



análisis de los factores que influyen en el diseño y control óptimo de sistemas de poligeneración: revisión

Luis Fabián Fuentes Cortés^{1,2}, Víctor M. Zavala¹, José María Ponce Ortega²

¹Department of Chemical and Biological Engineering, University of Wisconsin;

²Facultad de Ingeniería Química, UMSNH

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 muestra una perspectiva integral de solución del problema 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 analizados permiten determinar la configuración tecnológica y el dimensionamiento del sistema, así como la política de operación.

Palabras clave: Poligeneración, diseño óptimo, optimización multi-objetivo.

Abstract

Polygeneration systems, due to their operation flexibility and efficiency, have become a core technology in distributed generation systems. The design and control of these systems is challenging, as it involves multiple factors such as energy demand and ambient conditions fluctuations, myriad design decisions, energy market costs, environmental impact, and social impact. In this work, these factors are addressed in an integrative methodology using optimization algorithms. Economic, environmental and social objectives associated to the operation of cogeneration and trigeneration systems are considered. The analyzed models allow the determination of technology configuration, sizing, and operational policy.

Keywords: Polygeneration, optimal design, multi-objective optimization.

Introducción

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 en 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, así como calor para necesidades de calefacción, aire acondicionado y agua caliente. Para suplir ambas demandas, en la actualidad, existen dos modelos de generación, distribución y consumo de energía: generación centralizada (GC) y generación distribuida (GD).

Actualmente, la mayor parte de la producción energética se realiza en instalaciones centralizadas, en las cuales diversas fuentes de energía son transformadas en energía eléctrica para su transporte a largas distancias, las cuales se traducen en pérdidas de energía durante el transporte (Jiménez et al., 2014), baja calidad en el suministro (Martínez, 2009), sistemas de generación poco eficientes que generan un alto nivel de emisiones y consumo de recursos e impacto en la salud de las comunidades cercanas (Olguín Mejía, 2010; Robles y Fernández, 2012; Villanueva, 2007; CEPAL, 2011; Tchkhaidze y Ortiz, 1995).

Pese a lo anterior, la generación centralizada es el esquema preponderante en la actualidad, de tal forma que en el sector residencial mexicano las viviendas 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).

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 esta se encuentra 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 son cuestiones a considerar en la migración a esquemas de GD.

En forma convencional, las centrales o unidades de generación producen un solo servicio a la vez, es decir, generan individualmente potencia o calor. Esta forma de generación 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.

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 este no es aprovechado y es eliminado hacia el ambiente (Noriega et al., 2009) En la Figura 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.

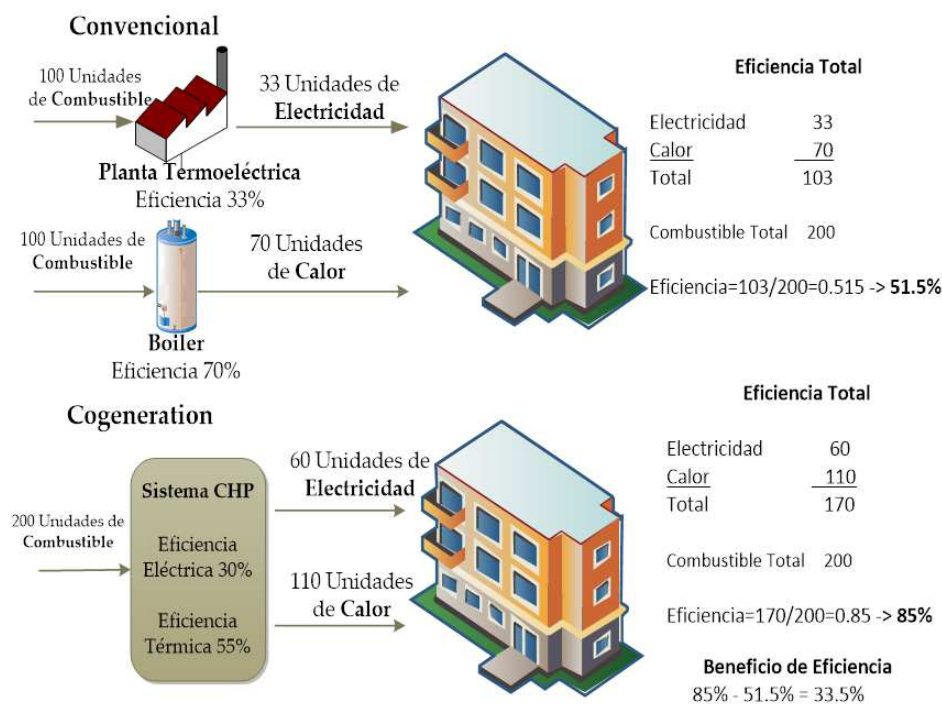


Figura 1. Comparación de eficiencia de sistemas convencionales y CHP.

