (2013). Energy intelligent buildings based on user activity: A survey. *Energy and buildings*, 56, 244-257.

- Niemi R, Mikkola J y Lund PD (2012). Urban energy systems with smart multi-carrier energy networks and renewable energy generation. *Renewable energy* 48, 524-536.
- Noriega Giral LE, Corporación Rehovot (2009). Estudio sobre cogeneración en el sector industrial en México. CONUEE – SENER. México.
- Oliveira C, Coelho D y Antunes CH (2014). Coupling input–output analysis with multiobjective linear programming models for the study of economy–energy–environment–social (E3S) trade-offs: a review. *Annals of Operations Research*, 1-32.
- Ochoa LF y Harrison GP(2011). Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems* 26(1), 198-205.
- Olguín Mejía AA (2010). Optimización de la planta de ciclo combinado de Tula: Sustitución de las calderas de recuperación de calor. Tesis. Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional Autónoma de México. México.
- Onovwiona HI, & Ugursal VI (2006). Residential cogeneration systems: review of the current technology. *Renewable and sustainable energy reviews* 10(5), 389-431.
- Orehounig K, Evins R, & Dorer V (2015). Integration of decentralized energy systems in neighbourhoods using the energy hub approach. *Applied Energy*, 154, 277-289.
- Østergaard PA (2012). Comparing electricity, heat and biogas storages' impacts on renewable energy integration. *Energy*, 37(1), 255-262.
- Owens S y Driffill L (2008). How to change attitudes and behaviours in the context of energy. *Energy policy*, 36(12), 4412-4418.
- Papaefthymiou SV, Papathanassiou SA y Karamanou EG (2012). Application of pumped storage to increase renewable energy penetration in autonomous island systems. In *Wind Energy Conversion Systems* (pp. 295-335). Springer London.
- Parisio A, Rikos E, & Glielmo L (2014). A model predictive control approach to microgrid operation optimization. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 22(5), 1813-1827.
- Pasqualino J, Cabrera C y Chamorro MV (2015). Los impactos ambientales de la implementación de las energías eólica y solar en el Caribe Colombiano. *Prospectiva* 13(1), 68-75.
- Perlaviciute G y Steg L (2014). Contextual and psychological factors shaping evaluations and acceptability of energy alternatives: integrated review and research agenda. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 361-381.
- Pirouti M, Bagdanavicius A, Ekanayake J, Wu J, Jenkins N (2015). Energy consumption and economic analyses of a district heating network. *Energy* 57 149-159.
- Piperagkas GS, Anastasiadis AG y Hatziaargyriou ND (2011). Stochastic PSO-based heat and power dispatch under environmental constraints incorporating CHP and wind power units. *Electric Power Systems Research*, 81(1), 209-218.

- Poullikkas A (2007). Implementation of distributed generation technologies in isolated power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11(1), 30-56.
- Powell KM, Sriprasad A, Cole WJ y Edgar TF (2014). Heating, cooling, and electrical load forecasting for a large-scale district energy system. *Energy*, 74, 877-885.
- Raj NT, Iniyar S y Goic R (2011). A review of renewable energy based cogeneration technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 3640-3648.
- Raleigh C, Jordan L y Salehyan I (2008). Assessing the impact of climate change on migration and conflict. In Paper commissioned by the World Bank Group for the Social Dimensions of Climate Change workshop, Washington, DC (pp. 5-6).
- Ramos A, Sánchez P, Ferrer JM, Barquín J y Linares P (2010). Modelos matemáticos de optimización. Universidad Pontificia Comillas. España.
- Ramsay B (2001). EDUCOGEN: The european educational tool on cogeneration. Proyecto EDUCOGEN. Segunda Edición. Prosmaco. Escocia.
- Ren H, Zhou W, Nakagami KI, Gao W y Wu Q (2010). Multi-objective optimization for the operation of distributed energy systems considering economic and environmental aspects. *Applied Energy*, 87(12), 3642-3651.
- Rezvan AT, Gharneh NS y Gharehpetian GB (2012). Robust optimization of distributed generation investment in buildings. *Energy*, 48(1), 455-463.
- Richardson I, Thomson M, Infield D y Clifford C (2010). Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model. *Energy and Buildings*, 42(10), 1878-1887.
- Ristimäki M, Säynäjoki A, Heinonen J y Junnila S (2013). Combining life cycle costing and life cycle assessment for an analysis of a new residential district energy system design. *Energy*, 63, 168-179.
- Robles A, Fernández I (2012). Centrales de generación de energía eléctrica. Universidad de Cantabria. España.
- Rosas-Flores JA, Morillón-Gálvez D (2010). What goes up: Recent trends in Mexican residential energy use. *Energy* 35 2596–2602.
- Rubio-Maya C, Uche J y Martínez A (2011). Sequential optimization of a polygeneration plant. *Energy Conversion and Management*, 52(8), 2861-2869.
- Rubio-Maya C, Pacheco-Ibarra JJ, Belman-Flores JM, Galván-González SR, Mendoza-Covarrubias C (2012). NLP model of a LiBr - H₂O absorption refrigeration system for the minimization of the annual operating cost. *Applied Thermal Engineering* 37 10-18.
- Rysanek AM y Choudhary R (2013). Optimum building energy retrofits under technical and economic uncertainty. *Energy and Buildings* 57, 324-337.
- Sahinidis NV (2004). Optimization under uncertainty: state-of-the-art and opportunities. *Computers & Chemical Engineering*, 28(6), 971-983.

- Samadi P, Mohsenian-Rad AH, Schober R, Wong VW y Jatskevich J (2010). Optimal real-time pricing algorithm based on utility maximization for smart grid. In *Smart Grid Communications*, 2010 First IEEE International Conference on (pp. 415-420).
- Sanaye S, Meybodi MA y Shokrollahi S (2008). Selecting the prime movers and nominal powers in combined heat and power systems. *Applied Thermal Engineering*, 28(10), 1177-1188.
- Sanaye S y Nasab AM (2012). Modeling and optimizing a CHP system for natural gas pressure reduction plant. *Energy*, 40(1), 358-369.
- Sánchez Peña L (2012). Hogares y consumo energético en México. *Revista Digital Universitaria* 13 (10), 1 – 8.
- Savenije HH (2002). Why water is not an ordinary economic good, or why the girl is special. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*, 27(11), 741-744.
- Schaeffer R, Szklo AS, de Lucena AFP, Borba BSMC, Nogueira LPP, Fleming FP y Boulahya MS (2012). Energy sector vulnerability to climate change: a review. *Energy*, 38(1), 1-12.
- SENER (2015). Prospectivas del sector eléctrico 2015 - 2019. Secretara de Energía - Gobierno de México. México.
- Serra L, Ramos J, Lozano M y Ensinas A (2007). Poligeneración: hacia una utilización sostenible de los recursos naturales. *Congreso Internacional sobre Desarrollo, Medio Ambiente y Recursos Naturales* 11-13 Julio 2007, Cochabamba, Bolivia Actas del Congreso (Editor: J. Feyen et al.), Vol. III, pp. 1832-1839.
- Sha S y Hurme M (2012). Emergy evaluation of combined heat and power plant processes. *Applied Thermal Engineering* 43, 67-74.
- Sheikhi A, Ranjbar AM, & Oraee H (2012). Financial analysis and optimal size and operation for a multicarrier energy system. *Energy and buildings*, 48, 71-78.
- Sheikhi A, Rayati M, Bahrami S, Ranjbar AM, & Sattari S (2015). A cloud computing framework on demand side management game in smart energy hubs. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64, 1007-1016.
- Shi L, Luo Y y Tu GY (2014). Bidding strategy of microgrid with consideration of uncertainty for participating in power market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 59, 1-13.
- Siano P (2014). Demand response and smart grids—A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 461-478.
- Sovacool BK y Dworkin MH (2014). *Global energy justice*. Cambridge University Press.
- Stigka EK, Paravantis JA y Mihalakakou GK (2014). Social acceptance of renewable energy sources: A review of contingent valuation applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32, 100-106.

