

**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE
HIDALGO**



**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA**

**DISEÑO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN
OPERANDO BAJO SITUACIONES ANORMALES**

TESIS presentada por:

JAVIER TOVAR FACIO

**A la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Química
como requisito parcial para obtener el grado de:**

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA QUÍMICA

Dirigido por:

Doctor en Ciencias en Ingeniería Química José María Ponce Ortega

Morelia, Mich.

Agosto 2016

RESUMEN

DISEÑO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN OPERANDO BAJO SITUACIONES ANORMALES

Por

Javier Tovar Facio

Agosto 2016

Dirigido por: Dr. José María Ponce Ortega

En la presente Tesis se desarrolla un modelo de optimización para el diseño de sistemas de cogeneración en parques industriales relacionados a la producción y separación de derivados del petróleo como una forma de reducir el impacto ambiental y económico causado por la quema y venteo de gases combustibles durante situaciones anormales. Se desarrolló un modelo de optimización no lineal para maximizar las ganancias de generar calor y electricidad a partir del sistema de recuperación propuesto. Se emplearon datos históricos de las corrientes y composiciones de las corrientes que se queman durante situaciones anormales en aras de calcular el tamaño de los equipos, los costos de operación y de capital, y las toneladas de bióxido de carbono producidas tomando en cuenta la incertidumbre asociada a las situaciones anormales. Se presenta un caso de estudio para mostrar la aplicabilidad del modelo propuesto y la factibilidad de utilizar sistemas de cogeneración para mitigar la quema y venteo de gases, y consecuentemente reducir el impacto ambiental y los costos de operación.

Palabras clave: Quema y venteo de gases, Situaciones anormales, Cogeneración, CO₂, incertidumbre.

ABSTRACT

OPTIMAL DESIGN OF COGENERATION SYSTEMS IN OIL COMPLEXES UNDER ABNORMAL SITUATIONS

By

Javier Tovar Facio

August 2016

Advisor: Dr. José María Ponce Ortega

This thesis presents an optimization approach to the design of cogeneration systems in industrial parks related to separation and production of petroleum derivatives as way to reduce the environmental and economic impact caused by the flaring and venting of flue gases during abnormal situations. A nonlinear optimization model is develop to maximize the profit by taking advantage of the heat and electricity generated. In order to calculate equipment size, operating and capital costs, and tons of carbon dioxide produced taking into account the uncertainty associated to abnormal situations, it was used historical data of flows and compositions for the flaring streams under abnormal situations. A case study is presented to show the applicability of the proposed model and the feasibility of using cogeneration systems to mitigate flaring and venting, and consequently to reduce environmental impact and operating costs.

Keywords: Flaring and venting; Abnormal situations; Cogeneration; CO₂ reduction.

DEDICATORIA

A mi madre por ser mi más grande profesora en la vida.

A mi amada novia Diana por hacer que cada día de mi existencia sea mejor que el anterior.

A mis amigos de licenciatura Karla, Rosa María y José por inspirarme con el ejemplo a ser mejor cada día.

A mis compañeros Alberto, Carlos, Francisco, José, Lupita y Omar por compartir esta etapa conmigo y hacerla una aventura.

ÍNDICE

Resumen	iii
Abstract	iv
Dedicatoria	v
Índice	vi
Lista de Tablas	vii
Lista de Figuras	viii
Nomenclatura	xi
Agradecimientos	xv
Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Objetivo	2
1.2 Objetivos Particulares	2
1.3 Justificación	3
1.4 Hipótesis	3
Capítulo 2. Marco Teórico	4
2.1 Antecedentes	4
2.2 Situaciones anormales	7
2.3 Quema y venteo de gases	11
2.4 Antorchas	15
2.5 Sistemas de cogeneración	17
2.6 Optimización Multiobjetivo	22
Capítulo 3. Metodología	27
3.1 Planteamiento del problema	27
3.2 Formulación del modelo matemático	31
Capítulo 4. Resultados	41
4.1 Caso de estudio 1	41
4.1.1 Análisis económico	44
4.1.2 Análisis ambiental	49
4.1.3 Análisis multiobjetivo	53
4.2 Caso de estudio 2	55

4.2.1 Análisis económico	57
4.2.2 Análisis ambiental	63
4.2.3 Análisis multiobjetivo	64
Capítulo 5. Conclusiones	67
Bibliografía	68
Apéndice	71

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Comparación entre tecnologías de sistemas de cogeneración.	18
Tabla 2. Diferentes combinaciones de las variables de holgura.	25
Tabla 3. Flujos de las corrientes combustibles de desecho A-G y fracciones molares de sus componentes.	42
Tabla 4. Flujos de las corrientes combustibles de desecho H-L y fracciones molares de sus componentes.	43
Tabla 5. Flujos de las corrientes combustibles de desecho M-Q y fracciones molares de sus componentes.	43
Tabla 6. Flujos de las corrientes combustibles de desecho A-H y fracciones molares de sus componentes.	56
Tabla 7 Flujos de las corrientes combustibles de desecho I-O y fracciones molares de sus componentes.	57
Tabla 8. Índice de Wobbe promedio de las corrientes combustibles de desecho.	57
Tabla A1. kmol de CO ₂ producido por kmol de cada componente de las corrientes de desecho	71
Tabla A2. Peso molecular, kmol de CO ₂ producido por kmol de cada componente del combustible fresco y composición.	71
Tabla A3. Poder Calorífico neto	72
Tabla A4. Ecuaciones de la combustión de los compuestos que se encuentran en las corrientes que desechan las plantas	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de flujo del complejo petroquímico “Cangrejera” Veracruz, México.	7
Figura 2. Representación de la desviación en la operación normal de un proceso.	7
Figura 3. Causas de las situaciones anormales en la industria.	8
Figura 4. Fuentes antropogénicas de bióxido de carbono.	14
Figura 5. Componentes de un sistema de quema de gases.	15
Figura 6. Comparación entre la producción de potencia y calor por separado contra los sistemas de cogeneración.	17
Figura 7. Esquema del ciclo Rankine y diagrama temperatura-entropía para el ciclo Rankine.	20
Figura 8. Desviaciones del objetivo.	25
Figura 9. Superestructura propuesta para el manejo de la quema y venteo de corrientes combustibles.	27
Figura 10. Ejemplo de los escenarios generados aleatoriamente.	28
Figura 11. Seguimiento del precio del gas natural PEMEX (2004-2016).	29
Figura 12. Precio del gas natural en los diferentes escenarios.	29
Figura 13. Probabilidad acumulada de obtener un valor de ganancia determinado cuando se maximizan el valor promedio de las ganancias y el peor escenario.	44
Figura 14. Probabilidad acumulada de obtener un valor de emisiones determinado cuando se maximizan el valor promedio de las ganancias y el peor escenario.	45
Figura 15. a) Ganancias en los diferentes escenarios cuando se maximiza la ganancia esperada; b) Ganancia en los diferentes escenarios cuando se maximiza el peor escenario.	46
Figura 16. Precios del gas natural usados en los diferentes escenarios.	47
Figura 17. a) Emisiones de CO ₂ en diferentes escenarios cuando se maximiza la ganancia esperada; b) Emisiones de CO ₂ en diferentes escenarios cuando se maximiza el peor escenario.	47
Figura 18. Emisiones de bióxido de carbono generadas en cada escenario cuando se utiliza y cuando no se utiliza el sistema propuesto.	48
Figura 19. Curvas de probabilidad acumulada de obtener un valor de ganancia determinado cuando se maximizan el valor promedio y el peor escenario de las emisiones.	49

Figura 20. Probabilidad acumulada de obtener un valor de emisiones cuando se minimiza el promedio y el peor escenario de las emisiones.	50
Figura 21. a) Ganancia en los diferentes escenarios cuando las emisiones esperadas se minimizan; b) Ganancia en los diferentes escenarios cuando se minimiza el peor escenario.	51
Figura 22. a) Emisiones en los diferentes escenarios cuando se minimizan las emisiones promedio; b) Emisiones en los diferentes escenarios cuando se minimiza el peor escenario.	52
Figura 23. Emisiones de bióxido de carbono generadas cuando no se usa y cuando se usa el sistema propuesto.	52
Figura 24. Diferencia entre las emisiones generadas cuando se usa y cuando no se usa el sistema propuesto, y ganancias generadas en cada escenario de la optimización multiobjetivo.	53
Figura 25. Probabilidad acumulada de obtener determinada ganancia cuando se hace optimización multiobjetivo.	54
Figura 26. Probabilidad acumulada de obtener un valor de ganancia determinando cuando se maximizan las ganancias promedio y el peor de los escenarios.	58
Figura 27. Probabilidad acumulada de obtener un valor de emisiones determinado cuando se maximizan el valor promedio de las ganancias y el peor escenario económico.	59
Figura 28. a) Ganancias en los diferentes escenarios cuando se maximiza la ganancia esperada; b) Ganancia en los diferentes escenarios cuando se maximiza el peor escenario.	60
Figura 29. Precios del gas natural utilizados en los diferentes escenarios.	61
Figura 30. a) Emisiones de CO ₂ en diferentes escenarios cuando se maximiza la ganancia esperada; b) Emisiones de CO ₂ en diferentes escenarios cuando se maximiza el peor escenario.	62
Figura 31. Curvas de probabilidad acumulada de obtener un valor de ganancia determinado cuando se maximizan el valor promedio y el peor escenario de las emisiones.	63
Figura 32. Probabilidad acumulada de obtener un valor de emisiones cuando se minimiza el promedio y el peor escenario de las emisiones.	64
Figura 33. Probabilidad acumulada de obtener determinada ganancia cuando se hace optimización multiobjetivo.	65

Figura 34. a) Ganancias en los diferentes escenarios cuando se utiliza el método *goal programming*; b) Emisiones de CO₂ en diferentes escenarios cuando se utiliza el método *goal programming*.

NOMENCLATURA

Variables

$A_{i,t,s}$	Coeficiente para calcular el costo de usar gases de desecho como combustible.
B_i	Coeficiente para calcular el costo de usar gases de desecho como combustible.
$CapCost_s^{boil}$	Costo de capital de la caldera (\$US/año).
$CapCost_s^{turb}$	Costo de capital de la turbina (\$US/año).
$CapCost_s^{cond}$	Costo de capital del condensador (\$US/año).
$CapCost_s^{pump}$	Costo de capital de la bomba (\$US/año).
CSF	Precio del combustible para el cálculo del costo de usar gases de desecho como combustible (\$US/GJ).
$CSU_{i,t,s}$	Costo unitario de la quema de gases de desecho como combustible (\$US/Nm ³).
$D_{i,t,s}$	Flujo de las corrientes provenientes de las plantas que se queman sin ser aprovechadas (ton/mes).
$FF_{i,t,s}$	Flujo de las corrientes provenientes de las plantas que se alimentan al sistema de cogeneración (ton/mes).
$Fr_{t,s}$	Combustible fresco alimentado al sistema de cogeneración (ton/mes).
$GHGCS_s$	Emisiones generadas por el sistema de cogeneración en cada escenario (ton/año).
$GHGFS_s$	Emisiones generadas por el sistema de quema de gases en cada escenario (ton/año).
h_{1s}	Entalpia del agua a la salida de la caldera (GJ/ton).
h_2	Entalpia del agua a la salida de la turbina (GJ/ton).
h_3	Entalpia del agua a la salida del condensador (GJ/ton).

h_4	Entalpia del agua a la salida de la bomba (GJ/ton).
$\dot{m}_s$	Flujo másico de agua en el sistema de cogeneración (kg/s).
$MGHG$	Emisiones anuales de gases de efecto invernadero (ton/año).
$MProfit$	Average annual profit (\$US/año).
$OpCost_s^{cond}$	Costo de operación del condensador (\$US/año).
$OpCost_s^{pump}$	Costo de operación del bombeo (\$US/año).
$OpCost_s^{rep}$	Costo de combustible fresco (\$US/año).
$OpCost_s^{Flow}$	Costo de usar corrientes de desecho como combustible suplementario (\$US/año).
P_s^{pump}	Energía consumida por la bomba en cada escenario (GJ/año).
P_s^{turb}	Potencia generada por la turbine en cada escenario (GJ/año).
$P_{t,s}^{pump}$	Electricidad consumida por la bomba (GJ/año).
$P_{t,s}^{turb}$	Potencia generada por la turbina (GJ/año).
$Profit_s$	Ganancias en cada escenario (\$/año).
$q_{i,t,s}$	Flujo volumétrico de alimentación de desecho al sistema de cogeneración (Nm ³ /s).
Q_s^{boiler}	Energía suministrada al boiler en cada escenario (GJ/año).
Q_s^{cond}	Energía removida por el condensador en cada escenario (GJ/año).
$Q_{t,s}^{boiler}$	Energía generada por el boiler (GJ/año).
$Q_{t,s}^{cond}$	Energía removida por el condensador (GJ/año).
$Sales_s^{power}$	Ganancias por la producción de electricidad (\$/año).
$TGHG_s$	Emisiones totales generadas por todo el sistema en cada escenario (ton/mes).

$WGHG$ Emisiones totales generadas por todo el sistema en el peor escenario (ton/mes).

$WProfit$ Ganancia en el peor escenario (\$/año).

Parámetros

c^{boil} Constante para calcular el costo de la caldera.

c^{turb} Constante para calcular el costo de la turbina.

c^{cond} Constante para calcular el costo del condensador.

Card Número de escenarios.

CEPCI *Chemical Engineering Plant Cost Index.*

CF^{boiler} Costo fijo de la caldera.

CF^{turb} Costo fijo de la turbina.

CF^{cond} Costo fijo del condensador.

CV^{boiler} Costo variable de la caldera.

CV^{turb} Costo variable de la turbina.

CV^{cond} Costo variable del condensador.

$C1^{pump}$, $C2^{pump}$, $C3^{pump}$ Constantes para calcular el costo de capital de la bomba.

EREQ Energía requerida para satisfacer la demanda de las plantas (GJ/mes).

EMAX Energía requerida para satisfacer la demanda dentro y fuera de la planta (GJ/mes).

$F_{i,t,s}$ Corrientes combustibles de desecho de las diferentes plantas (ton/mes).

LHV^{Fr} Poder calorífico del combustible fresco (GJ/ton).

LHV^{FF_i} Poder calorífico de las Corrientes que desechan las plantas de proceso (GJ/ton).

LHV_i Valor calorífico neto (GJ/Nm³).

$\dot{m}^{MAX}$ Flujo máximo de agua en el sistema de cogeneración (kg/s).

$\text{price}^{\text{power}}$	Costo unitario de la electricidad (\$US/GJ).
price^{cw}	Costo unitario del agua de enfriamiento (\$US/GJ).
$\text{price}^{\text{rep}}$	Costo unitario del combustible fresco (\$US/GJ).
PM_c	Peso molecular de los componentes de las corrientes (kg/kmol).
PM_i	Peso molecular promedio de las corrientes (kg/kmol).
PM_{cFr}	Peso molecular del combustible fresco (kg/kmol).
PM_{CO_2}	Peso molecular del bióxido de carbono (kg/kmol).
X_c	Constante estequiométrica para cada componente ($\text{kg}_{\text{CO}_2}/\text{kg}_c$).
X_{cFr}	Constante estequiométrica para el combustible fresco ($\text{kg}_{\text{CO}_2}/\text{kg}_c$).
$Y_{c,i}$	Fracción molar de cada componente en las corrientes de las plantas.
Y_{cFr}	Fracción molar de cada componente en el combustible fresco.

Símbolos griegos

η^{boil}	Eficiencia de la caldera.
η^{turb}	Eficiencia de la turbina.
η^{cond}	Eficiencia del condensador.
η^{pump}	Eficiencia de la bomba.