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 sistemas de intercambio 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 (Microturbines, MT), celdas de combustible (fuel cells, FC) y motores Stirling (Stirling Engine, SE) (Onovwiona y Ugursal, 2006).

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 (Wu y Wang, 2006).

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).

El diseño de 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. 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).

Por un lado, sobre 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).

Bajo un enfoque 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).

Además, 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). Por el contrario, el no tomar en cuenta alguno de los aspectos anteriores ha terminado en conflictos sociales, cancelación de proyectos o sanciones por parte de organismos regulatorios (Stigka et al., 2014).

Considerando la problemática planteada en el presente estudio, se muestran trabajos recientes realizados en el Grupo de Ingeniería de Procesos de la Facultad de Ingeniería Química de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH) en conjunto con la Universidad de Wisconsin-Madison que abordan el problema del diseño y control óptimo de sistemas de poligeneración en forma integral ajustando a distintas métricas económicas, ambientales y sociales. Se abordan los problemas de modelación y se muestran alternativas de solución que consideran la variación del consumo energético ligado a los cambios demográficos y ambientales, la configuración tecnológica óptima para la implementación del sistema, así como 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. Los casos de estudio considerados en los trabajos que integran esta revisión son conjuntos habitacionales del estado de Michoacán ubicados en las ciudades de Morelia y Lázaro Cárdenas.