- Strengers, Y. (2012). Peak electricity demand and social practice theories: Reframing the role of change agents in the energy sector. *Energy Policy*, 44, 226-234.
- Su W, Wang J y Roh J (2014). Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1876-1883.
- Suganthi L, Iniyar S y Samuel AA (2015). Applications of fuzzy logic in renewable energy systems—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 48, 585-607.
- Tan X, Li Q y Wang H (2013). Advances and trends of energy storage technology in microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 44(1), 179-191.
- Tasdighi M, Ghasemi H y Rahimi-Kian A (2014). Residential microgrid scheduling based on smart meters data and temperature dependent thermal load modeling. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1), 349-357.
- Tawarmalani M, Sahanidis NV (2005). A polyhedral branch and cut approach to global optimization. *Mathematical Programming* 103 225–249.
- Tempesti D y Fiaschi D (2013). Thermo-economic assessment of a micro CHP system fuelled by geothermal and solar energy. *Energy* 58, 45-51.
- Tchkhaidze K y Ortiz Flórez R (1995). Impacto ambiental de la generación de energía eléctrica. *Energía y Computación*. Vol. IV, No. 2. Segundo Semestre 1995, Edición 10.
- Tichi SG, Ardehali MM y Nazari ME (2010). Examination of energy price policies in Iran for optimal configuration of CHP and CCHP systems based on particle swarm optimization algorithm. *Energy Policy*, 38(10), 6240-6250.
- Trier D, Nielsen JE, Sorensen A, Le Denn A, Miedaner O, Pauschinger T, Schubert M (2012) Solar district heating Guidelines – Collection of fact sheets.; Intelligent Energy – Europe; European Union.
- Tveit TM, Savola T, Gebremedhin A y Fogelholm CJ (2009). Multi-period MINLP model for optimising operation and structural changes to CHP plants in district heating networks with long-term thermal storage. *Energy Conversion and Management*, 50(3), 639-647.
- Velázquez Sánchez R, Sarmiento Uruchurtu HG, Silva Farías JL, Vidrio López G, Nieva Gómez R (2010). Introducción al concepto de microrredes. *Boletín IIE – Tendencias Tecnológicas* Julio-Septiembre 2010. México.
- Villanueva García JC (2007). El destino de los municipios ante el cambio climático. Procuraduría de Protección al Ambiente del Estado de Guanajuato. México.
- Wächter A y Biegler LT (2006). On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming. *Mathematical Programming*, 106(1):25–57.
- Wang C, Nordgren S, Lindblom B, Savonen S, Hedpalm T, Larsson M y Hansson R (2010). Conceptual design of an integrated heating system at LKAB Malmberget with consideration of social-environmental damage costs. *Journal of Cleaner Production*, 18(9), 944-951.

- Wang M, Wang J, Zhao P y Dai Y (2015). Multi-objective optimization of a combined cooling, heating and power system driven by solar energy. *Energy Conversion and Management*, 89, 289-297.
- Wang H, Yin W, Abdollahi E, Lahdelma R y Jiao W (2015). Modelling and optimization of CHP based district heating system with renewable energy production and energy storage. *Applied Energy*, 159, 401-421.
- Wara M (2007). Is the global carbon market working? *Nature*, 445(7128), 595-596.
- Weiland P (2010). Biogas production: current state and perspectives. *Applied Microbiology and Biotechnology* 85(4) 849–860.
- Wu DW y Wang RZ (2006). Combined cooling, heating and power: A review. *Progress in Energy and Combustion Science* 32 459-495.
- Yao R y Steemers K (2005). A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK. *Energy and Buildings*, 37(6), 663-671.
- Zavala VM, Flores-Tlacuahuac A. (2012). Stability of multiobjective predictive control: A utopia-tracking approach. *Automatica* 48 2627–2632.
- Zhou W, Lou C, Li Z, Lu L y Yang H (2010). Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Applied Energy* 87(2), 380-389.
- Zvingilaite E (2011). Human health-related externalities in energy system modelling the case of the Danish heat and power sector. *Applied Energy*, 88(2), 535-544.