Índices

c	Componente.
i	Corrientes de gases combustibles que desechan las plantas.
t	Periodo de tiempo.
s	Escenario

AGRADECIMIENTOS

- A mi asesor, Dr. José María Ponce Ortega, por la confianza, el apoyo y por compartir sus conocimientos conmigo.
- Al Dr. Fabricio Nápoles Rivera, por su apoyo incondicional durante el desarrollo del proyecto.
- A mis sinodales, Dr. Agustín Jaime Castro Montoya, Dr. Carlos Rubio Maya y Dr. Luis Fernando Lira Barragán, por sus excelentes contribuciones para la elaboración de este proyecto.
- Al CONACyT por el apoyo económico brindado para lograr culminar esta investigación.
- A la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por abrirme sus puertas desde la preparatoria.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, existe un inconmensurable consumo de combustibles fósiles, en su mayoría petróleo y gas natural. En el 2013, 91 millones de barriles de petróleo fueron consumidos por día; consecuentemente, 11,830.5 millones de toneladas de bióxido de carbono fueron producidas [1]. La producción de energía es uno de los principales contribuyentes de gases de efecto invernadero (GHG) emitidos a la atmosfera por el hombre, particularmente bióxido de carbono, cerca de 70% de todas las emisiones de GHG derivan del sector energético. Lo anterior se debe principalmente a la quema de combustibles fósiles [2]. A pesar de que se han realizado un gran número de esfuerzos para remplazar los combustibles fósiles por fuentes de energía alternas (energía solar, geotérmica, biocombustibles, etc.), éstos no son suficientes para satisfacer a corto o mediano plazo la creciente demanda energética que se tiene a nivel mundial. La Organización de las Naciones Unidas (ONU) proyectan que la población global crecerá de las 7 mil millones de personas que se tienen hoy a 10.1 mil millones para el 2100 [3]; por tanto se espera que las fuentes fósiles continúen siendo el recurso energético número uno en el mundo hasta su fin [2]. Por ello, es de vital importancia proponer nuevas y diferentes maneras de reducir las emisiones de GHG en la producción de combustibles y a su vez incrementar la eficiencia en el consumo de energía para disminuir el impacto ambiental.

Una de las prácticas más comunes en la industria del petróleo es el uso de quemadores y venteos como sistemas de seguridad ante desviaciones en la operación normal de los procesos, también llamadas situaciones anormales, con la finalidad de asegurar la integridad de los operadores y las instalaciones de la planta. Además, el uso de quemadores y venteos es una práctica estándar ante perturbaciones del proceso como lo son el mal funcionamiento de algún equipo, alivio de la presión debida a la acumulación, un producto fuera de especificación, arranques o paros de emergencia y también este proceso que en ingles se denomina *Flaring* es utilizado para eliminar gases que no pueden ser utilizados en el proceso o que su recuperación no es económicamente viable. Sin embargo, esta práctica trae como consecuencias una alta emisión de gases de efecto invernadero, problemas de salud para la gente que radica en las inmediaciones de una industria petrolera y perdidas energético-económicas [4].

Los problemas asociados a la quema de combustibles como sistema de contingencia ante situaciones anormales en la industria del petróleo y además las pérdidas energéticas y económicas que se tienen como consecuencia de la misma sugieren la necesidad de proponer un sistema que permita aprovechar este calor que se está desperdiciando. Una opción para lidiar con este problema es usar sistemas de cogeneración como medio para la producción de electricidad y calor simultáneamente provocando un incremento en la eficiencia energética del sistema y a su vez una disminución en la cantidad de bióxido de carbono emitido. Un ciclo Rankine tradicional es un sistema ampliamente usado con el que se pueden aprovechar los gases de los quemadores y venteos, antes mencionados, para producir vapor, que a su vez, producirá trabajo y calor con el uso de técnicas de aprovechamiento de calor residual.

En este trabajo se desarrolla un modelo matemático que describe los balances de masa y energía, los costos de operación, costos de capital y el tamaño de los equipos asociados a un sistema de cogeneración, y funciona como una herramienta para evaluar la factibilidad técnica y económica de implementar un sistema que aproveche la quema de los las corrientes combustibles provenientes de situaciones anormales que originalmente serían quemadas sin ser aprovechadas.

1.1 Objetivo

Desarrollar un modelo matemático que permita encontrar el diseño óptimo de sistemas de cogeneración que aprovechen el calor desperdiciado como consecuencia de la quema de gases combustibles en situaciones anormales para producir calor y electricidad y así satisfacer la demanda de estos servicios en complejos petroleros.

1.2 Objetivos particulares

Correlacionar en el modelo matemático de manera adecuada la incertidumbre asociada a la frecuencia e intercambiabilidad térmica de las situaciones anormales con el diseño del sistema de cogeneración de manera que las soluciones dadas consideren una mayor o menor cantidad de eventos anormales que los que se esperaban.

Analizar un caso de estudio donde se muestren las ventajas del modelo propuesto.

1.3 Justificación

A nivel mundial aproximadamente 150 mil millones de metros cúbicos de gas natural son quemados cada año en antorchas sin ser aprovechados, contribuyendo con un equivalente en gases de efecto invernadero de 400 millones de toneladas de bióxido de carbono [6]. En términos económicos se tiene una pérdida de alrededor de 10-15 mil millones de dólares por año basado en un precio para el gas de 2-3 dólares por MMBTU ($\text{MMBTU}=1 \times 10^6 \text{ BTU}$) [6]. Por tanto, es importante brindar una alternativa que aproveche esta energía desperdiciada y que vaya más allá de simplemente cuantificar la cantidad de bióxido de carbono que se disminuye con el uso de sistemas de cogeneración en el aprovechamiento del calor perdido, es importante proveer argumentos que corroboren la factibilidad y que ofrezcan un sistema óptimo para una planta que opere bajo situaciones anormales. Para ello, se formulará un modelo de optimización formal que permita el diseño de un sistema de recuperación de gases de una planta que opera bajo condiciones anormales y que tenga como objetivo ofrecer el mínimo costo de inversión con la mayor eficiencia energética. El modelo involucrará el diseño del ciclo Rankine asociado, así como el sistema de almacenamiento y distribución de la energía almacenada. El modelo propuesto será del tipo mixto entero no lineal y será programado en la plataforma GAMS [7]

1.4 Hipótesis

El modelo matemático formulado permitirá encontrar el diseño óptimo del sistema de cogeneración para satisfacer una demanda de electricidad en complejos petroleros aprovechando la quema y venteo de gases combustibles considerando la incertidumbre asociada a la frecuencia, duración y calidad de los gases que se queman durante estas situaciones anormales.

Adicionalmente, la implementación de dicho sistema traerá como consecuencia una reducción en la emisión de gases de efecto invernadero con respecto a la forma tradicional de generar electricidad y calor en complejos petroleros.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

La quema y venteo (*Flaring y Venting*) de desechos combustibles en atmosfera abierta está considerada como uno de los problemas ambientales más graves a nivel mundial además de que se está desperdiciando un valioso recurso energético [5]. Adicionalmente, esta quema perjudica en gran medida a las personas que se encuentran dentro del círculo de afectación porque se pueden llegar a liberar compuestos peligrosos tales como óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre y compuestos orgánicos volátiles. Los flujos que se queman debido a situaciones anormales son inciertos en composición, duración y frecuencia. Esta incertidumbre tiene lugar porque las corrientes que se queman no siempre son las mismas y dependen del tipo y magnitud del evento anormal de operación.

En la industria de los combustibles fósiles existen diferentes soluciones para minimizar el desperdicio energético que conllevan la quema y venteo de gases, entre estas soluciones destacan: La recuperación de gas, en esta técnica el gas es re-comprimido y tratado para lograr la presión y la calidad requerida para su venta, por lo cual esta técnica es muy costosa. La re-inyección, como su nombre lo indica el gas se re-inyecta de vuelta en el yacimiento para promover y mejorar la recuperación de petróleo. La generación de energía, aquí los fluidos combustibles de desecho se reutilizan en los equipos para la producir energía y satisfacer las necesidades de la planta o de las comunidades aledañas. Finalmente, se tiene la producción de gas licuado (*LNG Liquefied Natural Gas*) o la conversión de gas a líquido (*GTL Gas to Liquid*), esta tecnología permite la conversión del gas natural en diésel, nafta, queroseno, e hidrocarburos ligeros limpios y listos para su comercialización en el mercado [8].

La minimización y el aprovechamiento de la quema de corrientes combustibles durante la desviación de la operación normal de los procesos han sido objeto de muchos trabajos encaminados a los diversos métodos descritos anteriormente. Mourad y col. (2010) propusieron la recolección y compresión de los gases combustibles con la finalidad de enviarlos a una planta de tratamiento; una vez tratado el gas se valora para ser usado como materia prima en la industria petroquímica o para ser comprimido y reinyectado en los reservorios de petróleo para mantener la producción. Sin embargo, este proceso requiere varias etapas de compresión que consumen energía externa y

contribuyen a la generación de CO₂. También, para modelar esta técnica es necesario seleccionar meticulosamente los modelos termodinámicos y utilizar software especializados para resolver los modelos por lo que la factibilidad de utilizar esta tecnología está íntimamente relacionada a las características de las corrientes que se tengan y no resulta muy conveniente cuando se tienen corrientes de baja calidad o muy alejadas de la composición deseada. Rahimpour y col. (2012) presentaron tres métodos para recuperar gas con la finalidad de encontrar el método más sustentable para la recuperación de los fluidos combustibles de la refinería de Asalooeye en Irán. Los métodos que se proponen son la conversión de gas a líquido, la generación de electricidad y la compresión e inyección del gas en líneas de bombeo. La compresión fue la mejor elección para el caso específico de la refinería de Asalooeye debido a que presenta el costo de capital más bajo. A pesar de esto, en este trabajo se muestra que específicamente para la recuperación del gas natural se muestra que la solución que proponen como la más económica en lo que respecta a costos de capital puede presentar problemas de operación cuando se tengan cambios abruptos en la composición de los gases durante la operación, conduciendo a que los gases no sean útiles para la industria. Además, las líneas de transporte de gases comprimidos no representan una solución práctica cuando se habla de una planta petroquímica o de una refinería en donde se tienen corrientes combustibles con composiciones que hacen infactible su recuperación o transporte.

Jagannath y col. (2012) presentaron un modelo de programación estocástica multiperiodo de dos etapas para diseñar y operar una red de gas combustible considerando cambios operacionales en una planta. Se propuso usar los gases combustibles de desecho como suministro a las necesidades energéticas de la planta con el objeto de reducir el consumo de otros combustibles costosos, se justifica bajo el hecho de que en las plantas petroquímicas y en las refinerías se tienen múltiples fuentes de fluidos de desecho y a su vez se tienen muchos receptores potenciales que pueden consumir la energía de estos combustibles. En este mismo sentido, Kamrava y col. (2014) presentaron una integración de procesos para considerar el uso de sistemas de cogeneración para mitigar la quema de gases sin su previo aprovechamiento. Ellos consideran un proceso del cual se tiene un record histórico de los flujos quemados, en donde se incluyen las causas de la quema, la duración y frecuencia que tiene cada evento, y la calidad y composición de los gases quemados en una planta de etileno. Las demandas energéticas que tiene la planta son conocidas y son integradas con el calor y la electricidad que producen el sistema de cogeneración teniendo como principal

objetivo satisfacer la demanda de calor. Así mismo, se comparan diferentes escenarios y los resultados muestran que el sistema de cogeneración alimentado con las corrientes combustibles de desecho como alimentación tiene beneficios económicos y ambientales. No obstante, se asume que los flujos de estas corrientes combustibles son siempre los mismos, es decir consideran un valor promedio que no considera la posibilidad de que la frecuencia y duración de las situaciones anormales cambie como ocurre en la práctica. Otro esfuerzo en la misma dirección, es el trabajo de Kazi y col. (2015) quienes desarrollaron una propuesta de optimización para dimensionar un sistema de cogeneración con el fin de aprovechar las corrientes combustibles quemadas durante situaciones anormales minimizando el costo total y las emisiones de gases de efecto invernadero. Ambos trabajos respaldan la idea de utilizar un sistema de cogeneración como medio para reducir las consecuencias de quemar y ventear gases combustibles, teniendo en esta propuesta un método viable cuando se habla de aprovechar corrientes de desecho en plantas petroquímicas o refinerías donde el número de productos y subproductos que se tienen es mayor que en las plantas de gas natural.

Este trabajo propone abordar el problema de la quema y venteo de gases (*flaring/venting*) usando las corrientes combustibles de desecho provenientes de situaciones anormales para la generación de electricidad mediante un sistema de cogeneración en un complejo petrolero a partir del desarrollo de un modelo mixto entero no lineal que optimice el tamaño del sistema de cogeneración para el manejo adecuado de las corrientes mencionadas, las cuales usualmente se queman sin obtener un beneficio de ellas considerando la incertidumbre asociada a su frecuencia y duración. Esto significa que se tomará en cuenta más de una planta, debido a que las refinerías de petróleo y las plantas petroquímicas están casi siempre distribuidas en muchos sectores o plantas individuales, las cuales tienen flujos y composiciones diferentes para las corrientes que se pretenden quemar o aprovechar. Un ejemplo de ello es el complejo petroquímico de Cangrejera localizado en Veracruz, México (Figura 1). Además, se contempla introducir en este trabajo la volatilidad que se tiene en el mercado de los precios de las materias primas a través de datos históricos de los precios del gas natural que servirán para tomar en cuenta la fuerte incertidumbre que presenta el valor económico de este recurso natural.

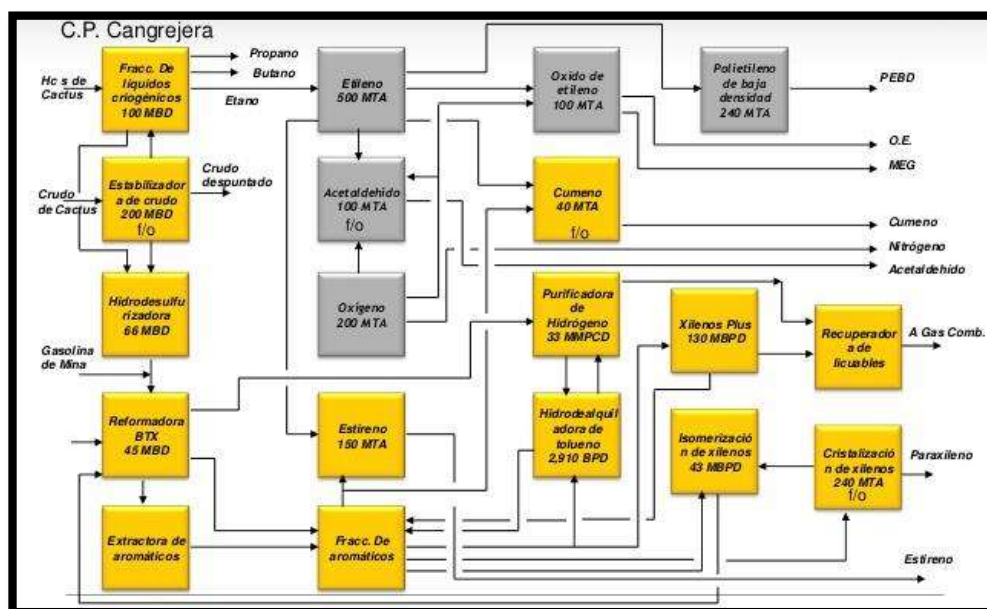


Figura 1. Diagrama de flujo del complejo petroquímico “Cangrejera” en Veracruz, México.

2.2 Situaciones anormales

Una situación anormal ocurre cuando una variable de proceso se sale de su rango normal de operación (Figura 2), por ejemplo el flujo, la temperatura, concentración, nivel, presión, etc. Si la magnitud de la perturbación es muy grande o si la calidad de la respuesta es deficiente la situación anormal puede escalar a una situación de emergencia que por lo regular resulta en la afectación de la salud del personal, la infraestructura de la planta y/o el medio ambiente.

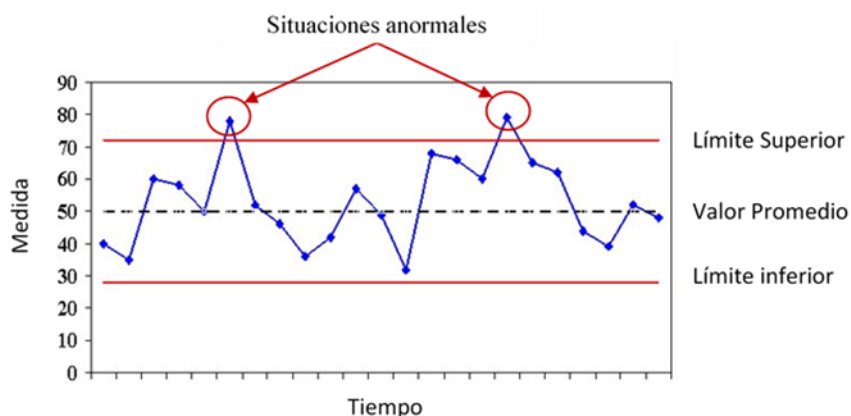


Figura 2. Representación de la desviación en la operación normal de un proceso.