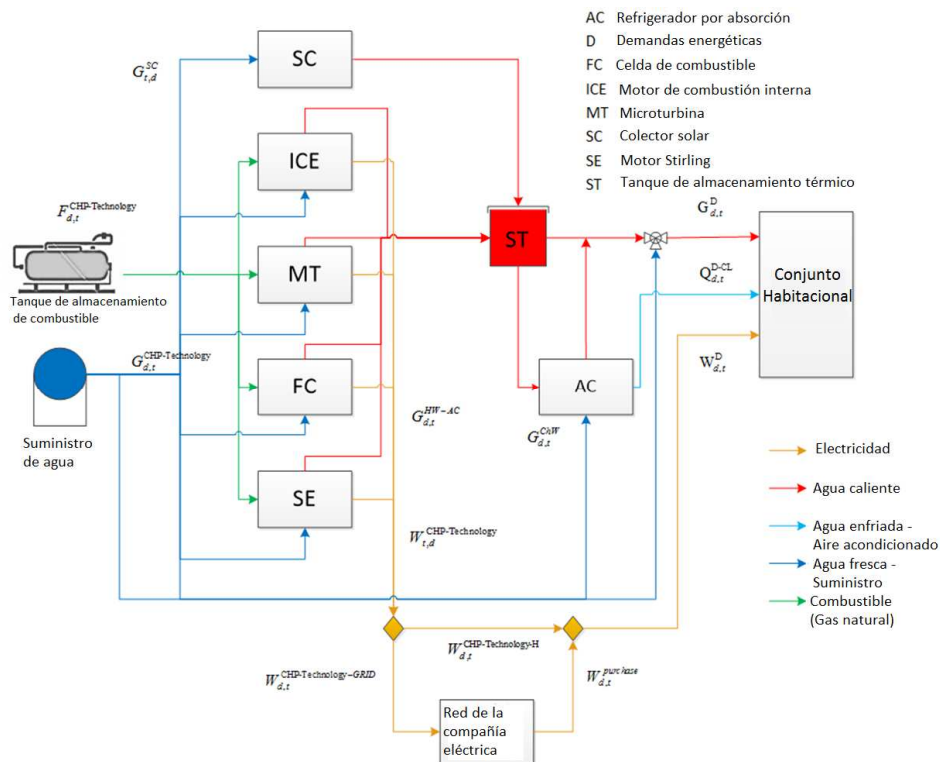


Figura 2. Superestructura para el diseño CCHP

Selección y dimensionamiento de tecnologías

En la Figura 2 se muestra una superestructura tecnológica utilizada en el trabajo presentado en Fuentes-Cortés et al. (2016a). Las tecnologías empleadas en el sistema de trigeneración son de cuatro tipos: unidades centrales CHP (ICE, MT, FC y SE), sistemas de almacenamiento de energía, en el caso mostrado se utiliza un tanque de almacenamiento térmico (ST), sistemas de calefacción auxiliar, en este

caso un colector solar (SC) y sistemas de refrigeración, un sistema de refrigeración por absorción (AC). En trabajos como el de Fuentes-Cortés et al. (2015a) se incluye en forma explícita el tanque de almacenamiento de combustible.

La Tabla 1 muestra las características generales de las tecnologías empleadas. Cada tecnología CHP tiene diferentes condiciones técnicas, las cuales incluyen los dimensionamientos disponibles en el mercado, diferencias entre las eficiencias térmicas y eléctricas y la operación a carga parcial. Estas condiciones afectan el consumo de combustible así como la producción de electricidad y agua caliente. Los parámetros económicos implican diferencias en costos de capital y de mantenimiento. Considerando estas diferencias entre las diferentes tecnologías, la selección de la unidad CHP no es un problema trivial. La modelación, debido a las condiciones de carga parcial, crea condiciones de no linealidad.

La decisión entre el uso de diferentes tecnologías puede llevar a la selección de arreglos en los cuales pueda existir no solo una unidad central de cogeneración, sino una combinación de tecnologías con diferentes dimensionamientos. Para modelar esta condición, se han utilizados variables binarias, las cuales determinan la existencia de una tecnología u otra. Considerando esta problemática, la selección de tecnologías conduce a modelos de programación mixta entera no lineal (MINLP). Las formulaciones utilizadas se pueden encontrar en Fuentes-Cortés et al. (2016a), Fuentes-Cortés et al. (2016b), Fuentes-Cortés et al. (2015a) y Fuentes-Cortés et al. (2015b).

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

Los sistemas de almacenamiento de energía cumplen un rol determinante en las plantas de generación distribuida. 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).

En el caso mexicano, donde no existe un mercado desarrollado de compra-venta de energía eléctrica y que la red se encuentra disponible en las zonas urbanas, la función del tanque de almacenamiento térmico consiste en sincronizar la operación de la unidad CHP con las demandas de energía térmica y eléctrica. En algunos casos, las demandas pueden comportarse en forma regular y la necesidad del tanque del sistema de almacenamiento térmico puede ser definida por medio de una variable binaria (Fuentes- Cortés et al., 2015a).

Los equipos de calefacción auxiliares, se utilizan cuando la demanda térmica supera considerablemente a la demanda de energía eléctrica. En Fuentes-Cortés et al. (2016a) se utiliza un sistema de colector solar, sin embargo, en trabajos anteriores,

como Fuentes-Cortés et al. (2016b) y Fuentes-Cortés et al. (2015b), la tecnología considerada es una caldera convencional. Al igual que las tecnologías CHP, su existencia en la configuración final del sistema es determinada por variables binarias.

El problema de dimensionamiento es abordado en Fuentes-Cortés et al. (2015c); el tamaño de las unidades está determinado por la disponibilidad de unidades, la operación a carga parcial y el comportamiento de la demanda energética. Cuando la función objetivo es de tipo económico, los costos de capital influyen también en el dimensionamiento del sistema.

En todos los escenarios descritos, se consideraron como objetivos de diseño la reducción del costo total anual y la generación de emisiones. En el caso de la configuración con objetivos económicos, tomando en cuenta los perfiles de la región de Morelia (Fuentes-Cortés et al. 2015a; Fuentes-Cortés et al., 2015b; Fuentes-Cortés 2016b) y Lázaro Cárdenas (Fuentes-Cortés et al., 2015b; Fuentes-Cortés et al., 2016a) la tecnología preponderante fue el ICE, debido al bajo costo de capital, su flexibilidad operativa a carga parcial y su relativo equilibrio en condiciones de eficiencia. En ninguno de los casos fue necesaria la instalación de equipos auxiliares. Desde el punto de vista ambiental, considerando la reducción de emisiones, para ambos casos, la tecnología predominante fue FC o combinaciones de la misma con SE, estos equipos, aunque con un costo de capital y mantenimiento elevados, su desempeño en términos de eficiencia era más adecuado considerando que en ambos casos la demanda térmica era superior a la eléctrica.