ANEXO I. CODIGO GAMS PROBLEMA DE TRIGENERACIÓN

El código aquí mostrado no incluye los parámetros.

```
*****MODEL*****
EC1(T,D)..      WD(T,D)=E=WPURCHASE(T,D)+WICEH(T,D)+WFCH(T,D)+WMTH(T,D)+WSEH(T,D);
EC2A(T,D)..     WICE(T)=E=WICEH(T,D)+WICEG(T,D);
EC2B(T,D)..     WFC(T)=E=WFCH(T,D)+WFCG(T,D);
EC2C(T,D)..     WMT(T)=E=WMTH(T,D)+WMTG(T,D);
EC2D(T,D)..     WSE(T)=E=WSEH(T,D)+WSEG(T,D);
EC3(T,D)$ (ORD(T) GT 1)..  ROTH*(VST(T,D)-VST(T-1,D))=E=GICE(T,D)+GMT(T,D)+GFC(T,D)+GSE(T,D)+GSC(T,D)-GST(T,D)-GSTAC(T,D);
EC3A(T,D)..     ROTH*(VST('1',D)-VSTO(D))=E=GICE('1',D)+GMT('1',D)-GST('1',D)+GFC('1',D)+GSE('1',D)+GSC('1',D);
EC4(T,D)$ (ORD(T) GT 1)..  ROTH*((VST(T,D)*TST(T,D))-(VST(T-1,D)*TST(T-1,D)))=E=(GICE(T,D)*TICE)+(GMT(T,D)*TMT)+(GFC(T,D)*TFC)+(GSE(T,D)*TSE)-(GST(T,D)*TST(T,D))-
(GSTAC(T,D)*TST(T,D))+(GSC(T,D)*TSC(T,D))-QLOSS(T,D);
EC4A(T,D)..     ROTH*((VST('1',D)*TST('1',D))-
(VSTO(D)*TSTO(D)))=E=(GICE('1',D)*TICE)+(GMT('1',D)*TMT)+(GFC('1',D)*TFC)+(GSE('1',D)*TSE)-
(GST('1',D)*TST('1',D))+(GSC('1',D)*TSC(T,D))-QLOSS('1',D);
EC5(T,D)..     QLOSS(T,D)=E=U*AST*(TST(T,D)-TAMB(T,D));
EC5A(T,D)..     AST=E=(1/6)*(VMAXST**(2/3));
EC6(T,D)..     TST(T,D)=G=70;
EC7(T,D)..     GD(T,D)=E=GST(T,D)+GHWAC(T,D)+GCWH(T,D);
EC7A(T,D)..     GD(T,D)*TD=E=(GST(T,D)*TST(T,D))+(GHWAC(T,D)*TWAC)+(GCWH(T,D)*TAMB(T,D));
EC8A(T)..      ETHAWICE(T)*FICE(T)=E=WICE(T);
EC8B(T)..      ETHAWFC(T)*FFC(T)=E=WFC(T);
EC8C(T)..      ETHAWMT(T)*FMT(T)=E=WMT(T);
EC8D(T)..      ETHAWSE(T)*FSE(T)=E=WSE(T);
EC9A(T)..      ETHAQICE*FICE(T)=E=QICE(T);
EC9B(T)..      ETHAQMT*FMT(T)=E=QMT(T);
EC9C(T)..      ETHAQFC*FFC(T)=E=QFC(T);
EC9D(T)..      ETHAQSE*FSE(T)=E=QSE(T);
EC10A(T)..     PLICE(T)*WMAXICE=E=WICE(T);
EC10B(T)..     PLFC(T)*WMAXFC=E=WFC(T);
EC10C(T)..     PLMT(T)*WMAXMT=E=WMT(T);
EC10D(T)..     PLSE(T)*WMAXSE=E=WSE(T);
EC11AA(T)..    PLICEMIN*YICE=L=PLICE(T);
EC11AB(T)..    PLICEMAX*YICE=G=PLICE(T);
EC11BA(T)..    PLMTMIN*YMT=L=PLMT(T);
EC11BB(T)..    PLMTMAX*YMT=G=PLMT(T);
EC11CA(T)..    PLFCMIN*YFC=L=PLFC(T);
EC11CB(T)..    PLFCMAX*YFC=G=PLFC(T);
EC11DA(T)..    PLSEMIN*YSE=L=PLSE(T);
EC11DB(T)..    PLSEMAX*YSE=G=PLSE(T);
EC12A(T)..     ETHAWICE(T)=E=(-0.000159*(PLICE(T)**2)+0.024*PLICE(T)+0.1904)*ETHAOWICE;
EC12B(T)..     ETHAWMT(T)=E=(-0.000159*(PLMT(T)**2)+0.024*PLMT(T)+0.1904)*ETHAOWMT;
EC12C(T)..     ETHAWFC(T)=E=(-0.000159*(PLFC(T)**2)+0.024*PLFC(T)+0.1904)*ETHAOWFC;
EC12D(T)..     ETHAWSE(T)=E=(-0.000159*(PLSE(T)**2)+0.024*PLSE(T)+0.1904)*ETHAOWSE;
EC13A(T,D)..   QICE(T)=E=GICE(T,D)*CP*(TICE-TAMB(T,D));
EC13B(T,D)..   QMT(T)=E=GMT(T,D)*CP*(TMT-TAMB(T,D));
EC13C(T,D)..   QFC(T)=E=GFC(T,D)*CP*(TFC-TAMB(T,D));
EC13D(T,D)..   QSE(T)=E=GSE(T,D)*CP*(TSE-TAMB(T,D));
EC14(T,D)..    QSCA(T,D)=E=ALPHA(T,D)*ASC/1000;
EC15(T,D)..    QSC(T,D)=E=ETHAQSC(T,D)*QSCA(T,D);
```