Las fuentes de situaciones anormales se dividen en tres categorías principales: equipo, factor humano y proceso como se muestra en la Figura 3 [13]. Los factores de equipo incluyen degradación y fallas en equipo de proceso, tales como bombas, compresores, reactores, tanques, etc., así como fallas en el equipo de control, como lo son sensores, válvulas y controladores. El factor humano se relaciona con el nivel de capacitación, la habilidad y la experiencia del personal de operación y sus niveles de estrés cuando las situaciones alcanzan condiciones de alarma. La estructura organizacional, la comunicación, el medio ambiente y los procedimientos y prácticas documentados (o la falta de ellos) también juegan un rol importante en la respuesta de los operadores. Los factores de proceso incluyen la complejidad del proceso, los tipos de materias primas, el tipo de manufactura (por lotes o continuo) y el estado de operación (estado estable, arranques de operación, paros de emergencia, etc.).

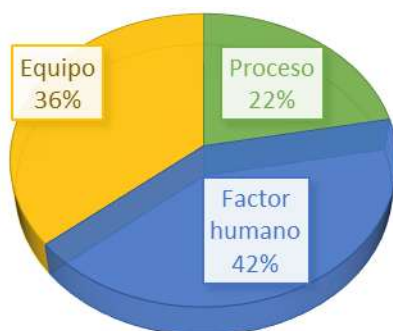


Figura 3. Causas de las situaciones anormales en la industria [13].

Cuando se habla específicamente de situaciones anormales cuya respuesta es la quema y venteo de gases se puede considerar a la variabilidad y volumen de los flujos como factores para clasificar estos eventos, se tienen dos categorías: eventos de emisión y emisiones continuas variables. Los eventos de emisión son episodios poco frecuentes y discretos (como una emergencia) en los que un flujo muy grande se quema. Las emisiones continuas variables pueden ocurrir frecuentemente y se puede categorizar en múltiples modos de operación, ya que dependen principalmente de la escala de variabilidad que presentan [11].

Las situaciones anormales tienen un costo significativo para los procesos industriales, representando un costo anual de \$20 mil millones de dólares por año en Estados Unidos y más del 40% de este costo se atribuye directamente a errores humanos, por ello se trabaja arduamente en la minimización de estos eventos en las diversas áreas de lo que internacionalmente se conoce como

abnormal situations management. En dicho tópico se incluye la capacitación de los operadores, el desarrollo de sistemas de alarma, la mejora de procedimientos, la administración de riesgo, los sistemas de control, y recientemente el aprovechamiento de situaciones anormales [14].

En la industria química mundial, sobre todo en las industrias del petróleo y el gas natural, la quema y el veto de corrientes de proceso es una práctica estándar que se tiene como respuesta ante una desviación en la operación normal de un proceso determinado. Por ejemplo, durante un arranque o paro en la operación, en un aumento de presión de algún equipo, cuando se tiene un producto fuera de especificación, o en emergencias de proceso.

Avances en situaciones anormales

Debido a que la disminución de las situaciones anormales es un tema fundamental en el ramo industrial, la literatura científica aborda este tema ampliamente y en diferentes sentidos. A continuación se presentan algunos trabajos relacionados.

Noda y Nishitani (2011) proponen un método para evaluar la capacidad de los operadores en una planta química ante una situación anormal. Para el planteamiento del método fue necesario evaluar cuantitativamente la capacidad de los operadores para hacer frente al cambio en situaciones anormales de acuerdo al nivel de habilidad de los operadores en cada proceso. Para ello, un programa entero lineal (*LIP: linear integer programming*) fue formulado para cuantificar la capacidad de actuar bajo tres tipos de condiciones de la planta: situaciones normales, anormales y emergencias. En general, hay una serie de soluciones óptimas para un problema de LIP, que se les llama una redundancia de las asignaciones del operador. Así, mediante este método, en problemas con poca redundancia, se puede encontrar los cuellos de botella o áreas con problemas y después realizar un plan educacional cuidadosamente planificado para mejorar y corregir estas situaciones lo que conduce a una operación más segura y robusta. Como resultados se obtiene la capacitación y sobre todo el uso de redundancias en la operación de procesos que conlleva al mejoramiento de la operación bajo situaciones anormales.

Yang y Lu (2000) proponen crear un mecanismo de comunicación entre los operadores para la interrelación óptima entre las distintas secciones que componen el proceso. Se enfoca en la toma de decisiones realizadas por el personal en colaboración para un fin común, como lo es la erradicación de las situaciones anormales tomando como caso de estudio el cambio de volumen en

una unidad de reacción, donde el volumen desciende. Se consideran las consecuencias que esto podría causar en el proceso, así como el orden y tiempo de las decisiones y acciones que le corresponden a cada operador en las distintas secciones de la planta, conformando un sistema multi-agente. Basados en una estructura fundamental, tal como un mecanismo de colaboración.

Paltrinieri y col. (2014) usaron datos de situaciones anormales o incidentes en tiempo real como información para actualizar las probabilidades de falla en el sistema, el cual necesariamente afecta toda la planta. En este programa se toma en cuenta la integración del personal, el proceso y la tecnología para tomar decisiones apropiadas y asegurar una mejor ejecución, reduciendo riesgos de un accidente mayor. En particular, este método es más exacto como análisis de riesgo ya que consideran previamente la relación tiempo-coste. Ejemplos de estas metodologías son las técnicas de HAZID (*HAZard IDentification*), QRA (*Quantified Risk Analysis*), DRA (*Dynamic Risk Assessment*) entre otras, ya que son efectivas en la industria. Como conclusión se tuvo que la técnica DRA es la más efectiva como evaluación de riesgo en tiempo real.

Vedeam y col. (1999) desarrollaron un sistema para la toma de decisiones inteligentes llamado OP-Aide. Fue desarrollado para diagnósticos cuantitativos y la valoración de situaciones anormales. El diseño se basó en una estructura modular abierta. Los módulos independientes proveen la adquisición de los datos, monitoreo del proceso, diagnósticos de fallas y evaluación de las capacidades. En general, el programa fue desarrollado para asistir a los operadores en los diagnósticos cuantitativos y evaluación de comunes y futuras consecuencias de las situaciones anormales. El programa fue capaz de identificar las situaciones anormales y las causas, así, la magnitud de las causas ayuda a predecir las consecuencias al dar información al operador para tomar efectivas acciones de corrección.

Bullemer y col. (2011) analizaron 32 de 123 situaciones anormales de los últimos 10 años de una planta química y de refinación. El proceso se basó en las siguientes etapas: 1) Seleccionar los reportes de incidentes. 2) Análisis de la causa de las situaciones anormales con la metodología comercial TapRoot®. 3) Identificar las causas comunes de situaciones anormales y clasificarlas. 4) Acciones correctivas. Siguiendo este procedimiento se lograron mejoras como: Conocer la acción apropiada ante una situación anormal durante el proceso, detectar si el equipo falla o el proceso es anormal o si hay una situación anormal latente. Detectar cuando el rango normal de

operación es excedido, comprender el impacto correcto o el efecto de una acción en el proceso o de conocer el impacto de no seguir las instrucciones del procedimiento.

Los artículos mencionados anteriormente, y en general muchos de los artículos sobre el manejo de las situaciones anormales, abordan el tema desde el punto de vista de la seguridad, la mejora de las operaciones en la planta y la simulación dinámica de procesos. Sin embargo, para este proyecto se pretende abordar el tema desde el punto de vista del aprovechamiento de las situaciones anormales. Se pretende aprovechar el calor residual de las corrientes que se queman o ventear a la atmosfera para producir simultáneamente calor y electricidad en un sistema de cogeneración.

A continuación se describirá la quema y el venteo de gases ya que es la respuesta más habitual ante disturbios en refinerías, plantas petroquímicas y plantas de gas natural que son el objeto de estudio de este trabajo.

2.3 Quema y venteo de gases

Se le denomina *Flaring* a la quema controlada de gases combustibles durante la producción o extracción de hidrocarburos y sus derivados. Un sistema para la quema controlada consta de una antorcha y un sistema de tuberías que recolecta los gases que serán quemados. La antorcha tiene una boquilla especialmente diseñada para mejorar la eficiencia de la combustión y cuenta con sellos que impiden el retroceso de la llama. Además, se tiene un sistema que remueve los líquidos que pudieran estar siendo arrastrados por las corrientes gaseosas. Estos sistemas normalmente generan una gran cantidad de ruido y calor, y normalmente producen principalmente vapor de agua y dióxido de carbono [20]. La *Environmental Protection Agency* de Estados Unidos ha demostrado que las eficiencias de combustión de estos sistemas son mayores al 98%.

Los sistemas para la quema controlada de gases reciben corrientes de diversas composiciones que dependen del tipo de planta en donde se encuentren operando pero usualmente son mezclas de hidrocarburos que pueden incluir desde hidrogeno hasta hidrocarburos más pesados. Estas mezclas contienen vapores peligrosos o potencialmente tóxicos que se deben quemar completamente para prevenir daños al medio ambiente o a la salud humana. Existen tres tipos de sistemas de quema en las industrias petroquímicas y de hidrocarburos, que son: *single-point flares*, *multi-point flares*, y *enclosed flares*. Los *single-point flares* son los quemadores más

comunes y se pueden diseñar sin supresión de humo o con supresión de humo asistida por vapor o aire. En general están orientados para disparar las llamas hacia arriba y están rodeados por equipos cercanos. Los *multi-point flares* se utilizan para mejorar la combustión dividiendo las corrientes de gas y llevándolos a diferentes puntos de quema. Este tipo de sistemas se usa para reducir la generación de humo en refinerías y plantas petroquímicas. Finalmente, los *enclosed flares* son sistemas que cubren las flamas con una estructura metálica que no permite verlas, además de que reducen el ruido y la radiación térmica emitidos a los alrededores de las plantas. La capacidad de estos sistemas está limitada para el uso en operaciones específicas (Por ejemplo, paros y arranques de operación) ya que están diseñados para valores específicos de flujo de alimentación, debido a esta limitación, se suelen utilizar *multiple enclosed flares* para poder cubrir la quema de gases cuando se presentan flujos más grandes (situaciones anormales de proceso). Cuando se construyen estos sistemas se utiliza continuamente una parte de ellos y solamente cuando aumenta el flujo de las corrientes combustibles de desecho se utiliza el resto de los quemadores, esto representa una inversión más grande pero ayuda a maximizar la eficiencia del sistema [21].

Se denomina *Venting* a la liberación controlada de gases en la atmósfera durante la producción de hidrocarburos y sus derivados. Estos gases pueden ser gas natural, otros hidrocarburos, vapor de agua, dióxido de carbono y otros gases. Durante esta operación los gases que se lanzan a la atmósfera no son quemados; sin embargo, se logra un venteo seguro cuando el gas se lanza a alta presión y cuando el gas es menos denso que el aire. Debido a las características de algunos gases que se descargan, la mezcla de estos con el aire debe de estar por debajo de una determinada concentración a la cual no exista el riesgo de tener una explosión. El venteo de gases normalmente es imperceptible al ojo humano. No obstante, este proceso puede generar ruido dependiendo de la presión y el flujo de los gases venteados. En algunos casos el venteo de gases es la mejor opción para la disposición final de los mismos. Por ejemplo, en algunos casos se tienen gases con una alta concentración de compuestos inertes, consecuentemente este gas no puede ser quemado por el bajo contenido de hidrocarburos y el *flaring* no se puede contemplar como una opción viable. Procesos como la inertización de equipos de proceso con una atmósfera de nitrógeno pueden justificar claramente la existencia del venteo de gases como método de disposición final de gases [20].

Algunas de las razones principales por las que se lleva a cabo la quema y venteo de fluidos combustibles en los complejos petroleros son

Seguridad en los procesos

- Quema continua de volúmenes pequeños irrecuperables.
- Manejo del exceso en la producción que la planta no puede manejar.

Problemas en la Operación

- Falla de un equipo.
- Productos fuera de especificación.
- Sobrepresionamiento de algún equipo.
- Arranques de planta.
- Paros de emergencia.

Disposición final de gases.

- Quema de volúmenes pequeños cuya recuperación no es factible.
- Infraestructura insuficiente.

Aspectos de seguridad

Es de vital importancia contar con sistemas de quema y venteo de gases en la extracción, producción y separación de compuestos derivados del petróleo para reducir el riesgo de tener un incendio o una explosión debido a que estos son dispositivos de seguridad que están diseñados específicamente para la disposición de hidrocarburos y otros gases durante situaciones anormales como lo son emergencias y paros de operación, en los cuales los gases no pueden ser almacenados o comercializados.

Las operaciones en complejos petroleros y plantas de almacenamiento se llevan a cabo a presiones y temperaturas elevadas es por ello que cuando se tiene una situación anormal de proceso es necesario quemar o ventear para prevenir daños a los operadores, el equipo y/o los alrededores de la planta.

Los sistemas de quema controlada normalmente están equipados con un sistema que mantiene una llama pequeña como fuente de ignición en caso de que súbitamente se requiera quemar un gran volumen.

Un problema de seguridad relacionado a estos sistemas de disposición final es la toxicidad asociada a los gases que se queman o ventean. En algunas ocasiones se debe considerar la toxicidad de los productos de combustión cuando se escoge entre quemar o ventear como método de disposición final. Un ejemplo de esto sería una corriente que contenga ácido sulfhídrico, este compuesto puede ser letal si se inhala incluso en bajas concentraciones (2% Vol.); sin embargo, el producto de su combustión es dióxido de azufre que es relativamente menos toxico.

Aspectos ambientales

Se sabe que el bióxido de carbono que se genera diariamente en todo el mundo proviene de fuentes naturales y de actividades antropogénicas. Dentro de las actividades humanas, el consumo de combustibles fósiles es el generador de gases de efecto invernadero más importante. La Figura 4 muestra que el 93% de las emisiones antropogénicas están asociadas al consumo de combustibles líquidos, sólidos y gaseosos. El *Carbon Dioxide Information Analysis Center* de Estados Unidos también incluye dos generadores importantes que contribuyen con el 7% restante, y son la producción de cemento y la quema de gases (*Gas Flaring*). Es decir que de la totalidad de las emisiones mundiales de CO₂ antropogénicas el 1% proviene de la quema de gases, lo cual lo hace un problema ambiental sumamente importante.

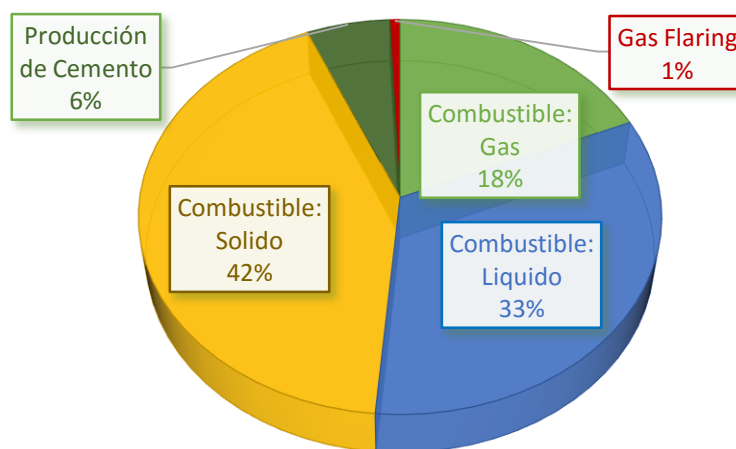


Figura 4. Fuentes antropogénicas de bióxido de carbono [22].

Otra preocupación que se expresa es que la quema y venteo de gases a la atmósfera es un desperdicio de un recurso valioso que podría ser utilizado efectivamente como fuente de energía o como materia prima en procesos químicos. Progresivamente se han buscado alrededor del mundo nuevas formas para evitar el desperdicio de recursos valiosos y en especial de aquellos que no son renovables. En este caso afortunadamente se tiene el interés de la industria que tiene como finalidad tener las mayores ganancias posibles de la producción de hidrocarburos y sus derivados, por lo tanto la quema y venteo de gases es constantemente reducida tomando en cuenta la seguridad.

2.4 Antorchas ^[23]

Los sistemas que se utilizan para la disposición final de gases se conocen como antorchas (Figura 5). Las antorchas pueden utilizarse para controlar casi cualquier corriente de hidrocarburos y pueden manejar fluctuaciones en la concentración de mezclas combustibles gaseosas, razón de flujo, poder calorífico y contenido de inertes. La mayoría de las plantas de sustancias químicas y refinerías tienen sistemas actuales de antorcha diseñados para liberar perturbaciones en el proceso en casos de emergencia que requieren la emisión de grandes volúmenes de gas. Estas antorchas de gran diámetro diseñadas para manejar emisiones de emergencias, también pueden ser utilizadas para disponer corrientes de proceso que se encuentren fuera de especificación o cuando se sobreesa la capacidad de almacenamiento. Normalmente, los sistemas de antorchas para respuesta ante situaciones anormales son operados a un pequeño porcentaje de su capacidad y con presión despreciable.