El dimensionamiento del tanque de almacenamiento térmico (ST) está ligado al tamaño de la unidad CHP. En todos los casos se observó que a medida que la unidad CHP aumenta de tamaño, las necesidades de almacenamiento de energía se incrementaban también. En cuanto al almacenamiento de combustible, el dimensionamiento de este depende más de aspectos relacionados con la demanda de la unidad CHP.

Interacción con la red local

La interacción con la red local cumple dos objetivos en la operación de sistemas de generación distribuida. Por un lado, permite flexibilidad en el sistema sin necesidad de instalar sistemas de almacenamiento eléctrico, como baterías que incrementan en forma sensible los costos de capital. Esta flexibilidad consiste en que se pueden enviar a la red los excedentes de generación en horas de bajo consumo o comprar

energía adicional que pueda ser requerida en horas de alto consumo cuando la demanda supera las capacidades de generación de la planta instalada. Por otro lado, también permite un ingreso adicional por venta de energía a clientes externos (Fuentes-Cortés et al., 2015c).

Al aumentar la capacidad de producción de energía eléctrica, ya sea por dimensionamiento de la unidad CHP o por que la unidad tiene un mejor desempeño eléctrico que térmico, las ventas de electricidad aumentan, pero los costos de capital aumentan también.

Operación a carga parcial

La eficiencia de las unidades CHP alcanza su máximo a carga plena; a carga parcial se ve disminuida. Cuando se requiere una baja en la producción de energía, ya sea por los requerimientos del usuario del sistema o por reducir el uso de recursos, ya sea combustible o agua, el sistema es operado a carga parcial (Fuentes-Cortés et al., 2016a). Las operaciones a carga plena permiten que el sistema sea más eficiente e incrementa las ventas de energía, por lo cual en operaciones enfocadas a alcanzar objetivos económicos el equipo operara en estas condiciones la mayor parte del tiempo. Si bien la operación a carga parcial reduce emisiones y uso de recursos como el agua, también reduce la eficiencia del equipo y reduce los ingresos del sistema. Soluciones que compensan entre objetivos económicos y ambientales se caracterizan por una operación mixta donde los periodos de carga plena ajustan a momentos de alto consumo o donde la tarifa de compra de energía a la red es muy alto y los periodos de carga parcial corresponden con momentos de bajo consumo de energía (Fuentes-Cortés et al., 2016^a; Fuentes-Cortés et al., 2015b; Fuentes-Cortés et al., 2015c).

Tratamiento de la 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 se han realizado 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., 2010) y en pronóstico (Fleiter et al., 2011).

En países en desarrollo, como México, las condiciones del mercado energético son fluctuantes. 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 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).

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. 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).

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 arrojan 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 emplearon 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.

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. En el análisis económico la unidad preponderante es el motor de combustión interna (ICE). Esto muestra que las configuraciones basadas en este tipo de tecnología son menos sensibles desde un punto de vista económico a las variaciones de demanda, mercado energético y temperatura ambiente. Aunado a

ello, 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 (Fuentes-Cortés et al., 2016b).

Seguridad de la instalación

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.

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.

Para este caso, se está considerado un tanque como medio de almacén de gas natural. El tamaño del tanque 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. 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 y los costos de reordenar el inventario. Finalmente, la ecuación delimita el dimensionamiento del tanque considerando el mercado.

El riesgo se evalúa mediante las funciones probit asociadas a los riesgos de explosión en tipo BLEVE, Jet Fire, Flash Fire o VCE. Estas funciones se pueden traducir en porcentaje de afectación mediante la ecuación. 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.

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. 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. (2015a).

Manejo de externalidades

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.

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. 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. 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.