EC16(T,D).. $QSCA(T,D) * (ETHA0SC - ETHAQSC(T,D)) = E * U * ASC * (TSC(T,D) - TAMB(T,D));$
 EC17(T,D).. $QSC(T,D) = E * GSC(T,D) * CP * (TSC(T,D) - TAMB(T,D));$
 EC18(T,D).. $QDCL(T,D) = E * COPAC * QAC(T,D);$
 EC19(T,D).. $QAC(T,D) = E * GSTAC(T,D) * CP * (TST(T,D) - TWAC);$
 EC20(T,D).. $QDCL(T,D) = E * GCHW(T,D) * CP * (TAMB(T,D) - TCHW);$
 EC21.. $WMAXICE = L * WUBICE * YICE;$
 EC22(T,D).. $WMAXICE = G * WICE(T);$
 EC23.. $WMAXMT = L * WUBMT * YMT;$
 EC24(T,D).. $WMAXMT = G * WMT(T);$
 EC25.. $WMAXFC = L * WUBFC * YFC;$
 EC26(T,D).. $WMAXFC = G * WFC(T);$
 EC27.. $WMAXSE = L * WUBSE * YSE;$
 EC28(T,D).. $WMAXSE = G * WSE(T);$
 EC29.. $VMAXST = L * VUBST * YST;$
 EC30(T,D).. $VMAXST = G * VST(T,D);$
 EC31.. $ASC = L * AUBSC * YSC;$
 EC32(T,D).. $QMAXAC = G * QDCL(T,D);$
 EC33.. $QMAXAC = L * QUBAC;$
 EC34.. $COSTCAPT = E * COSTCAPICE + COSTCAPFC + COSTCAPMT + COSTCAPSE + COSTCAPSC + COSTCAPAC + COSTCAPST;$
 EC35.. $COSTCAPICE = E * KF * (FCICE * YICE + VCICE * WMAXICE * BETAICE);$
 EC36.. $COSTCAPMT = E * KF * (FCMT * YMT + VCMT * WMAXMT * BETAMT);$
 EC37.. $COSTCAPFC = E * KF * (FCFC * YFC + VCFC * WMAXFC * BETAFC);$
 EC38.. $COSTCAPSE = E * KF * (FCSE * YSE + VCSE * WMAXSE * BETASE);$
 EC39.. $COSTCAPST = E * KF * (YST * FCST + VCST * VMAXST * BETAST);$
 EC40.. $COSTCAPSC = E * KF * (YSC * FCSC + VCSC * ASC * BETASC);$
 EC41.. $COSTCAPAC = E * KF * (YAC * FCAC + VCAC * QMAXAC * BETAAC);$
 EC42.. $COSTOPT = E * COSTOPF + COSTOPW;$
 EC43.. $COSTOPF = E * HD * (SUM(T, (UCFICE * FICE(T) + UCFMT * FMT(T) + UCFFC * FFC(T) + UCFSE * FSE(T))));$
 EC44.. $COSTOPW = E * UCW * (SUM(D, (SUM(T, (GICE(T,D) + GMT(T,D) + GFC(T,D) + GSE(T,D) + GSC(T,D) + GCHW(T,D))))));$
 EC44A.. $SW = E * (SUM(D, (SUM(T, (GICE(T,D) + GMT(T,D) + GFC(T,D) + GSE(T,D) + GSC(T,D) + GCHW(T,D) + 7.8533 * WPURCHASE(T,D))))));$
 EC45.. $COSTOMT = E * (HD * ((SUM(T, ((UCOMICE * WICE(T)) + (UCOMMT * WMT(T) + UCOMFC * WFC(T)) + (UCOMSE * WSE(T))))) + (SUM(D, (SUM(T, (UCOMSC * GSC(T,D) + UCOMAC * QDCL(T,D)))))));$
 EC46.. $COSTOPG = E * SUM(D, (SUM(T, UCPW(T) * WPURCHASE(T,D))));$
 EC47.. $POWERSALET = E * UPPCHP * HD * (SUM(T, (WICE(T) + WMT(T) + WFC(T) + WSE(T))));$
 EC48.. $HEATSALET = E * UCPH * ((HD * (SUM(T, (QICE(T) + QFC(T) + QMT(T) + QSE(T)))) + SUM(D, (SUM(T, (QSC(T,D))))));$
 EC49.. $TAC = E * COSTCAPT + COSTOPT + COSTOMT + COSTOPG - POWERSALET - HEATSALET;$
 EC50.. $GHGET = E * GHGECHP + GHGEGRID;$
 EC51.. $GHGECHP = E * GHGFCHP * HD * (SUM(T, (FICE(T) + FFC(T) + FMT(T) + FSE(T))));$
 EC52.. $GHGEGRID = E * GHGFGRID * (SUM(D, (SUM(T, WPURCHASE(T,D))));$
 EC53(D).. $VST('288', D) = E * VST0(D);$
 EC54(D).. $TST('288', D) = E * TST0(D);$
 EC55(T,D).. $TSC(T,D) = L = 80;$
 EC56.. $F1 = E * (TAC - TACLB) / (TACUB - TACLB);$
 EC57.. $F2 = E * (GHGET - GHGLB) / (GHGUB - GHGLB);$
 EC58.. $F3 = E * (SW - WSLB) / (WSUB - WSLB);$
 EC59.. $F1 = G = 0;$
 EC60.. $F1 = L = 1;$
 EC61.. $F2 = G = 0;$
 EC62.. $F2 = L = 1;$
 EC63.. $F3 = G = 0;$
 EC64.. $F3 = L = 1;$
 EC65A.. $FMIN1 = E * F3 + (0.5 * F1);$

```
EC65B..          FMIN2=E=(0.5*F1)+F2;
EC65C..          FMIN3=E=F1+(0.5*F2);
*EC65D..         FMIN4=E=F1+(0.5*F3);
*EC65E..         FMIN5=E=;
*EC65A(R)..      F1R(R)=E=(SHTAC(R))*(TACR(R)-TACLB)/(TACUB-TACLB);
*EC65B(R)..      F2R(R)=E=(SHGHG(R))*(GHGER(R)-GHGLB)/(GHGUB-GHGLB);
*EC65C(R)..      F3R(R)=E=(SHSW(R))*(SWR(R)-WSLB)/(WSUB-WSLB);
*EC66..          FMIN=E=F1+F2+F3-((SUM(R,F1R(R)+F2R(R)+F3R(R)))/13);
*****
*ASC.LO=10;

YSC.FX=0;
*YICE.FX=1;
*YMT.FX=0;
*YSE.FX=0;
*YFC.FX=0;

MODEL CHPT /ALL/;
SOLVE CHPT USING MINLP MINIMIZING TAC;
*SOLVE CHPT USING MINLP MINIMIZING GHGET;
*SOLVE CHPT USING MINLP MINIMIZING SW;
*SOLVE CHPT USING MINLP MINIMIZING FMIN1;
*SOLVE CHPT USING MINLP MINIMIZING FMIN2;
*SOLVE CHPT USING MINLP MINIMIZING FMIN3;
*SOLVE CHPT USING MINLP MINIMIZING FMIN4;
*SOLVE CHPT USING MINLP MINIMIZING FMIN5;
```

ANEXO II. CÓDIGO JULIA CONTROL ÓPTIMO Y EXTERNALIDADES.

```
using JuMP
using Ipopt
CHPap=Model()

DT=1/12
T=288*7

@variable(CHPap, QCHP[1:T]>=0)
@variable(CHPap, GCHP[1:T]>=0)
@variable(CHPap, 70<=TST[1:T]<=100)
@variable(CHPap, GST[1:T]>=0)
@variable(CHPap, GC[1:T]>=0)
@variable(CHPap, QL[1:T]>=0)
@variable(CHPap, Bio[1:T]>=0)
@variable(CHPap, NG[1:T]>=0)
@variable(CHPap, 0<=WCHP[1:T]<=100)
@variable(CHPap, WB[1:T]>=0)
@variable(CHPap, 0<=WS[1:T]<=100)
@variable(CHPap, 0<=WC[1:T]<=100)
@variable(CHPap, 0.01<=VST[1:T]<=20)
@variable(CHPap, 0.35<=PL[1:T]<=1)
@variable(CHPap, 0<=efPL[1:T]<=0.3725)
@variable(CHPap, Ar[1:T]>=0)
@variable(CHPap, 0<=Fun[1:T]<=1)
@variable(CHPap, SW[1:T]>=0)
@variable(CHPap, EP[1:T])
@variable(CHPap, EI[1:T])
@variable(CHPap, GHGT[1:T]>=0)
@variable(CHPap, GD[1:T]>=0)
@variable(CHPap, F[1:4])
@variable(CHPap, TBio<=24129)

efWCHP=0.3725
efQCHP=0.475
TST0=99
VST0=20
WD = readdlm("WDdata.csv", ',')
DHWS=readdlm("GDdata.csv", ',')
CostE=readdlm("CostE.dat", ',')
CostNG=0.01326296*DT
CostBio=0.034095*DT
CpW=0.00116/DT
TAMB=readdlm("Temperature.csv", ',')
U=0.001*DT
rho=1000
TCHP=100
TS=50
WMAX=100
CostW=0.00069
```

PSE=0.085*DT
 PHW=0.016*DT
 CMCHP=0.015*DT
 fBio=0.000044*DT
 fNG=0.00038*DT
 ct=40