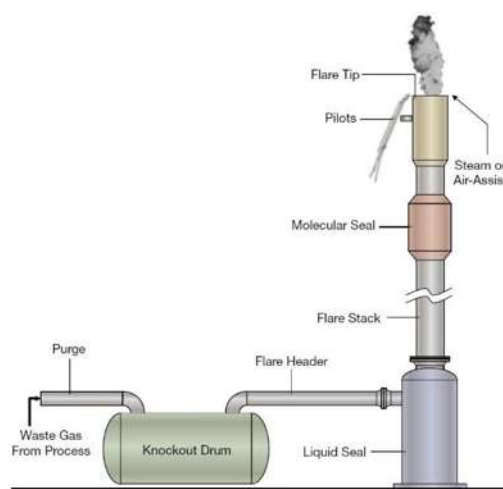


Figura 5. Componentes de un sistema de quema de gases.

Actualmente se operan numerosos sistemas de antorchas en conjunto con sistemas de recuperación de gas. Estos sistemas recuperan y comprimen los gases residuales para usarlos como alimentación en otros procesos o como combustible. Cuando se aplican los sistemas de recuperación de gas, la antorcha se utiliza como capacidad de reserva y para emisiones de emergencia.

Las corrientes que contienen grandes concentraciones de compuestos halogenados o que contienen azufre, generalmente no se queman por antorcha debido a la corrosión de la boquilla del quemador o a la formación de contaminantes secundarios (tales como el SO_2). Si este tipo de escapes deben ser controlados por combustión, el método preferible es la incineración térmica, seguida por un lavado para remover los gases ácidos.

Las antorchas son generalmente categorizadas de dos maneras: por la altura de la punta de la antorcha (en el suelo o elevada), y por el método de mejoramiento del mezclado en la boquilla de la antorcha (auxiliado con vapor, auxiliado con aire, auxiliado con presión o no auxiliado). Elevando la flama se pueden prevenir condiciones potencialmente peligrosas a nivel del suelo donde una flama al aire libre (una fuente de ignición), se localiza cerca de una unidad del proceso. Además, los productos de la combustión pueden dispersarse por encima de las áreas de trabajo para reducir los efectos del ruido, calor, humo y olores desagradables.

En la mayoría de las antorchas, la combustión ocurre por medio de una flama de difusión. Una flama de difusión es aquella en la que el aire se difunde a través de la interfase de las corrientes de combustible/productos de la combustión hacia el centro del flujo del combustible, formando la envolvente de una mezcla de gas combustible alrededor del núcleo de gas combustible. Esta mezcla, por la ignición, establece una zona de flama estable alrededor del núcleo de gas encima de la boquilla del quemador. Este núcleo interno de gas se calienta por difusión de los productos calientes de la combustión de la zona de la flama. Puede ocurrir desintegración con la formación de pequeñas partículas calientes de carbón que dan a la flama su luminosidad característica. Si hay una deficiencia de oxígeno y las partículas de carbón son enfriadas por debajo de su temperatura de ignición ocurre ahumamiento. En las flamas de difusión grandes, se pueden formar vórtices de los productos de la combustión alrededor de partes del gas que se está quemando y apagar el suministro de oxígeno. Ésta inestabilidad localizada causa que la flama vacile, lo que puede ser

acompañado por la formación de hollín. Tal como en todos los procesos de combustión, se requiere un adecuado suministro de aire y un buen mezclado para una combustión completa y minimizar el humo. Los varios diseños de antorcha difieren principalmente en su grado de mezclado. Los diferentes tipos de antorchas son: antorchas auxiliadas con vapor, antorchas auxiliadas con aire, antorchas no auxiliadas, antorchas auxiliadas con presión y antorchas cerradas a nivel de suelo.

2.5 Sistemas de cogeneración [24], [25], [26]

Los sistemas de cogeneración también conocidos como *combined heat and power (CHP)* producen electricidad (o potencia) y aprovechan el calor generado (que normalmente se desperdicia) en algún proceso que lo requiera como se muestra en la Figura 6. Los sistemas convencionales que solo produce electricidad tiene una eficiencia de alrededor del 33%, mientras que los sistemas de cogeneración pueden llegar a tener eficiencias globales entre 65 y 90%. Además, los sistemas de cogeneración traen consigo una significativa reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero que se generan por MWh producido. Dentro de las aplicaciones que se le puede dar al calor residual generado por estos sistemas se encuentran la generación de vapor o agua caliente, y la refrigeración por absorción. El calor generado en los sistemas de cogeneración varía enormemente dependiendo del tipo de sistema. Va desde vapor de alta presión y alta temperatura (500 a 600°C) hasta agua caliente a 80°C. El vapor de alta presión y temperatura se considera como una fuente de calor de alta calidad porque puede compaginarse con las necesidades de algún proceso industrial, por otro lado el agua caliente se considera una fuente de calor de baja calidad porque tiene un número de aplicaciones muy limitadas.

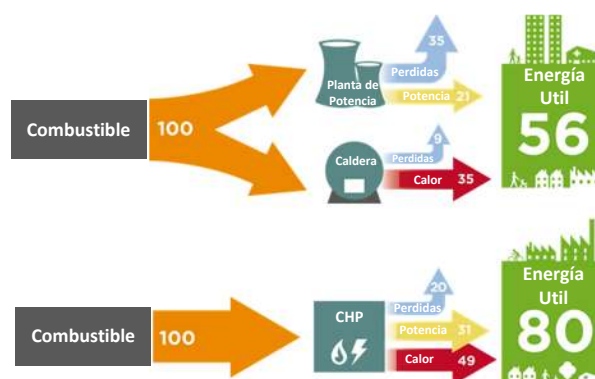


Figura 6. Comparación entre la producción de potencia y calor por separado contra los sistemas de cogeneración.

Los sistemas de cogeneración se pueden clasificar de acuerdo al sistema que se usa para mover el generador de electricidad.

Tabla 1. Comparación entre tecnologías de sistemas de cogeneración.

	Motor de Diésel	Motor de Gas Natural	Turbina de Vapor	Turbina de Gas	Micro turbina	Celda de combustible
Eficiencia (LHV)	30-50%	25-45%	30-42%	25-40% (simple) 40-60% (combinado)	20-30%	40-70%
Tamaño (MW)	0.05-5	0.05-5	Cualquiera	3-200	0.025-0.25	0.2-2
Área requerida (sqft/kW)	0.22	0.22-0.31	<0.1	0.02-0.61	0.15-1.5	0.6-4
Costo de instalación (\$/kWh)	800-1500	800-1500	800-1000	700-900	500-1300	>3000
Costos de O&M (\$/kW)	0.005-0.008	0.007-0.015	0.004	0.002-0.008	0.002-0.01	0.003-0.015
Disponibilidad	90-95%	92-97%	Cerca de 100%	90-98%	90-98%	>95%
Horas de trabajo continuo	25,000- 30,000	24,000- 60,000	>50,000	30,000-50,000	5,000-40,000	10,000- 40,000
Tiempo de arranque	10 s	10 s	1 h -1 día	10 min -1 h	60 s	3 h -2 días
Presión del combustible (psi)	<5	1-45	n/a	120-500 (Puede requerir compresor)	40-100 (Puede requerir compresor)	0.5-45
Combustible	diésel y combustóleo	Gas natural, biogás, propano.	Todo	Natural gas, biogás, propano, hidrocarburos varios.	Natural gas, biogás, propano, hidrocarburos varios.	Hidrógeno, gas natural, propano.
Ruido	Moderado a alto	Moderado a alto	Moderado a alto	Moderado	Moderado	Bajo
NOx (lb/MWh)	3-33	2.2-28	1.8	0.3-4	0.4-2.2	<0.02
Usos del calor recuperado	Agua caliente, vapor de baja presión, calefacción urbana.	Agua caliente, vapor de baja presión, calefacción urbana.	Vapor de Baja y Alta presión, calefacción urbana.	Calentamiento directo, agua caliente, Vapor de Baja y Alta presión, calefacción urbana.	Calentamiento directo, agua caliente, Vapor de Baja presión.	Agua caliente, Vapor de Baja y Alta presión.
Salida del CHP (BTU/kWh)	3,400	1,000-5,000	n/a	3,400-12,000	4,000-15,000	500-3,700
Temperatura utilizable para la CHP (°F)	180-900	300-500	n/a	500-1,100	400-650	140-700

Existen 5 tipos principales de motores primarios para un sistema de cogeneración:

- Motores reciprocantes.
- Turbinas de combustión.

- Microturbinas.
- Turbinas de vapor.
- Celdas de combustibles.

Seleccionar la tecnología apropiada para un sistema de cogeneración depende de la aplicación y otros factores que incluyen la demanda energética, restricciones de espacio, necesidades térmicas, regulaciones ambientales, combustible disponible, costo de servicios auxiliares y problemas de interconexión. En la Tabla 1 se muestran las características de los diferentes tipos de sistemas que se usan en los sistemas de cogeneración.

Para el caso del presente proyecto se utilizan las turbinas de vapor y dicha selección se justifica posteriormente.

Turbinas de Vapor

Las turbinas de vapor son una de las tecnologías más versátiles y antiguas. Son ampliamente utilizadas en sistemas de cogeneración en Estados Unidos de América y Europa, donde se ha desarrollado enormemente esta tecnología para maximizar su eficiencia. La mayor parte de la electricidad que se produce en Estados Unidos de América se genera utilizando plantas de potencia que operan con turbinas de vapor convencionales. La capacidad de estas turbinas va desde una fracción de caballo de fuerza hasta 1,500 MW en plantas de potencia. Por lo general, éstas presentan grandes relaciones calor/potencia, las tasas varían de 3:1 hasta 10:1 y las necesidades de calentamiento son las que generalmente fijan esta relación.

Una turbina de vapor está sujeta a una fuente de calor separada y no convierte directamente el combustible en electricidad. Las turbinas de vapor requieren una fuente de vapor de alta presión que se produce en una caldera o regenerador de vapor. Los combustibles que se alimentan en la caldera pueden ser carbón, diversos hidrocarburos, gas natural, o combustibles renovables como madera o desperdicios urbanos.

Las turbinas de vapor ofrecen una amplia gama de diseños para las diferentes aplicaciones o especificaciones de desempeño. Los sistemas de cogeneración se pueden adaptar para las turbinas que tienen aplicaciones industriales y de servicios.

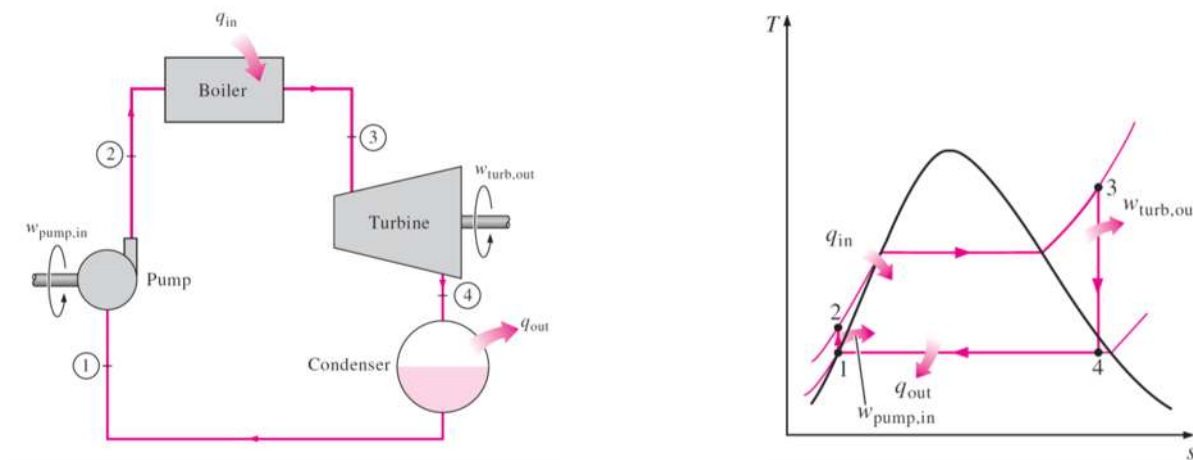


Figura 7. Esquema del ciclo Rankine y diagrama temperatura-entropía para el ciclo Rankine [27].

El ciclo termodinámico de las turbinas de vapor es el ciclo de Rankine. Este ciclo es la base para los sistemas de potencia convencionales y constan de una fuente de calor (caldera) que convierte el agua en vapor de alta presión, después el vapor fluye a través de la turbina para producir potencia. El vapor que deja la turbina se condensa y se envía de regreso al boiler para repetir el proceso como se muestra en la Figura 7. A continuación se describen las etapas del ciclo de una manera más detallada [28]:

1-2 Bombeo adiabático (isentrópico) reversible del líquido saturado hasta la presión de la caldera, que produce líquido comprimido (subenfriado). La línea vertical es muy corta, porque es pequeña la elevación de temperatura asociada con la compresión de un líquido.

2-3 Proceso de calentamiento a presión constante en una caldera. La etapa se halla a lo largo de una isobara (la presión de la caldera) y consta de tres secciones: calentamiento del agua fría líquida subenfriada hasta su temperatura de saturación, vaporización a temperatura y presión constante, y sobrecalentamiento del vapor a una temperatura muy por arriba de su temperatura de saturación.

3-4 Expansión adiabática (isentrópica), reversible, del vapor en una turbina hasta la presión del condensador. La etapa normalmente cruza la curva de saturación, lo cual produce una descarga húmeda. De cualquier modo, el sobrecalentamiento realizado en la etapa 2-3 desplaza la línea vertical a la derecha, lo suficiente para que el contenido de humedad no sea muy grande.

4-1 Proceso a presión y temperatura constantes en un condensador para producir líquido saturado en el punto 1.

Una turbina de vapor consiste en un conjunto fijo de aspas y un conjunto de aspas móviles instalados dentro de una carcasa. Los dos conjuntos de aspas trabajan juntos de tal manera que el vapor hace girar la turbina y la carga conectada.

Las turbinas de vapor utilizadas en los sistemas de cogeneración se pueden clasificar en dos tipos:

- Turbinas sin condensación (*non-condensing turbine* o *black-pressure turbine*), en ellas el vapor que sale de la turbina tiene una presión adecuada para ser utilizado en otros procesos.
- Turbinas de extracción (*extraction turbine*), tiene salidas en su carcasa para extraer vapor o bien para procesos de calefacción. Regular la extracción de vapor permite tener un mayor flujo de vapor a través de la turbina para generar electricidad adicional durante periodos de baja demanda térmica del sistema de cogeneración.

Las turbinas de vapor se pueden diseñar para ajustarse a las características de un sistema de cogeneración. La turbina de vapor se puede diseñar para maximizar la eficiencia en la producción de la electricidad mientras se proveen los requerimientos de calentamiento deseados. Además, son capaces de operar en un amplio rango de presiones del vapor desde presiones sub-atmosféricas hasta supercríticas y se pueden diseñar personalmente para satisfacer los requerimientos de calentamiento del sistema de cogeneración. También, poseen la oferta más amplia de combustibles. Las plantas grandes de potencia que operan con turbinas de vapor tienen eficiencias de entre 40-45%; sin embargo, las eficiencias a una escala industrial más pequeña pueden estar entre 15 y 35%. En lo que respecta a los costos las calderas que alimentan las turbinas de vapor tienen un costo de instalación entre \$800-\$1000/kW o superior dependiendo de los requerimientos ambientales. El costo adicional de añadir turbinas de vapor a un sistema de calderas o para combinar una planta de ciclo combinado es aproximadamente \$400-\$800/kW. Se considera generalmente que las turbinas de vapor tienen una disponibilidad superior al 99% y que además pueden operar continuamente más de un año entre paros de operación para inspecciones y mantenimiento. Este alto nivel de disponibilidad aplica solo para turbinas de vapor y no se incluyen las fuentes de calentamiento. Un

problema de mantenimiento en las turbinas de vapor es el arrastre de sólidos de la caldera que se depositan en las aspas de la turbina y que disminuyen la salida de potencia. Los sistemas de lubricación se deben mantener limpios y dentro del rango correcto de temperatura y nivel para mantener un buen desempeño. El mantenimiento de estas turbinas tiene un costo generalmente menor a \$0.004 por kWh. Para recuperar el calor de una turbina de vapor se utiliza el vapor que sale de la turbina o el que se extrae a lo largo de ella dependiendo de las características de la turbina. Una turbina de vapor puede ser utilizada como dispositivo de recuperación de calor, por ejemplo producir electricidad en una turbina de vapor utilizando el calor residual de una turbina de gas (ciclo combinado) es una forma de recuperación de calor. La cantidad y calidad del calor recuperado son una función de las condiciones del vapor que entra y del diseño de la turbina. El vapor que sale de la turbina se puede usar directamente en un proceso o para calefacción urbana. También se puede aprovechar de otras formas como por ejemplo transformándola en agua de calentamiento o enfriamiento. Las emisiones asociadas con una turbina de vapor dependen de la fuente donde se genera el vapor. Las turbinas de vapor pueden ser usadas en combinación con una caldera o con una turbina de gas en un ciclo combinado. Dentro de las aplicaciones industriales, las turbinas de vapor pueden accionar generadores eléctricos o equipo como bombas, compresores y sistemas de refrigeración. Las turbinas de vapor pueden operar a una sola velocidad para producir electricidad o dentro de un rango de velocidades para tener un compresor de refrigeración.