El análisis realizado en Fuentes-Cortés et al. (2016c) muestra que el enfoque de monetización de externalidades asociadas a la generación de emisiones y consumo de agua es realmente poco efectivo. La reducción de emisiones es prácticamente nula al utilizar el impuesto de carbono para penalizar emisiones y el agua no alcanza un nivel óptimo. La unidad es operada a carga plena la mayor parte del tiempo. En este análisis se incluyó el uso de biogás como combustible alternativo para alimentar la unidad CHP. El resultado fue que mediante el uso de monetización de externalidades el biogás no fue utilizado, debido a los costos de generación y mantenimiento. Por otro lado, se presenta un enfoque de solución compromiso, basado en la valoración directa de externalidades, la cual muestra que con un ligero aumento en costos de operación se pueden reducir las emisiones y el consumo de agua del sistema.

Conclusiones y observaciones

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 (cinco 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.

Referencias

- 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.
- 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).
- 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.
- 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.
- Arteconi A, Hewitt NJ y Polonara F (2012). State of the art of thermal storage for demand-side management. *Applied Energy* 93, 371-389.
- 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.
- 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).
- 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.
- Carvalho M, Serra LM y Lozano MA (2011). Optimal synthesis of trigeneration systems subject to environmental constraints. *Energy* 36(6), 3779-3790.
- 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.
- 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.
- Conejo AJ, Carrión M y Morales JM (2010). Decision making under uncertainty in electricity markets (Vol. 1). New York: Springer.
- 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.
- Dincer I y Rosen MA (2012). Exergy: energy, environment and sustainable development. Newnes. Estados Unidos.
- 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.
- 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, Martínez-Gómez J y Ponce-Ortega JM (2015a). Optimal Design of Inherently Safer Domestic Combined Heat and Power Systems. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 4(1), 188-201.
- Fuentes-Cortés LF, Ponce-Ortega JM, Nápoles-Rivera F, Serna-González M y El-Halwagi MM (2015b). 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 (2015c). Optimal design of CHP systems for housing complexes involving weather and electric market variations. *Applied Thermal Engineering*, 90, 895-906.
- Fuentes-Cortés LF, Dowling AW, Rubio-Maya C, Zavala VM y Ponce-Ortega JM (2016a). Integrated design and control of multigeneration systems for building complexes. *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.
- Fuentes-Cortés LF, Ma Y, Ponce-Ortega JM, Ruiz-Mercado G y Zavala VM (2016c). Valuation of water and emissions in energy systems. *Applied Energy*. In press.
- 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.
- 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).
- Huacuz Villamar JM (1999). Generación eléctrica distribuida con energías renovables. *Boletín Instituto de Investigaciones Eléctricas*. Septiembre – Octubre 1999. IIE. México.
- Ibarra-Yunez A (2015). Energy reform in Mexico: Imperfect unbundling in the electricity sector. *Utilities Policy*, 35, 19-27.
- 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.

- Jiménez R, Serebrisky T, Mercado J (2014). Electricidad pérdida. Banco Interamericano de Desarrollo. Estados Unidos de America.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

- Nguyen TA y Aiello M (2013). Energy intelligent buildings based on user activity: A survey. *Energy and buildings*, 56, 244-257.
- Noriega Giral LE, Corporación Rehovot (2009). Estudio sobre cogeneración en el sector industrial en México. CONUEE – SENER. México.
- 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.
- 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.
- Onovwiona HI & Ugursal VI (2006). Residential cogeneration systems: review of the current technology. *Renewable and sustainable energy reviews* 10(5), 389-431.
- 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.
- 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.
- 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).
- 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.
- 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.
- 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.
- Sánchez Peña L (2012). Hogares y consumo energético en México. *Revista Digital Universitaria* 13 (10), 1 – 8.
- 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.
- 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.
- 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, Iniyan S y Samuel AA (2015). Applications of fuzzy logic in renewable energy systems—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 48, 585-607.
- 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.
- 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.
- Tempesti D y Fiaschi D (2013). Thermo-economic assessment of a micro CHP system fuelled by geothermal and solar energy. *Energy* 58, 45-51.
- Villanueva García JC (2007). El destino de los municipios ante el cambio climático. Procuraduría de Protección al Ambiente del Estado de Guanajuato. México.

- 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 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.
- Wu DW y Wang RZ (2006). Combined cooling, heating and power: A review. *Progress in Energy and Combustion Science* 32 459-495.
- 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.