@constraint(CHPap, constr[k=1:T], SW[k]==GC[k]+GCHP[k])
 @NLconstraint(CHPap, constr[j=1:T], GHGT[j]==(fBio*Bio[j])+(fNG*NG[j]))
 @NLconstraint(CHPap, constr[j=1:T], EI[j]==-(PSE*(WCHP[j]))-(PHW*((DHWS[j]*CpW*TS)-(GD[j]*CpW*TS)))+(CostBio*Bio[j])+(CostNG*NG[j])+(CostE[j]*WB[j])+(CMCHP*WCHP[j]))
 @NLconstraint(CHPap, constr[j=1:T], EP[j]==-(PSE*(WCHP[j]))-(PHW*((DHWS[j]*CpW*TS)-(GD[j]*CpW*TS)))+(CostBio*Bio[j])+(CostNG*NG[j])+(CostE[j]*WB[j])+(CostW*SW[j])+(CMCHP*WCHP[j])+(ct*GHGT[j]))
 @NLconstraint(CHPap, constr[u=1:T], QL[j]==U*Ar[j]*(TST[j]-TAMB[j]))
 @constraint(CHPap, constr[k=1:T], WCHP[k]==WC[k]+WS[k])
 @constraint(CHPap, constr[k=1:T], WD[k]==WC[k]+WB[k])
 @constraint(CHPap, constr[k=1:T], QCHP[k]==efQCHP*(Bio[k]+NG[k]))
 @NLconstraint(CHPap, constr[k=1:T], WCHP[k]==efPL[k]*(Bio[k]+NG[k]))
 @constraint(CHPap, constr[k=1:T], PL[k]*WMAX==WCHP[k])
 @constraint(CHPap, constr[k=1:T], QCHP[k]==GCHP[k]*CpW*(TCHP-TAMB[k]))
 @constraint(CHPap, constr[k=1:(T-1)], rho*(VST[1]-VST0)==GCHP[1]-GST[1])
 @constraint(CHPap, constr[k=1:(T-1)], rho*(VST[k+1]-VST[k])==GCHP[k+1]-GST[k+1])
 @constraint(CHPap, constr[k=1:T], DHWS[k]+GD[k]==GST[k]+GC[k])
 @NLexpression(CHPap, Exp1[i=1:T], Ar[i]^3==36*(3.14^5)*VST[i]^2)
 @NLconstraint(CHPap, Cons1[i=1:T], Exp1[i]==0)
 @NLexpression(CHPap, Exp2[i=1:T], ((DHWS[i]+GD[i])*CpW*TS)-(GST[i]*CpW*TST[i])-(GC[i]*CpW*TAMB[i]))
 @NLconstraint(CHPap, Cons2[i=1:T], Exp2[i]==0)
 @NLexpression(CHPap, Exp4[i=1:T], (rho*CpW*((VST[1]*TST[1])-(VST0*TST0)))-(GCHP[1]*CpW*TCHP)+(GST[1]*CpW*TST[1])+QL[1])
 @NLconstraint(CHPap, Cons4[i=1], Exp4[i]==0)
 @NLexpression(CHPap, Exp5[i=1:(T-1)], (rho*CpW*((VST[i+1]*TST[i+1])-(VST[i]*TST[i])))-(GCHP[i+1]*CpW*TCHP)+(GST[i+1]*CpW*TST[i+1])+QL[i+1])
 @NLconstraint(CHPap, Cons5[i=1:(T-1)], Exp5[i]==0)
 @expression(CHPap, shared1, sum{Bio[j], j=1:T})
 @constraint(CHPap, shared1==TBio)
 @expression(CHPap, shared2, sum{NG[j], j=1:T})
 @constraint(CHPap, shared2==0)
 @NLexpression(CHPap, Exp6[i=1:T], (0.3249*(PL[i]^2))+(0.445*PL[i])+0.2353)
 @NLconstraint(CHPap, Cons6[i=1:T], Exp6[i]==Fun[i])
 @NLexpression(CHPap, Exp7[i=1:T], Fun[i]*efWCHP)
 @NLconstraint(CHPap, Cons7[i=1:T], Exp7[i]==efPL[i])
 @NLconstraint(CHPap, F[1]==sum{EI[i], i=1:T})
 @NLconstraint(CHPap, F[2]==sum{GHGT[i], i=1:T})
 @NLconstraint(CHPap, F[3]==sum{SW[i], i=1:T})
 @NLconstraint(CHPap, F[4]==sum{EP[i], i=1:T})

EILB=0
 GHGTLB=0
 SWLB=0
 EIUB=0
 GHGTUB=0
 SWUB=0

```
EIP=0
GHGTP=0
SWP=0

for a=1:5
if a<=4
@objective(CHPap,Min, F[a])
status=solve(CHPap)
println("Objective Value ", getobjectivevalue(CHPap))
println("EI",getvalue(F[1]))
println("GHGT=",getvalue(F[2]))
println("SW=",getvalue(F[3]))
println("EP=",getvalue(F[4]))

EIP=getvalue(F[1])
GHGTP=getvalue(F[2])
SWP=getvalue(F[3])

if a==1
EILB=getvalue(F[1])
writedlm("F.dat",getvalue(F))
end

if a==2
GHGTLB=getvalue(F[2])
writedlm("F.dat",getvalue(F))
end

if a==3
SWLB=getvalue(F[3])
writedlm("F.dat",getvalue(F))
end

if a==4
writedlm("F.dat",getvalue(F))
end

if EIP>=EIUB
EIUB=EIP
end

if GHGTP>=GHGTUB
GHGTUB=GHGTP
end

if SWP>=SWUB
SWUB=SWP
end

end

if a==5
```

```
@NLconstraint(CHPap,F[1]<=EIUB)
@NLconstraint(CHPap,F[1]>=EILB)
@NLconstraint(CHPap,F[2]<=GHGTUB)
@NLconstraint(CHPap,F[2]>=GHGTLB)
@NLconstraint(CHPap,F[3]<=SWUB)
@NLconstraint(CHPap,F[3]>=SWLB)

@objective(CHPap,Min, ((F[1]-EILB)/(EIUB-EILB))+((F[2]-GHGTLB)/(GHGTUB-GHGTLB))+((F[3]-SWLB)/(SWUB-
SWLB)))
status=solve(CHPap)
println("Objective Value ", getobjectivevalue(CHPap))
println("EI",getvalue(F[1]))
println("GHGT=",getvalue(F[2]))
println("SW=",getvalue(F[3]))
println("EP=",getvalue(F[4]))
writedlm("F.dat",getvalue(F))
end

end
```

ANEXO III. ARTÍCULOS PUBLICADOS

Artículo y características

Fuentes-Cortés LF, Ponce-Ortega JM, Nápoles-Rivera F, Serna-González M y El-Halwagi MM (2015). Optimal design of integrated CHP systems for housing complexes. *Energy Conversion and Management*, 99, 252-263.