2.6 Optimización Multiobjetivo ^{[29],[30]}

La optimización multiobjetivo engloba la solución de problemas de optimización con dos o más funciones objetivo. De manera general un problema de optimización multiobjetivo se formula matemáticamente de la siguiente manera:

$$\min \{ f_1(x, y), f_2(x, y), \dots, f_{nf}(x, y) \}$$

Sujeto a:

$$h(x, y) = 0$$

$$g(x, y) \leq 0$$

$$x \in \mathbb{R}^n, \quad y \in \mathbb{R}^m, \quad h \in \mathbb{R}^p, \quad g \in \mathbb{R}^r$$

Como se puede apreciar el problema tiene nf objetivos, n variables continuas (x) y m variables discretas (y) así como vectores con restricciones de igualdad y desigualdad ($h(x,y)$ y $g(x,y)$, respectivamente).

Existe una gran cantidad de métodos para dar solución a los problemas de optimización Multiobjetivo, la mayoría ellos transforman el problema original en uno o una serie de problemas con una sola función objetivo.

Los métodos para resolver este tipo de problemas generalmente se clasifican de acuerdo al número de soluciones generadas y el papel que los tomadores de decisiones tienen a la hora participar en la solución del problema. Se clasifican en dos grupos: *generating methods* y *preference-based methods*. Los primeros generan una o varias soluciones Pareto sin tomar en cuenta la opinión de los tomadores de decisiones, ya que los tomadores de decisiones intervienen una vez que se generan las soluciones. Por otro lado, los métodos basados en preferencias tienen la participación de los tomadores de decisiones para encontrar la solución al problema. A continuación se describen brevemente algunos de los métodos usados en la optimización multiobjetivo:

Método de la suma ponderada

Usualmente un problema multiobjetivo se resuelve combinando los múltiples objetivos en una función escalar de un objetivo. Este método se conoce generalmente como suma ponderada (*weighted-sum*). El método de la suma ponderada minimiza una sumatoria de objetivos ponderados positivamente, es decir:

$$\min \sum_{i=1}^n \gamma_i \cdot f_i(x)$$

$$\sum_{i=1}^n \gamma_i = 1$$

$$\gamma_i > 0, i = 1, \dots, n$$

$$x \in S$$

Así se tiene un nuevo problema de optimización con una sola función objetivo. En este método los tomadores de decisiones son los encargados de determinar el peso adecuado para cada objetivo.

Método ε -constraint

Este método fue propuesto por Chankong y Haimes en 1983. En este método los tomadores de decisiones seleccionan un objetivo para minimizarlo y el resto de los objetivos se restringen a valores objetivo dados. En términos matemáticos, si se selecciona a $f_j(x)$ como la función objetivo que se busca minimizar, se tendría el siguiente problema:

$$\begin{aligned} \min f_j(x) \\ f_i(x) \leq \varepsilon_i, \quad \forall i \in \{1, \dots, n\} \setminus \{j\} \\ x \in S \end{aligned}$$

Método Goal Programming

Este método data de Charnes y col. (1955), y Charnes y Cooper (1961). Consiste en transformar el problema de optimización multiobjetivo en un problema con un solo objetivo, de forma general se tiene un problema de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \min \sum_{i \in F} w_i \{d_i^+ \vee d_i^- \vee d_i^+ + d_i^-\} \\ \text{Sujeto a:} \\ f_i(x) + d_i^- - d_i^+ = \text{objetivo}_i, \quad \forall i \in F \\ d_i^-, d_i^+ \geq 0, \quad \forall i \in F \\ h(x) = 0 \\ g(x) \leq 0 \\ x \in \mathbb{R}^n, \quad h \in \mathbb{R}^p, \quad g \in \mathbb{R}^r \end{aligned}$$

Dependiendo de cómo se quiera abordar el problema se pueden minimizar diferentes combinaciones de d_i^+ , d_i^- como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Diferentes combinaciones de las variables de holgura.

Caso	Valor	Combinación de variables a minimizar
El i-ésimo valor de la función objetivo debe ser mayor o igual que el valor objetivo i.	Positivo	d_i^+
El i-ésimo valor de la función objetivo debe ser menor o igual que el valor objetivo i.	Negativo	d_i^-
El i-ésimo valor de la función objetivo debe ser igual que el valor objetivo i.	Cero	$d_i^+ + d_i^-$

El método *Goal Programming* se basa en estar lo más cerca posible del mínimo de cada función objetivo permitiendo desviaciones positivas o negativas como se muestra en la Figura 8.

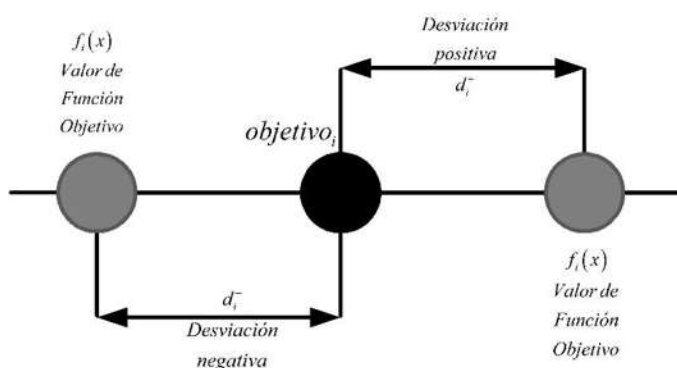


Figura 8. Desviaciones del objetivo.

Por otra parte, es importante normalizar los valores de las funciones objetivo y los valores objetivo:

$$f_i^{norm}(x) = \frac{f_i(x) - f_i^{min}}{f_i^{max} - f_i^{min}} \quad \forall i \in F \qquad \text{objetivo}_i^{norm} = \frac{\text{objetivo}_i - f_i^{min}}{f_i^{max} - f_i^{min}} \quad \forall i \in F$$

Donde f_i^{min} y f_i^{max} son los valores mínimo y máximo que puede alcanzar cada función objetivo.

Este método es el más utilizado en la optimización multiobjetivo y será utilizado en este trabajo.

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA

3.1 Planteamiento del problema

El modelo matemático utilizado en este trabajo fue formulado bajo el siguiente esquema:

Se consideran complejos petroleros seccionados en diferentes plantas de procesamiento, cada una de estas plantas tienen varias corrientes combustibles de desecho que tradicionalmente son quemadas en un sistema de disposición final sin aprovechar su energía ante la presencia de una situación anormal de proceso. En el sistema que se propone cada corriente de desecho tiene dos posibilidades dependiendo de las características de la situación, la primera opción es mezclarse con una corriente de combustible fresco (gas natural) y ser utilizada como alimentación a un sistema de cogeneración propuesto usado para satisfacer una demanda de electricidad específica, la segunda opción es ser quemada en un sistema convencional de quema y venteo de gases. Ambas opciones se muestra en la Figura 9.

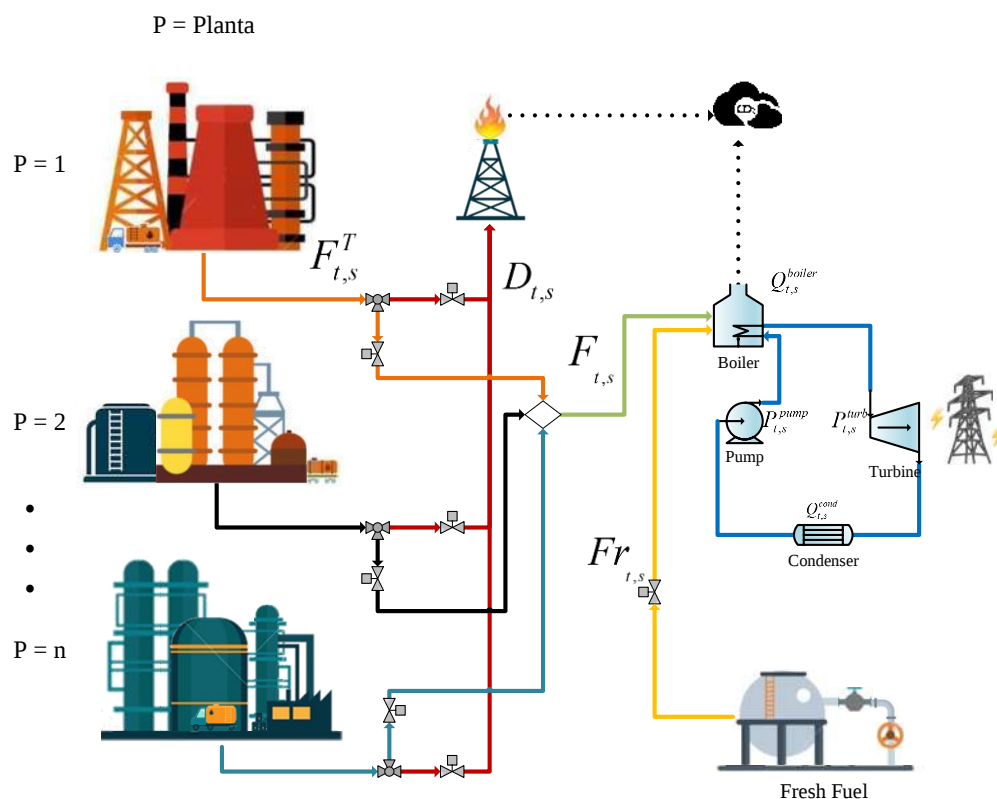


Figura 9. Superestructura propuesta para el manejo de la quema y venteo de corrientes combustibles.

Los flujos de estas corrientes presentan variaciones cada vez que ocurren, por tanto, se asume un promedio de datos históricos para representar los flujos que se esperan de cada una de las corrientes de las plantas y a partir de esta información se generan escenarios aleatoriamente suponiendo que las variaciones que se tienen de los flujos presentan una distribución normal y una desviación estándar del 10%. La Figura 10 muestra la desviación en el flujo esperado cada mes para los diferentes escenarios creados, donde la línea negra representa el valor esperado o promedio histórico mientras que las líneas de color representan incrementos y decrementos en los flujos de las corrientes que se queman. De esta manera se considera la incertidumbre asociada a la frecuencia y a la magnitud de las situaciones anormales.

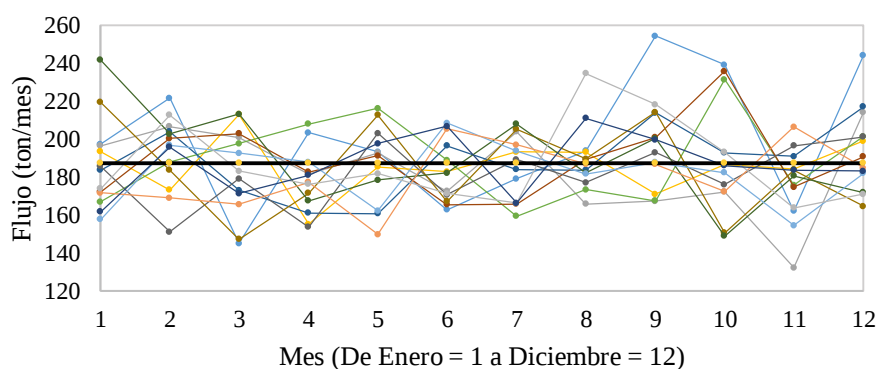


Figura 10. Ejemplo de los escenarios generados aleatoriamente.

Los escenarios también toman en cuenta la volatilidad de los precios del gas natural, el cual es utilizado como combustible fresco de alimentación al sistema de cogeneración. Lo anterior se refiere a que cada escenario considera un precio diferente (Figuras 11 y 12) y el precio en estos escenarios se seleccionó utilizando los precios del gas natural reportados por la Secretaría de Economía de México [31]. Cabe mencionar que solo se usa una variación aleatoria en el precio del gas natural en función del precio promedio de los últimos años, no se realiza ninguna predicción en función del comportamiento del mercado mundial ya que solo se busca analizar el impacto de esta variable en la factibilidad económica de pagar el costo que tiene utilizar las corrientes combustibles de desecho como combustible suplementario en el sistema de cogeneración que se está proponiendo. Sin embargo, si la idea fuera la de analizar de una forma más rigurosa el comportamiento del mercado y su impacto en el riesgo de invertir en estos sistemas se podría acoplar fácilmente dicha información con el modelo propuesto.

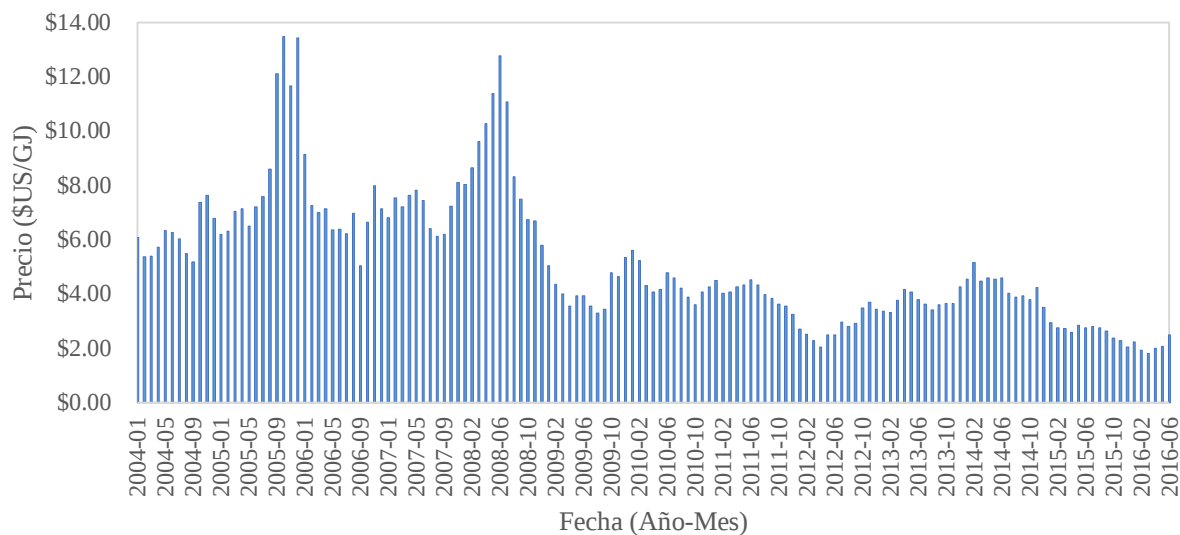


Figura 11. Seguimiento del Precio del gas natural PEMEX (2004-2016) [31].

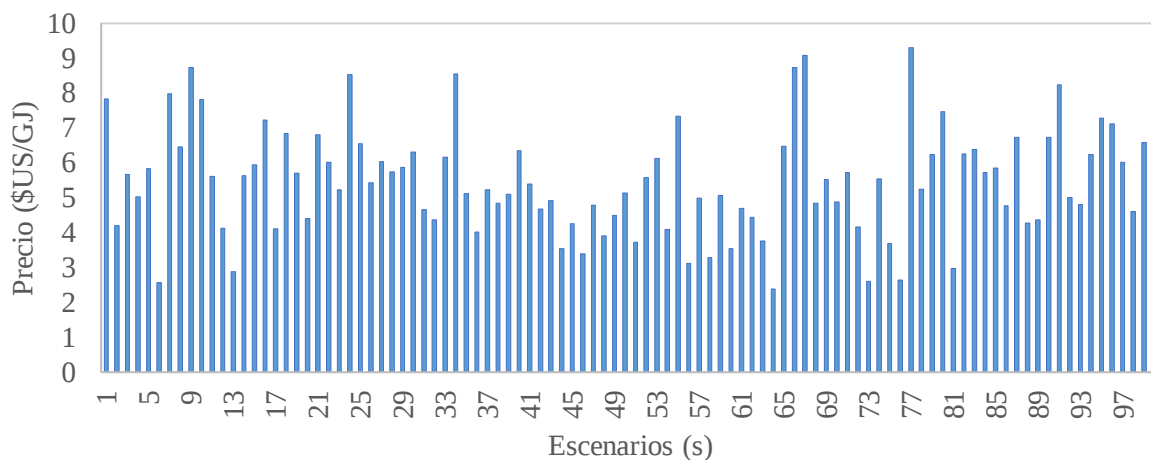


Figura 12. Precio del gas natural en los diferentes escenarios.