- Modelo Multi-objetivo. MINLP. Método ϵ -Constraint
 - Costo Total Anual.
 - Emisiones.
- Selección de tecnologías CHP.
- Determinación de sistemas de calefacción auxiliares.
- Dimensionamiento del sistema.
- Política de operación.
- Temperatura ambiental media.

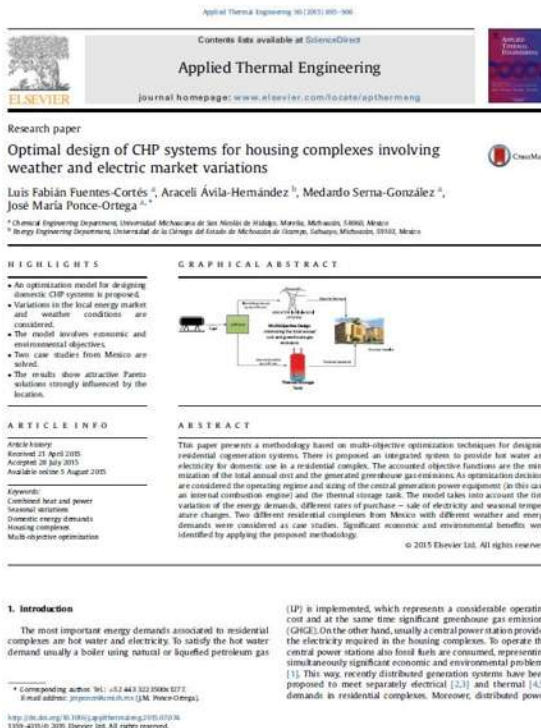
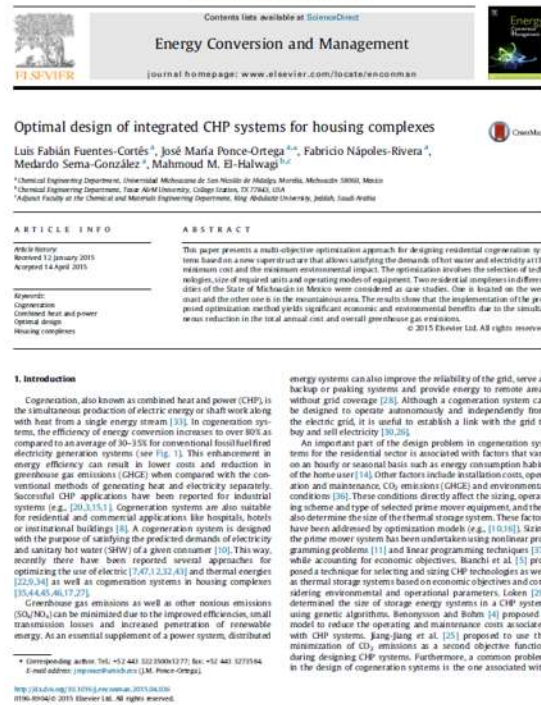
GAMS-Baron

Fuentes-Cortés LF, Ávila-Hernández A, Serna-González M y Ponce-Ortega JM (2015). Optimal design of CHP systems for housing complexes involving weather and electric market variations. *Applied Thermal Engineering*, 90, 895-906.

- Modelo multi-objetivo. NLP. Método ϵ -Constraint.
 - Costo anual total.
 - Emisiones.
- Variaciones estacionales de la temperatura ambiente, demanda eléctrica y agua caliente.
- Variaciones horarias de precio.
- Determinación del dimensionamiento y política de operación.

GAMS-Baron

Caratula



Fuentes-Cortés LF, Martínez-Gomez J y Ponce-Ortega JM (2015). Optimal Design of Inherently Safer Domestic Combined Heat and Power Systems. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 4(1), 188-201.

- MINLP. Multi-objetivo. Método ϵ -Constraint.
 - Costo Total Anual.
 - Emisiones.
 - Fatalidades.
- Modelo QRA.
- Modelo EOQ para dimensionamiento del sistema.
- Localización óptima del sistema.

GAMS – SCIP.

Fuentes-Cortés LF, Santibañez-Aguilar JE, Ponce-Ortega JM (2016b). Optimal design of cogeneration systems under uncertainty. *Computers and Chemical Engineering* 88 86-102.

- Programación Estocástica.
- MINLP. Método ϵ -Constraint.
 - Costo Total Anual.
 - Emisiones.
- Análisis de sensibilidad.
- Demanda asociada a población flotante.
- Variación en temperatura ambiente.
- Variaciones del mercado energético en base a inflación.

GAMS – SCIP, Baron.



Optimal Design of Inherently Safer Domestic Combined Heat and Power Systems

Luis Fabián Fuentes-Cortés, Juan Martínez-Gomez, and José María Ponce-Ortega*

Chemical Engineering Department, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Edificio VI, Ciudad Universitaria, Morelia, Michoacán 58060, México

ABSTRACT. The residential co-generation system is a promising strategy to satisfy the electricity and hot water demands in residential complexes. This is an attractive option from both economic and environmental points of view; however, the associated risk has not been accounted for. It is very important to consider the risk associated with residential co-generation systems because the involved units use volatile fuels such as natural gas or liquid petroleum gas. Therefore, this paper presents an optimization approach for designing residential co-generation systems through a multi-objective optimization formulation that simultaneously accounts for minimizing the total annual cost and the environmental impact as well as the associated risk to satisfy the electricity and hot water demands in a residential complex. The proposed model incorporates the optimal selection for the technologies used as well as the operation. A case study for a residential complex in Mexico is presented to show the applicability of the proposed approach, where it was shown to be possible to obtain attractive solutions from economic, environmental, and safety points of view.

KEYWORDS: Safety, Domestic combined heat and power systems, Optimal design, Multi-objective optimization

INTRODUCTION

Combined heat and power (CHP) systems are attractive options for energy supply in housing complexes because the simultaneous production of heat and power is more efficient than the single production alone. Furthermore, in CHP systems, the costs and greenhouse gas emissions (GHGs) are reduced compared with conventional generation.¹ However, the design of such systems involves multiple problems; many of them have been solved by optimization algorithms.² The most important issues that have been addressed are related to selecting CHP technology,³ sizing the central cogeneration unit,⁴ sizing the thermal storage system,⁵ determining the interaction with the grid of the local power company,⁶ determining the operating scheme for the prime mover,⁷ smoothing the gaps between the thermal and electrical demands,⁸ and even locating the system.⁹ It should be noted that most of the methods used in the studies mentioned above have addressed only economic,¹⁰ and environmental¹¹ targets in the design problems. Also, several different technologies have been proposed to provide access to alternative sources of fuel for CHP units.¹² Furthermore, other works have recently determined the targets for domestic CHP systems¹³ and addressed the design problem accounting simultaneously for economic and environmental aspects.¹⁴

One important point that must be considered in the on-site power generation is related to safety.¹⁵ Therefore, there is a need to account for the inherent safety in the design stage to reduce or eliminate the associated hazard. A process is described as inherently safer if it reduces or eliminates one or

more hazards associated with the materials and operations used in the process, when it is compared to some alternative process, and the reduction or elimination is accomplished by characteristics that are permanent and inseparable parts of the process. To appreciate this definition, one must understand the meaning of hazard as an inherent physical or chemical characteristic that has the potential for causing harm to people, property, or the environment. The key to this definition is that the hazard is intrinsic to the material or to its conditions of storage or use. For these reasons, the inherently safer approach to risk management is an essential aspect of any safety program. Furthermore, there will be no risk of failure of the layers of protection, and there will be anticipated mechanisms for the occurrence of hazardous events. Inherently safer design is a fundamentally different way of thinking about processes and plants. It focuses on the elimination or reduction of the hazards, rather than on management and control. This approach will ultimately result in safer and more robust processes, and these inherently safer processes will also be more economical.¹⁶ Therefore, the risk factor associated with power generation facilities is one of the dimensions of sustainability.¹⁷ Although several recent papers have considered the environmental aspect in power plants,¹⁸ the inherently safer design is still a pending task in this area.

Received: August 26, 2015
 Revised: November 25, 2015
 Published: November 28, 2015

ACS Publications | © 2015 American Chemical Society | 188 | DOI: 10.1021/acscchemeng.5b01001



Optimal design of residential cogeneration systems under uncertainty

Luis Fabián Fuentes-Cortés, José Ezequiel Santibañez-Aguilar, José María Ponce-Ortega*

Chemical Engineering Department, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia, Michoacán 58060, México

ARTICLE INFO

Article history:
 Received 23 June 2015
 Received in revised form 27 January 2016
 Accepted 8 February 2016
 Available online 21 February 2016

Keywords:
 CHP
 Cogeneration
 Inherent safety
 Uncertainty; Optimal design

ABSTRACT

This paper presents a multi-objective optimization method for designing cogeneration systems in residential complexes and accounting for the involved uncertainty. The model accounts for satisfying the hot water and electric energy demands in a residential complex, while minimizing the total annual cost and the associated greenhouse gas emissions. The proposed model incorporates uncertain data for the ambient temperature, energy demands and prices of the local energy market, which are predicted through forecasting methods for determining the financial and environmental risks. Furthermore, the model accounts for determining the type and size of the central cogeneration unit, thermal storage unit, the needed auxiliary units, as well as the operating conditions. A housing complex in central Mexico is presented as case study. The results show significant economic and environmental benefits for the implementation of the proposed scheme as well as the importance of accounting for the involved uncertainty.

© 2016 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

The economic and environmental benefits yielded through the proper use of resources in the industrial sector have motivated the extension to residential complexes (Cuech et al., 2011; Terrazo-Moreno and Grossmann, 2011; Martín and Grossmann, 2012; Aminević et al., 2014; Ilic et al., 2014; Abdelhady et al., 2015). This way, combined heat and power (CHP) systems have become an efficient alternative for supplying the needed power and heat in residential complexes. This is because CHP systems offer several advantages in terms of efficiency (Magliaro et al., 2013), environmental impact (Petrović and Newborough, 2005) and economic cost (De Paige et al., 2006; Cravotto et al., 2014) compared with conventional systems. The design of cogeneration systems is determined by several factors, as the availability of natural resources that can feed the system (Tihache et al., 2014), weather conditions (Lazo et al., 2014), energy demands (Alonso and Saari, 2004), available technologies (Lazo et al., 2014) and the conditions and policies of the local energy market (Stromskieme and Bulezientis, 2013). In this context, Collazo et al. (2009) proposed a method for management poligeneration systems. Zhou et al. (2013a) presented an economic assessment for distributing energy in a new residential area in China, and Zhou et al. (2013b) incorporated the impacts of the equipment size on designing cogeneration

systems. Farhadi et al. (2014) presented a multi-objective optimization approach for designing district energy systems. Recently, Fuentes-Cortés et al. (2015a,b) reported an optimization formulation for designing CHP systems for the residential sector; however, this approach did not account for the involved uncertainty in the system. It should be noticed that there are several uncertain factors involved in the design of CHP systems (Dadi and Riffat, 2014; Li and Inepertis, 2009). But, usually designing CHP systems is based on average values of the parameters that represent significant uncertainty (Gamarra and Guerrero, 2015). Nevertheless, this approach is not the best way to account for the involved uncertainty, since the ambient temperature, the energy market prices and the energy demands are factors that have involved significant uncertainty in designing residential CHP systems (Houwing et al., 2008). These variables have been addressed separately for analyzing CHP systems in the residential sector. In this context, Barberi et al. (2012) proposed a model to adjust the design of CHP systems to variable energy demands in dwellings. Fabian et al. (2014) studied the seasonal changes in energy demands. Rezvan et al. (2013) used Monte Carlo-based models for determining uncertain energy demands, and Al-Mansour and Karim (2007) analyzed the uncertain energy prices in the market. Ren and Gao (2010) presented an analysis for the variations of electricity price through a year. Ryanek and Choudhury (2012) accounted for the installation costs and annual electricity demand. Arnold and Yildiz (2015) incorporated Monte Carlo models for the prediction of energy prices in distributed generation systems. Cavallo et al. (2011) proposed a model to take into account the influence

* Corresponding author. Tel.: +52 463 322500x1277.
 E-mail address: jpmor@umich.mx (J.M. Ponce-Ortega).

http://dx.doi.org/10.1016/j.compchemeng.2016.02.008
 0098-1354/© 2016 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Fuentes-Cortés LF, Dowling AW, Rubio-Maya C, Zavala VM y Ponce-Ortega JM (2016). Integrated design and control of multigeneration systems for building complexes. *Energy*.

- MINLP. Multi-objetivo. Método de Solución compromiso.
 - Costo anual total.
 - Emisiones.
 - Consumo de agua.
- Sistema de trigeneración.
- Datos de largo período de tiempo con alta resolución.

GAMS – Baron.