Otro parámetro incierto que resulta de gran utilidad es el índice de Wobbe. El índice de Wobbe es un buen indicador de la intercambiabilidad de los gases combustibles y es una medida directa de la energía que fluye a los equipos donde se consumen estos gases. Este número engloba el efecto que tienen la temperatura, composición y LHV durante su combustión de los gases por lo que dos gases con el mismo índice de Wobbe presentan características similares cuando se queman. [32]. A pesar de que el índice de Wobbe es un buen indicativo del desempeño de los gases, este

índice no abarca adecuadamente todos los fenómenos de la combustión; no obstante, se considera suficiente para hacer una buena aproximación.

Para contemplar variaciones en la temperatura, composición y LHV se utilizó el índice de Wobbe para considerar todas estas variaciones al mismo tiempo. Se utiliza este parámetro debido a que el gran número de escenarios que se busca resolver traen como consecuencia un elevado tiempo de cómputo y atender la incertidumbre en cada una de estas variables por separado traería consigo un crecimiento exponencial en el tiempo que se requiere para encontrar la solución del problema. Como ya se mencionó, se utiliza gas natural para mantener operando continuamente al sistema de cogeneración propuesto por lo que se requiere un rango del índice de Wobbe que sirva como referencia para saber si es posible utilizar los gases de desecho que provienen de las plantas para sustituir al gas natural sin afectar el desempeño de la caldera que recibe estos gases. Por tanto un gas que no presente un índice de Wobbe dentro del rango fijado no podrá ser utilizado como combustible suplementario y se verá obligado a quemarse sin ser aprovechado en aras de no afectar el desempeño de la caldera. Para tomar en cuenta la incertidumbre de este índice se generan escenarios aleatorios para cada corriente de cada planta a partir de un índice de Wobbe esperado considerando que presentan una distribución normal y una desviación estándar del 10%, tal como se hizo en el caso de la variación en los flujos.

Lo anterior resulta en un modelo matemático que toma en cuenta la incertidumbre en los flujos, temperatura, composición y LHV de corrientes provenientes de situaciones anormales, la variación en los precios del combustible fresco y restricciones de operación de los equipos.

Se propone utilizar una caldera para convertir el calor de la combustión de los gases en vapor para producir electricidad con ayuda de una turbina de vapor; el lector puede preguntarse ¿porque no utilizar un ciclo combinado que utilice una turbina de gas para producir la electricidad?, lo cual se responde fácilmente al recordar que se está considerando la opción de usar gases combustibles provenientes de situaciones anormales, por tanto, lo más probable es que se tengan variaciones en la calidad de los combustibles y las turbinas de gas son más sensibles a estas variaciones que una caldera. Por ello, se utiliza un ciclo Rankine para representar el sistema de cogeneración. Este sistema propuesto tiene como finalidad maximizar las ganancias relacionadas a la producción de electricidad y también proponer el mejor sistema de cogeneración posible para

aprovechar al máximo el calor generado por la quema de las corrientes combustibles provenientes de las diferentes plantas. Por otra parte, se pretende también disminuir tanto como sea posible las emisiones de bióxido de carbono generado por la producción de electricidad, ya que se disminuye el consumo de combustible fresco al aprovechar los gases combustibles que tradicionalmente se queman y cuyo calor acaba disipándose en el ambiente.

3.2 Formulación del modelo matemático

La formulación matemática de este trabajo incluye balances de masa y energía para modelar los mezcladores y el equipo considerado en la superestructura mostrada en la Figura 9. La formulación también incluye funciones de costo, consideraciones ambientales y restricciones de operación de los equipos. En la esta sección se presenta el modelo matemático propuesto de la siguiente manera:

La disyunción que se muestra a continuación resulta del balance de masa entre las corrientes provenientes de las plantas ($F_{i,t,s}$) que se pueden dividir entre la parte que se quema sin ser aprovechadas ($D_{i,t,s}$) en el sistema de tratamiento de gases (antorcha) y la parte que se aprovecha en la caldera del sistema de cogeneración para generar electricidad ($FF_{i,t,s}$). La calidad del gas es el factor clave para determinar la factibilidad técnica de aprovechar los gases provenientes de las plantas en la caldera. El índice de Wobbe (WI) debe estar dentro de un rango adecuado para asegurar que los la caldera tenga una adecuada combustión por lo que se formuló una disyunción que permite separar los gases útiles de los que no lo son, como se presenta a continuación:

$$\left[\begin{array}{c} Y_{i,t,s}^{WIA} \\ WI_{i,t,s} \geq WI^{MAX} \\ D_{i,t,s} = F_{i,t,s} \\ FF_{i,t,s} = 0 \end{array} \right] \vee \left[\begin{array}{c} Y_{i,t,s}^{WIB} \\ WI_{i,t,s} \leq WI^{MIN} \\ D_{i,t,s} = F_{i,t,s} \\ FF_{i,t,s} = 0 \end{array} \right] \vee \left[\begin{array}{c} Y_{i,t,s}^{WIC} \\ WI_{i,t,s} \leq WI^{MAX} \\ WI_{i,t,s} \geq WI^{MIN} \\ D_{i,t,s} = F_{i,t,s} - FF_{i,t,s} \end{array} \right]$$

En la relación anterior las variables de optimización son el flujo del sistema de quema de gases y el flujo de gases de desecho que se alimenta al sistema de cogeneración.

Solamente se puede seleccionar un caso en cada periodo de cada escenario para cada corriente y para modelar esto se presenta la siguiente ecuación con las variables binarias:

$$y_{i,t,s}^{WIA} + y_{i,t,s}^{WIB} + y_{i,t,s}^{WIC} = 1, \quad \forall I, \forall T, \forall S \quad (3.1)$$

Si el índice de Wobbe es mayor que el rango aceptado, la variable binaria $y_{i,t,s}^{WIA}$ se activa.

$$WI_{i,t,s} \geq WI^{MAX} - M^{WI} (1 - y_{i,t,s}^{WIA}), \quad \forall I, \forall T, \forall S \quad (3.2)$$

Cuando esta variable binaria se activa la corriente de desecho en cuestión se quema en la antorcha en su totalidad y no se alimenta el sistema de cogeneración con esta corriente por lo que el valor de $FF_{i,t,s}$ es de cero.

$$D_{i,t,s} \leq F_{i,t,s} + M^D (1 - y^{WIA}) \quad (3.3)$$

$$D_{i,t,s} \geq F_{i,t,s} - M^D (1 - y^{WIA}) \quad (3.4)$$

$$FF_{i,t,s} \leq M^{FF} (1 - y^{WIA}) \quad (3.5)$$

$$FF_{i,t,s} \geq -M^{FF} (1 - y^{WIA}) \quad (3.6)$$

De igual manera, cuando la variable binaria y^{WIB} se activa, todo el gas de desecho de la corriente se quema sin ser alimentada al sistema de cogeneración ($FF_{i,t,s} = 0$), debido a que el WI es menor que el mínimo requerido.

$$WI_{i,t,s} \leq WI^{MIN} + M^{WI} (1 - y^{WIB}) \quad (3.7)$$

$$D_{i,t,s} \leq F_{i,t,s} + M^D (1 - y^{WIB}) \quad (3.8)$$

$$D_{i,t,s} \geq F_{i,t,s} - M^D (1 - y^{WIB}) \quad (3.9)$$

$$FF_{i,t,s} \leq M^{FF} (1 - y^{WIB}) \quad (3.10)$$

$$FF_{i,t,s} \geq -M^{FF} (1 - y^{WIB}) \quad (3.11)$$

Finalmente, cuando el índice de Wobbe se encuentra en el rango deseado la variable binaria y^{WIC} se active y es posible utilizar una parte o toda la corriente combustible de desecho para alimenta el sistema de cogeneración cuando sea económicamente atractivo.

$$WI_{i,t,s} \leq WI^{MAX} + M^{WI} (1 - y^{WIC}) \quad (3.12)$$

$$WI_{i,t,s} \geq WI^{MIN} - M^{WI} (1 - y^{WIC}) \quad (3.13)$$

$$D_{i,t,s} \leq F_{i,t,s} - FF_{i,t,s} + M^D (1 - y^{WIC}) \quad (3.14)$$

$$D_{i,t,s} \geq F_{i,t,s} - FF_{i,t,s} - M^D (1 - y^{WIC}) \quad (3.15)$$

Por otro lado, las relaciones anteriores se relajan con el parámetro “Big M” para las dos variables binarias que resultan igual a cero.

El siguiente grupo de ecuaciones describe los balances de energía en cada una de las unidades del ciclo Rankine. Este grupo incluye el calor generado en la caldera y subsecuentemente el calor y potencia consumidos o producidos por el resto de los equipos.

EL calor que se produce en la caldera ($Q_{t,s}^{boil}$) es igual a la suma de la energía obtenida del combustible fresco ($Fr_{t,s} \text{ LHV}^{Fr}$) más la energía de las corrientes combustibles que desechan las plantas ($FF_{i,t,s} \text{ LHV}^{FF_i}$) y que se alimentan a la caldera multiplicado por la eficiencia de la caldera (η^{boil}).

$$Q_{t,s}^{boil} = \eta^{boil} \left(Fr_{t,s} \text{ LHV}^{Fr} + \sum_i FF_{i,t,s} \text{ LHV}^{FF_i} \right), \quad \forall T, \forall S \quad (3.16)$$

El balance de energía en la caldera se puede utilizar para determinar el flujo másico de agua dentro del ciclo Rankine ($\dot{m}_s$), usando la entalpía a la entrada y a la salida del boiler.

$$Q_{t,s}^{boiler} = \eta^{boil} \dot{m}_s (h_{t_s} - h_4), \quad \forall T, \forall S \quad (3.17)$$

La potencia generada en la turbina ($P_{t,s}^{turb}$) es igual al flujo másico de vapor ($\dot{m}_s$) multiplicado por la diferencia entre la entalpia de salida y de entrada tomando en cuenta la eficiencia de la turbina (η^{turb}).

$$P_{t,s}^{turb} = \eta^{turb} \dot{m}_s (h_{t_s} - h_2), \quad \forall T, \forall S \quad (3.18)$$

El calor removido en el condensador ($Q_{t,s}^{cond}$) y la potencia requerida por la bomba para llevar el agua líquida de nuevo a la caldera se calculan de la siguiente manera:

$$Q_{t,s}^{cond} = \eta^{cond} \dot{m}_s (h_2 - h_3), \quad \forall T, \forall S \quad (3.19)$$

$$P_{t,s}^{pump} = \eta^{pump} \dot{m}_s (h_4 - h_3), \quad \forall T, \forall S \quad (3.20)$$

La ganancia por la energía eléctrica producida en el ciclo Rankine en cada escenario se calcula tomando en cuenta la eficiencia del generador de electricidad (η^{gene}), la potencia generada por la turbina y el precio de la electricidad ($price^{elect}$).

$$Sales_s^{elect} = \eta^{gene} \left(\sum_t P_{t,s}^{turb} \right) price^{elect}, \quad \forall S \quad (3.21)$$

El agua utilizada dentro del ciclo Rankine para generar el vapor se calcula en función de la potencia requerida y está limitada a un flujo máximo como se muestra en las ecuaciones (3.22) y (3.23).

$$\dot{m}_s \leq \dot{m}^{max}, \quad \forall S \quad (3.22)$$

$$\dot{m}_s = 0.000768(P^{turb}) + 1020.85, \quad \forall S \quad (3.23)$$

El modelo contempla los costos de capital y de operación del ciclo Rankine. Los costos de operación incluyen el agua de enfriamiento utilizada en el condensador, la energía necesaria para operar las bombas, el combustible fresco (gas natural) consumido y el costo relacionado a utilizar sistemas de disposición final para la quema de gases y su aprovechamiento.

El costo de operación del condensador se obtiene en función de la cantidad de calor removido ($Q_{t,s}^{cond}$) y del precio del servicio externo de enfriamiento ($price^{cw}$).

$$OpCost_s^{cond} = \sum_t Q_{t,s}^{cond} \cdot price^{cw}, \quad \forall S \quad (3.24)$$

El costo que conlleva bombear el agua de nuevo a la caldera se calcula multiplicando la potencia requerida por la bomba ($P_{t,s}^{pump}$) por el costo unitario de este servicio ($price^{power}$).

$$OpCost_s^{pump} = \sum_t P_{t,s}^{pump} \cdot price^{power}, \quad \forall S \quad (3.25)$$

El costo del combustible fresco que se alimenta a la caldera se determina considerando la cantidad de gas natural que se requiere (ton/mes), la cantidad de energía que tiene el combustible (GJ/ton) y el precio del mismo (\$US/GJ).

$$OpCost_s^{rep} = \sum_t \left(\frac{Fr_{t,s} LHV^{Fr}}{\eta^{boil}} \right) price_s^{rep}, \quad \forall S \quad (3.26)$$

El costo de la combustión de las corrientes usadas como combustible suplementario fueron calculadas con la metodología que proponen Ulrich y Vasurdevan (2006):

El primer paso es calcular los coeficientes $A_{i,t,s}$ y B_i para calcular el costo que representa quemar corrientes combustibles de desecho como combustible suplementario. Dichas ecuaciones están en función del poder calorífico de las corrientes (LHV_i) y de la cantidad de gas que se desee aprovechar ($q_{i,t,s}$).

$$A_{i,t,s} = (0.000025 LHV_i^{0.77}) (q_{i,t,s})^{-0.23}, \quad \forall I, \forall T, \forall S \quad (3.27)$$

$$B_i = -0.006 LHV_i, \quad \forall I \quad (3.28)$$

Para encontrar el valor de $A_{i,t,s}$ se requiere hacer un ajuste en el flujo que se tiene de las corrientes que vienen de las plantas ($FF_{i,t,s}$) para que sea dimensionalmente consistente y convertir el flujo másico a volumétrico.

$$q_{i,t,s} = 0.008697 \frac{FF_{i,t,s}}{PM_i}, \quad \forall I, \forall T, \forall S \quad (3.29)$$

Posteriormente los coeficientes $A_{i,t,s}$ y B_i se usan para calcular el costo que representa quemar corrientes de desecho (\$US/Nm³), se multiplican por el *Chemical Engineering Plant Cost Index* y por el costo del combustible fresco respectivamente.

$$CSU_{i,t,s} = A_{i,t,s} CEPCI + B_i CSF, \quad \forall I, \forall T, \forall S \quad (3.30)$$

Finalmente, se calcula el costo total en cada escenario por usar cada una de las corrientes de las plantas como combustible suplementario en la caldera:

$$OpCost_s^{Flow} = \sum_t \sum_i (2.592 \times 10^6 q_{i,t,s} CSU_{i,t,s}), \quad \forall S \quad (3.31)$$

Estas ecuaciones son restricciones de dimensionamiento para asegurar que el sistema de cogeneración use la mayor cantidad posible de gases provenientes de las diferentes plantas para la producción de electricidad.

$$Q_s^{boiler} \geq Q_{t,s}^{boiler}, \quad \forall T, \forall S \quad (3.32)$$

$$P_s^{turb} \geq P_{t,s}^{turb}, \quad \forall T, \forall S \quad (3.33)$$

$$Q_s^{cond} \geq Q_{t,s}^{cond}, \quad \forall T, \forall S \quad (3.34)$$

$$P_s^{pump} \geq P_{t,s}^{pump}, \quad \forall T, \forall S \quad (3.35)$$

Las ecuaciones para los costos de capital y sus respectivos parámetros fueron tomadas de Bruno y col (1998) y los resultados se actualizaron utilizando los *Chemical Engineering Plant Cost Index*.