Integrated design and control of multigeneration systems for building complexes

Luis Fabián Fuentes-Cortés ^{a,b}, Alexander W. Dowling ^a, Carlos Rubio-Maya ^c, Victor M. Zavala ^b, José María Ponce-Ortega ^{a,*}

^aChemical Engineering Department, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia, Michoacán 58000, Mexico
^bDepartment of Chemical and Biological Engineering, University of Wisconsin-Madison, Madison, WI 53706, USA
^cArchitectural Engineering Department, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia, Michoacán 58000, Mexico

ARTICLE INFO

Article history:
 Received 15 December 2015
 Received in revised form 3 April 2016
 Accepted 21 May 2016
 Available online xxx

Keywords:
 Multigeneration
 Building complexes
 Optimal design and control
 Multi-objective optimization

ABSTRACT

Building complexes have demands of electricity, cooling capacity for air conditioning, and sanitary hot water. These demands can be met efficiently using multigeneration systems. The design of a multigeneration system involves three conceptual layers of decisions that include technology selection, equipment sizing and operational (control) policy design. In this work we cast this integrated design problem as a multi-objective mixed-integer nonlinear programming problem. The optimization formulation considers internal combustion engines, fuel cells, microturbines, Stirling engines, solar water heaters, and absorption chillers as technology options. The formulation also considers the usage of a storage tank for hot water. Optimal operating policies are considered using daily simulation of ambient temperature, solar radiation, fuel cost, electricity prices, and energy demands over an entire year. We compare compromise solutions that trade-off total annual costs, greenhouse gas emissions, and water consumption. The method is demonstrated using real data for a building complex with 420 households located on the Pacific Coast of Mexico. Our approach finds technologies that provide an optimal compromise between cost, emissions, and water consumption. In particular, we have found designs that reduce water consumption by 75% and emissions by 74% compared to the cost minimization case while increasing total cost by only 30%.
 © 2016 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Building complexes present high demands of electricity, heating, and cooling services. These demands can be covered using sustainable generation and storage technologies [1]. Combined Cooling, Heat and Power (CCHP) systems, which are commonly called multigeneration systems [2], are promising technologies to provide multiple utilities for building complexes, and offer several benefits including high utilization efficiencies and the potential to integrate sustainable primary energy sources. Its implementation, compared with conventional thermoelectric plants, reduces fuel consumption [3], and consequently operational costs [4] and greenhouse gas emissions [5]. Also, due to the size, capacity and operational flexibility of the CCHP units, other technologies for alternative energy can be included as auxiliary equipment

according with local conditions and available resources [6]. These benefits ultimately lead to reduced environmental impact and can foster deployment of decentralized resources at a system level to increase flexibility [7]. The design and control of multigeneration systems for residential use is complicated by several factors. Building electricity and thermal loads follow different and complex daily patterns that are dictated by social behavior and weather. Consequently, these factors cannot be forecasted and coordinated precisely [8] and play a critical role in choosing appropriate CCHP configurations [9]. Local variations of energy market conditions also affect the selection of CCHP configurations. In particular, the interaction with the local power grid influences operational policies and equipment sizing [10]. CCHP design is also complicated by the need to consider multiple conflicting metrics and the need to account for dynamics of storage units [11].

CCHP design studies reported in the literature focus on different aspects of the problem. Most studies do not fully capture variations of demand, weather and market conditions, and this might miss extreme conditions and/or correlations. In particular, many studies

* Corresponding author.
 E-mail address: jponceortega@umich.mx (J.M. Ponce-Ortega).

http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.07.089
 0360-5442/© 2016 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Applied Energy xxx (2016) xxx–xxx



Valuation of water and emissions in energy systems

Luis Fabián Fuentes-Cortés ^a, Yan Ma ^a, José María Ponce-Ortega ^a, Gerardo Ruiz-Mercado ^b, Victor M. Zavala ^{a,*}

^aDepartment of Chemical Engineering, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia, Michoacán 58000, Mexico
^bOffice of Research and Development, National Risk Management Research Laboratory, U.S. Environmental Protection Agency, 26 West Martin Luther King Drive, Cincinnati, OH 45268, USA
^cDepartment of Chemical and Biological Engineering, University of Wisconsin-Madison, 1445 Engineering Dr, Madison, WI 53706, USA

HIGHLIGHTS

- Monetizing externalities provides limited control of environmental impacts.
- Propose an approach to determine marginal prices for emissions and water.
- Found that carbon and water prices must increase by two-three orders of magnitude.

ARTICLE INFO

Article history:
 Received 19 June 2016
 Received in revised form 8 September 2016
 Accepted 30 September 2016
 Available online xxx

Keywords:
 Combined heat and power
 Real-time operations
 Water and emissions
 Trade-offs
 Biogas

ABSTRACT

Price incentives and economic penalties (monetization) are common approaches to control water usage and total direct greenhouse gas emissions (externalities) of industrial systems. We argue that homogeneous pricing of externalities provides limited flexibility for mitigating environmental impacts as systems are affected quite differently by externalities. We use trade-off analysis and scalarization techniques to determine marginal prices for water and carbon by taking into account the actual physical and technical limits, stakeholders, and real-time conditions of individual systems. A combined heat and power (CHP) system providing hot water and electricity to a real residential building complex is undertaken as case study to demonstrate and describe these concepts. For this CHP system, we found that carbon prices should be increased by a factor of 14 and water prices by a factor of 217 to achieve an optimal compromise between cost, water use, and emissions. Our results point towards the need to consider alternative pricing schemes such as resource bidding (as is done with electricity) that better capture technology trade-offs and push systems towards their efficiency limits. Therefore, this approach can help stakeholders identify more effective incentive-based environmental protection instrument scenarios.
 © 2016 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Energy systems such as combined heat and power (CHP) installations have much higher resource utilization efficiencies than conventional systems and can help mitigate issues associated to long-distance energy transport and use of fossil fuels [1]. The flexibility provided by these systems allows for the provision of multiple energy carriers (steam, hot water, chilled water, and electricity) to building complexes as those encountered in residential areas, university campuses, and district systems [2]. These systems can run on multiple fuels such as natural gas, diesel, biomass, and biogas [3,4]. The ability to achieve tight energy integration in

modern energy systems, however, results in significantly more complex operation and trade-offs. In particular, one should consider strong and dynamic interactions between energy carriers [5,6], trade-off electricity market conditions and local demands [7], capture dynamics of storage [8–10], synchronize the demand patterns of multiple energy carriers [11,12], consider effects of ambient conditions [13], and consider inefficiencies associated to partial load operations and fuel use [14,15].

The generation of greenhouse gas emissions (GHGE) is one of the most important issues affecting the design and operation of energy systems [16,17]. Diverse multi-objective studies have sought to trade-off economic performance and emissions by using economic penalties [18,19] and by using life cycle assessment metrics [20]. A relevant issue is that incentive-based environmental regulation instruments (i.e., tradable emission permits) are still

* Corresponding author.
 E-mail address: victor.zavala@wisc.edu (V.M. Zavala).

http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.020
 0360-5442/© 2016 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Please cite this article in press as: Fuentes-Cortés LF et al. Valuation of water and emissions in energy systems. *Appl Energy* (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.020>

Fuentes-Cortés LF, Ma Y, Ponce-Ortega JM, Ruiz-Mercado G y Zavala VM (2016a). Valuation of water and emissions in energy systems. *Applied Energy*.

- NLP. Multi-objetivo. Método de soluciones compromiso.
 - Costo de operación.
 - Emisiones
 - Consumo de agua.
- Control óptimo.
- Contraste entre los enfoques de monetización de externalidades y valoración directa del impacto ambiental.

Julia – Ipopt.