La ecuación para calcular el costo de la caldera ($CapCost_s^{boil}$) tiene una parte fija (CF^{boil}) y una parte variable (CV^{turb}) que depende del tamaño del equipo (Q_s^{boil}) elevado a un exponente (c^{boil}).

$$CapCost_s^{boil} = CF^{boil} + CV^{boil} (Q_s^{boil})^{c^{boil}}, \quad \forall S \quad (3.36)$$

De igual forma, el costo de capital de la turbina ($CapCost_s^{turb}$) incluye una parte fija y una parte variable multiplicada por la potencia de la turbina elevada a un exponente.

$$CapCost_s^{turb} = CF^{turb} + CV^{turb} (P_s^{turb})^{c^{turb}}, \quad \forall S \quad (3.37)$$

El costo de la bomba y el condensador se calcula utilizan el mismo principio y dependen de la potencia requerida y del calor removido, respectivamente.

$$CapCost_s^{cond} = CF^{cond} + CV^{cond} (Q_s^{cond})^{c^{cond}}, \quad \forall S \quad (3.38)$$

$$CapCost_s^{pump} = C1^{pump} + C2^{pump} (P_s^{pump})^{c^{pump}}, \quad \forall S \quad (3.39)$$

Tal como se discutió previamente, el ciclo Rankine tiene que satisfacer una cantidad específica de energía eléctrica demanda por las plantas (EREQ). Sin embargo, se tiene la posibilidad de producir un exceso de electricidad (EMAX) para satisfacer la demanda que se tiene en la planta y al mismo tiempo vender electricidad a sistemas externos a la planta como puedes ser, por ejemplo, un conjunto habitacional o alguna compañía de electricidad como la Comisión Federal de Electricidad en México.

$$\frac{P_{t,s}^{turb}}{\eta_{gene}} \geq EREQ, \quad \forall T, \forall S \quad (3.40)$$

$$\frac{P_{t,s}^{turb}}{\eta_{gene}} \leq EMAX, \quad \forall T, \forall S \quad (3.41)$$

Uno de los objetivos del modelo es maximizar las ganancias anuales promedio por la energía generada en el ciclo Rankine para todos los escenarios, de esta manera se tiene la certeza que cada uno de los escenarios resueltos es el mejor posible. Para determinar el valor promedio de las ganancias se saca un promedio aritmético dividiendo la sumatoria de las ganancias en cada escenario ($\sum_s Profit_s$) entre el número de escenarios que se plantearon ($Card$).

$$\max MProfit = \frac{\sum_s Profit_s}{Card} \quad (3.42)$$

La ganancia que se tiene en cada escenario ($Profit_s$) toma en cuenta las ganancias obtenidas por la electricidad producida ($Sales_s^{elect}$) menos los costos de operación y de capital anualizados de los equipos y procesos que intervienen en la superestructura.

$$Profit_s = Sales_s^{elect} - OpCost_s^{cond} - OpCost_s^{pump} - OpCost_s^{rep} - K_F \left\{ CapCost^{boil} + CapCost^{turb} + CapCost^{cond} + CapCost^{pump} \right\}, \quad \forall S \quad (3.43)$$

Otra forma de abordar el problema es cuando se maximiza el peor escenario, que se refiere al escenario que tiene la menor ganancia de todos.

$$\max WProfit \leq Profit_s, \quad \forall S \quad (3.44)$$

Cuando se habla del aspecto ambiental el objetivo que se tienen para este modelo es el de minimizar las emisiones de bióxido de carbono generadas tanto como sea posible. La siguiente ecuación se incorpora para cuantificar el bióxido de carbono producido por el sistema de cogeneración ($GHGCS_s$) y toma en cuenta las emisiones generadas por la combustión de combustible fresco ($Fr_{t,s}$) y por las corrientes de desecho que son aprovechadas ($FF_{i,t,s}$).

$$GHGCS_s = \left(\sum_t \sum_i \sum_c \left(\frac{FF_{i,t,s} X_c Y_{c,i}}{PM_c} \right) \right) (PM_{CO_2}) + \left(\sum_t \sum_{cFr} \left(\frac{Fr_{t,s} X_{cFr} Y_{cFr}}{PM_{cFr}} \right) \right) (PM_{CO_2}) \quad \forall S \quad (3.45)$$

Para tomar en cuenta todas las emisiones de bióxido de carbono también es necesario calcular la cantidad de este contaminante que se genera por el sistema de quema de gases (antorcha) cuando los gases no se utilizan para la producción de electricidad debido a que no es técnica o económicamente viable, como se presenta a continuación:

$$GHGFS_s = \left(\sum_t \sum_i \sum_c \left(\frac{D_{i,t,s} X_c Y_{c,i}}{PM_c} \right) \right) (PM_{CO_2}) \quad \forall S \quad (3.46)$$

Por tanto las emisiones totales generadas por todo el sistema ($TGHG_s$) resultan de la suma de las emisiones producidas en el sistema de cogeneración ($GHGCS_s$) y las que se generan en el sistema de disposición final de gases ($GHGFS_s$) como se muestra:

$$TGHG_s = GHGCS_s + GHGFS_s \quad \forall S \quad (3.47)$$

Usando las ecuaciones anteriores es posible generar nuevas funciones objetivo para analizar un segundo caso de estudio en el que la prioridad sea el minimizar el impacto ambiental de todo el sistema, lo que se traduce en minimizar el promedio de las emisiones anuales de gases de efecto invernadero.

$$MGHG = \frac{\sum_s TGHG_s}{Card} \quad (3.48)$$

Al igual que se hizo para la maximización del promedio de las ganancias en esta parte es posible minimizar el peor escenario, que en este caso se refiere a aquel con la cantidad más alta de emisiones de bióxido de carbono.

$$WGHG \geq TGHG_s \quad \forall S \quad (3.49)$$

El modelo anterior tiene más de una variable que se desea maximizar o minimizar al mismo tiempo. La solución que se busca es aquella que minimice las emisiones de efecto invernadero y al mismo tiempo maximice las ganancias, para lograr esto se utiliza el método *Goal Programming* en donde se normalizan estas variables que se desean maximizar o minimizar y se crea una nueva función objetivo con las variables normalizadas.

El promedio de las ganancias en todos los escenarios y las ganancias en el peor de los escenarios son variables que se buscan maximizar, en este caso ambas variables tienen las mismas unidades; sin embargo, cuando se quiere minimizar las emisiones promedio de bióxido de carbono y las emisiones en el peor de los escenarios no es posible juntar estas cuatro variables de manera simultánea en una sola ecuación a menos que se normalicen de la siguiente manera:

$$\frac{MProfit - Profit^{Min}}{Profit^{Max} - Profit^{Min}} + SV_1 = 1 \quad (3.50)$$

$$\frac{WProfit - Profit^{Min}}{Profit^{Max} - Profit^{Min}} + SV_2 = 1 \quad (3.51)$$

$$\frac{GHG^{Max} - MGHG}{GHG^{Max} - GHG^{Min}} + SV_3 = 1 \quad (3.52)$$

$$\frac{GHG^{Max} - WGHG}{GHG^{Max} - GHG^{Min}} + SV_4 = 1 \quad (3.53)$$

Las nuevas variables están restringidas como muestra el siguiente grupo de ecuaciones debido a que los valores de las variables $MProfit$, $MProfit$, $MGHG$ y $WGHG$ no pueden ir más allá de sus valores máximos y mínimos respectivamente.

$$0 \leq SV_1 \leq 1 \quad (3.54)$$

$$0 \leq SV_2 \leq 1 \quad (3.55)$$

$$0 \leq SV_3 \leq 1 \quad (3.56)$$

$$0 \leq SV_4 \leq 1 \quad (3.57)$$

De esta manera se tienen nuevas variables adimensionales que ayudan a crear una nueva función objetivo.

$$\min FO = SV_1 + SV_2 + SV_3 + SV_4 \quad (3.58)$$

El modelo anterior es un problema mixto entero no lineal y fue programado en el software GAMS [7] utilizando una computadora con procesador Intel Core i7-4710 a 2.50 GHz con 16 GB de memoria RAM y con ayuda del resolvidor global BARON [36]. Los resultados se muestran en el siguiente capítulo y los parámetros utilizados se muestran en el apéndice de este libro.

Se proponen dos casos de estudio para mostrar la aplicabilidad del modelo desarrollado. La descripción de cada uno de estos casos se muestra en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 4. RESULTADOS

Las refinerías y las plantas petroquímicas de México se caracterizan por ser enormes complejos industriales compuestos por varias plantas que tienen una gran diversidad de productos e intermedios a lo largo del proceso de separación y transformación de los componentes del petróleo. A pesar de que estos complejos se han ido modernizando con el paso de los años siguen utilizando la quema y venteo de gases como respuesta a alguna situación anormal de proceso, por tal motivo para mostrar la aplicabilidad del modelo propuesto en este capítulo se plantean dos casos de estudio que intentan emular el comportamiento de estos complejos petroleros.

4.1 Caso de estudio 1

Se consideran tres plantas de proceso cada una tiene diferentes corrientes que se queman cuando se presentan situaciones anormales de procesamiento, los flujos y composiciones de dichas corrientes se observan en la Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5. Las diecisiete corrientes tienen dos posibilidades, dependiendo de la situación, la primera opción es mezclarse con el combustible fresco para alimentar al sistema de cogeneración y así ser aprovechado para la producción de energía, y la segunda es ser quemado en un sistema de disposición final, como tradicionalmente se hace, sin ser aprovechado. También, se consideran como parámetros inciertos la cantidad de flujo proveniente de cada planta y precio del gas natural, es decir que ambos presentan variaciones en cada periodo de cada escenario. Para este caso se supone que las corrientes combustibles que desechan las plantas cumplen con las características necesarias para ser utilizados como alimentación a la caldera del ciclo Rankine por lo que no se toma en cuenta una variación en el índice de Wobbe o en alguna otra característica de las corrientes en los diferentes escenarios y el dimensionamiento de los equipos se basa en únicamente la variación en el flujo de las corrientes de gases combustibles que desechan las plantas.

Los resultados que se presentan para este caso de estudio se subdividen para analizar los aspectos económicos, ambientales y ambos de manera simultánea. Primero se considera como función objetivo el aspecto económico, es decir, se tiene como función objetivo la maximización de la ganancia promedio de todos los escenarios como se expresa en la ecuación (3.42) y estos resultados se grafican junto con los que se obtienen de la maximización del peor escenario representado por la ecuación (3.44) (escenario con las ganancias más bajas). Posteriormente, se

coloca como objetivo principal al medio ambiente y se establece como función objetivo la minimización de las emisiones de bióxido de carbono para la cantidad promedio de este compuesto que se genera en cada uno de los escenarios (ecuación (3.48)) y de igual manera se comparan con los resultados de la minimización del peor de los escenarios (escenario con la cantidad de bióxido de carbono generado mayor al resto de los escenarios, ecuación (3.49)). Finalmente se presentan los resultados de utilizar la optimización multiobjetivo para encontrar la solución del problema, por lo que se contempla de forma simultánea minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero y a la vez maximizar las ganancias.

Tabla 3. Flujos de las corrientes combustibles de desecho A-G y fracciones molares de sus componentes.

Flujo	ton/año	190.59	171.12	171.12	124.61	120.74	21.87	46.5
Componente	Nombre	A	B	C	D	E	F	G
H ₂	Hidrogeno	0.038	0.427	0.423	0	0	0	0
CH ₄	Metano	0.066	0.091	0.092	0.04	0	0	1
C ₂ H ₂	Acetileno	0.008	0.007	0	0	0	0	0
C ₂ H ₄	Etileno	0.513	0.406	0.416	0.845	1	0	0
C ₂ H ₆	Etano	0.094	0.069	0.069	0.115	0	1	0
C ₃ H ₆	Propeno	0.008	0	0	0	0	0	0
C ₄ H ₆	Butadieno	0.011	0	0	0	0	0	0
C ₆ H ₆	Benceno	0.009	0	0	0	0	0	0
H ₂ O	Agua	0.253	0	0	0	0	0	0
C ₃ H ₈	Propano	0	0	0	0	0	0	0
C ₄ H ₁₀	Butano	0	0	0	0	0	0	0
C ₅ H ₁₂	Pentano	0	0	0	0	0	0	0
C ₉ H ₁₂	Cumeno	0	0	0	0	0	0	0
C ₁₂ H ₁₈	Diisopropilbenceno	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4. Flujos de las corrientes combustibles de desecho H-L y fracciones molares de sus componentes.

Flujo	ton/año	566.332	169.89	283.166	651.28	127.42
Componente	Nombre	H	I	J	K	L
H ₂	Hidrogeno	0.0215	0.0503	0.03	0	0.1
CH ₄	Metano	0.807	0.112	0.05	0	0.1
C ₂ H ₂	Acetileno	0	0	0	0	0
C ₂ H ₄	Etileno	0	0	0	0	0
C ₂ H ₆	Etano	0.054	0.727	0.5	0	0.24
C ₃ H ₆	Propeno	0	0	0	0	0
C ₄ H ₆	Butadieno	0	0	0	0	0
C ₆ H ₆	Benceno	0	0	0	0	0
H ₂ O	Agua	0	0	0	0	0
C ₃ H ₈	Propano	0.1	0.08	0.38	0.52	0.25
C ₄ H ₁₀	Butano	0.0116	0.02	0.04	0.3	0.26
C ₅ H ₁₂	Pentano	0.005	0.01	0	0.18	0
C ₉ H ₁₂	Cumeno	0	0	0	0	0
C ₁₂ H ₁₈	Diisopropilbenceno	0	0	0	0	0

Tabla 5. Flujos de las corrientes combustibles de desecho M-Q y fracciones molares de sus componentes.

Flujo	ton/año	46.20	1.40	44.80	20.85	0.65
Formula	Nombre	M	N	O	P	Q
H ₂	Hidrogeno	0	0	0	0	0
CH ₄	Metano	0	0	0	0	0
C ₂ H ₂	Acetileno	0	0	0	0	0
C ₂ H ₄	Etileno	0	0	0	0	0
C ₂ H ₆	Etano	0	0	0	0	0
C ₃ H ₆	Propeno	0.0048	0.1597	0	0	0
C ₄ H ₆	Butadieno	0	0	0	0	0
C ₆ H ₆	Benceno	0.4945	0	0.5101	0	0
H ₂ O	Agua	0	0	0	0	0
C ₃ H ₈	Propano	0.0255	0.8403	0	0	0
C ₄ H ₁₀	Butano	0	0	0	0	0
C ₅ H ₁₂	Pentano	0	0	0	0	0
C ₉ H ₁₂	Cumeno	0.4605	0	0.4749	0.999	0
C ₁₂ H ₁₈	Diisopropilbenceno	0.0145	0	0.015	0.001	1

4.1.1 Análisis económico

La Figura 13 presenta las curvas de probabilidad acumulada para la solución cuando se maximiza la ganancia esperada y para la solución cuando se maximiza el peor escenario. Fueron analizados tres posibles valores de ganancia para mostrar la probabilidad de al menos obtener cada uno de ellos para la solución con el máximo y el mínimo riesgo. Los valores para la ganancia que fueron seleccionados son 5.0×10^6 , 2.1×10^7 y 3.2×10^7 \$US/año; consecuentemente, la probabilidad de obtener al menos estos valores de ganancia para las tres soluciones con la solución de mayor riesgo son 97%, 44% y 7%, respectivamente. Por otra parte, la probabilidad de tener al menos las ganancias mencionadas son 96%, 40% y 2%, respectivamente. Asimismo, esta figura permite observar que ambas curvas son muy similares y por tanto se tiene casi la misma probabilidad de tener grandes ganancias con la solución de máximo o de mínimo riesgo.

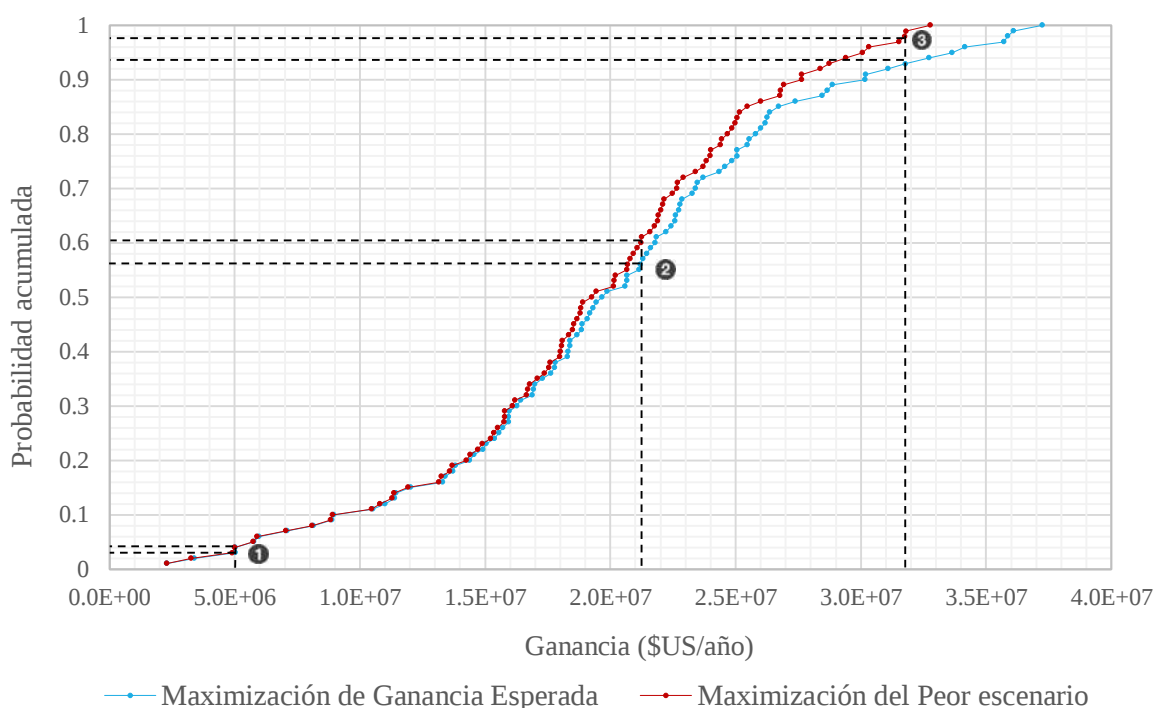


Figura 13. Probabilidad acumulada de obtener un valor de ganancia determinado cuando se maximizan el valor promedio de las ganancias y el peor escenario.

La Figura 14 muestra las curvas de probabilidad acumulada para las emisiones de bióxido de carbón generadas por el sistema cuando se maximizan la ganancia esperada y el peor de los

escenarios. La curva roja es la solución relacionada a maximizar el peor de los escenarios, la cual es la solución con el menor riesgo. En este caso la ganancia es casi independiente de la probabilidad acumulada debido a que las variables de operación del sistema de cogeneración son casi las mismas en todos los escenarios. La curva azul es la solución relacionada a maximizar las ganancias promedio de todos los escenarios, consecuentemente es la solución con el máximo riesgo. Se nota que con esta solución es posible alcanzar el valor más bajo de emisiones de bióxido de carbono (348,830 ton/año). Sin embargo, una cantidad de emisiones 1.3 veces mayor que el valor más pequeño se genera con la misma solución (452,420 ton/año).

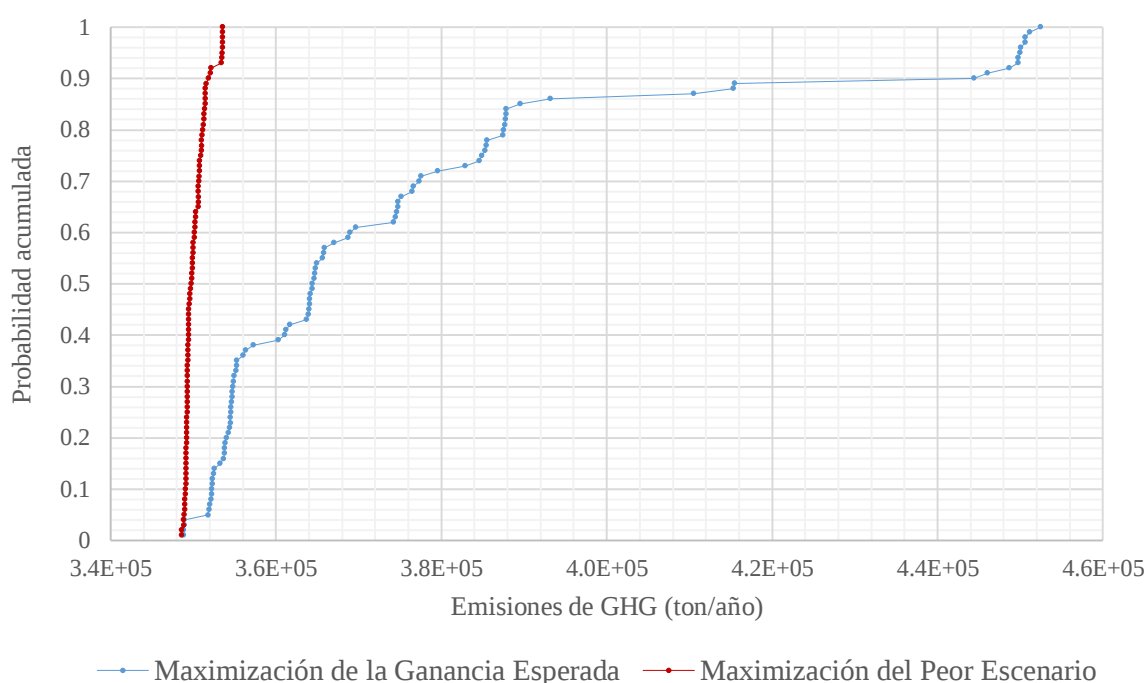
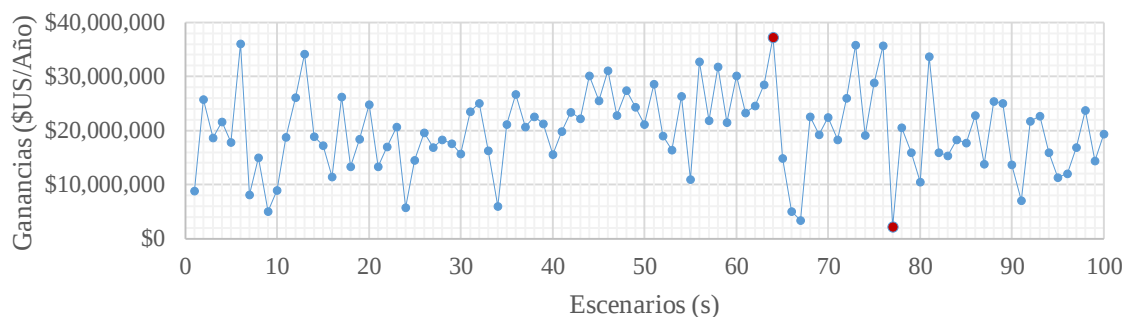
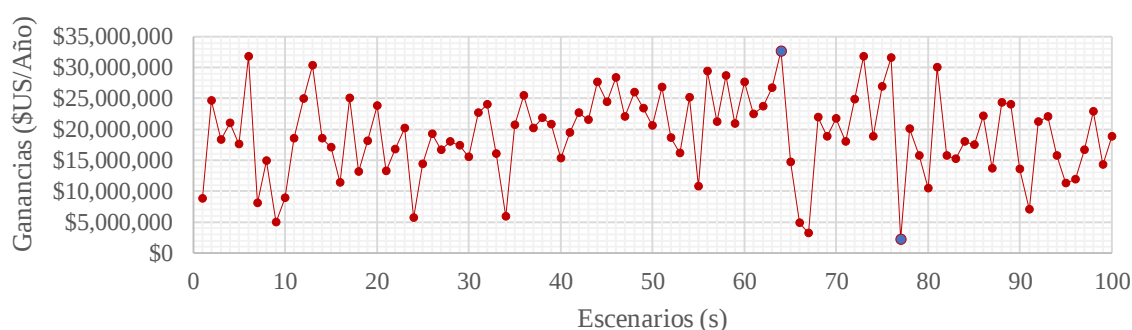


Figura 14. Probabilidad acumulada de obtener un valor de emisiones determinado cuando se maximizan el valor promedio de las ganancias y el peor escenario.

La Figura 15 presenta las ganancias obtenidas en los diferentes escenarios. La Figura 15a muestra las ganancias para la solución con mayor riesgo y en la Figura 15b se observa la solución menos riesgosa. En ambos casos los escenarios con la mayor y la menor ganancia fueron los escenarios 64 y 77, respectivamente. Se observa en la Figura 16 que el precio del gas natural tiene una fuerte relación con las ganancias debido a que los escenarios antes mencionados corresponden a los escenarios que presentan el precio más bajo y más alto del gas natural.



a)



b)

Figura 15. a) Ganancias en los diferentes escenarios cuando se maximiza la ganancia esperada; b) Ganancia en los diferentes escenarios cuando se maximiza el peor escenario.

Por otra parte, la Figura 17 muestra que el precio del gas natural está íntimamente relacionado con las emisiones de bióxido que genera el sistema propuesto en su totalidad debido a que cuando el precio del gas natural baja de \$3.8 dólares, el utilizar corrientes de desecho como combustibles suplementario para alimentar el sistema de cogeneración no resulta económicamente viable ya que es más barato utilizar combustible fresco, lo que trae como consecuencia un incremento en las emisiones de bióxido de carbono.

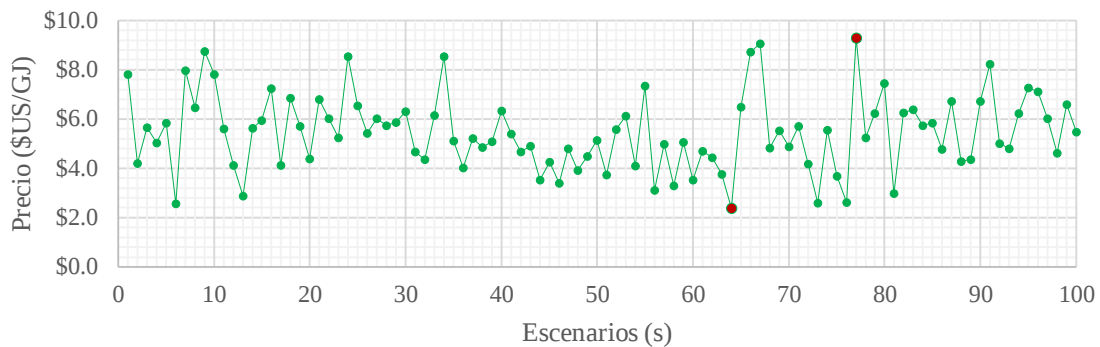
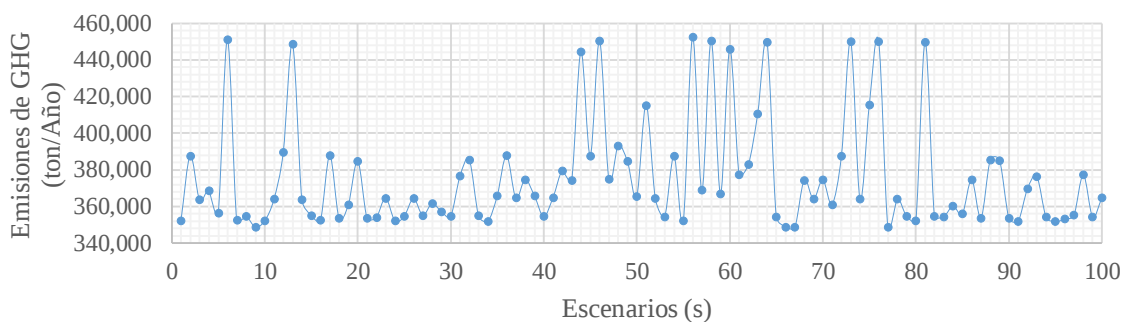
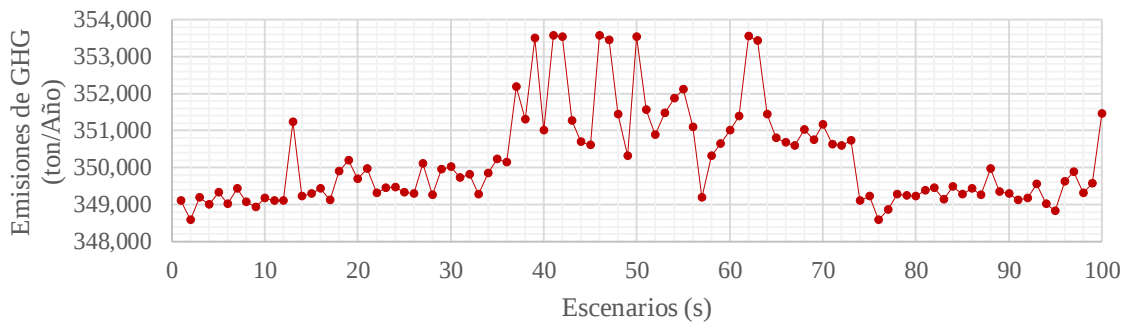


Figura 16. Precios del gas natural usados en los diferentes escenarios.



a)



b)

Figura 17. a) Emisiones de CO₂ en diferentes escenarios cuando se maximiza la ganancia esperada; b) Emisiones de CO₂ en diferentes escenarios cuando se maximiza el peor escenario.

Ahora bien, cuando el precio del gas natural sube, las corrientes combustibles que se desechan se vuelven económicamente atractivas y resulta benéfico alimentar estos desechos al sistema de cogeneración ya que las ganancias crecen y al mismo tiempo las emisiones de bióxido de carbono disminuyen a pesar de que la función objetivo se enfoca solamente en maximizar las ganancias económicas del sistema.

En la Figura 18 se muestra la cantidad de emisiones de bióxido de carbono que se están mitigando al utilizar el sistema de cogeneración y alimentarlo con corrientes combustibles de desecho. La línea amarilla representa las emisiones que se tienen cuando no se aprovechan las corrientes de desecho de las diferentes plantas mientras que las líneas azul y roja representan las emisiones cuando se maximizan las ganancias promedio y cuando se maximizan las ganancias del peor escenario, respectivamente. Se observa claramente que de los 100 escenarios que se resolvieron maximizando las ganancias promedio solamente en 9 de ellos se alcanzan las emisiones máximas y dicho comportamiento responde a la caída en los precios del gas natural; en los 91 escenarios restantes se disminuyen hasta en un 21% las emisiones de bióxido de carbono. En lo que respecta a las emisiones que se obtienen cuando se maximiza el peor escenario económico, se tiene que en todos los escenarios se alcanzan una disminución promedio de 20% de las emisiones por utilizar el sistema propuesto debido a que se utilizan casi en su totalidad los residuos combustibles para la producción de electricidad.

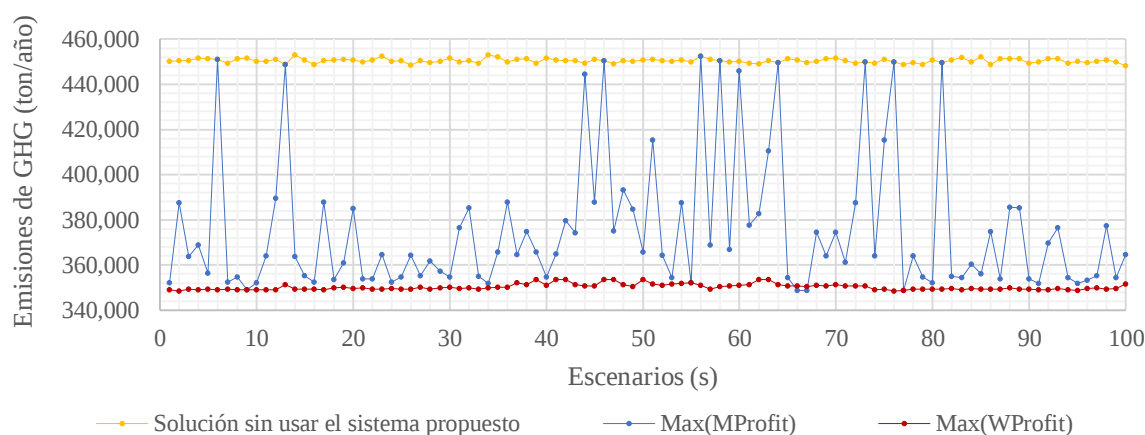


Figura 18. Emisiones de bióxido de carbono generadas en cada escenario cuando se utiliza y cuando no se utiliza el sistema propuesto.

4.1.2 Análisis ambiental

Aquí se busca poner en primer lugar la disminución del impacto ambiental al tomar como función objetivo la minimización de los gases de efecto invernadero.

La Figura 19 ilustra las curvas de probabilidad acumulada para las ganancias cuando se minimiza el promedio de las emisiones de bióxido de carbono y cuando se minimiza el peor escenario de emisiones de efecto invernadero. Se aprecia que cuando se pone como prioridad la minimización de las emisiones no es posible analizar diferentes escenarios debido a que ambas curvas son casi idénticas, por tanto existe una posibilidad muy cercana de tener grandes ganancias con la solución de máximo y de mínimo riesgo, esto implica que el diseño que se propone es altamente estable ante la incertidumbre de los flujos y la volatilidad que se asignó al precio del combustible fresco alimentado al sistema de cogeneración.

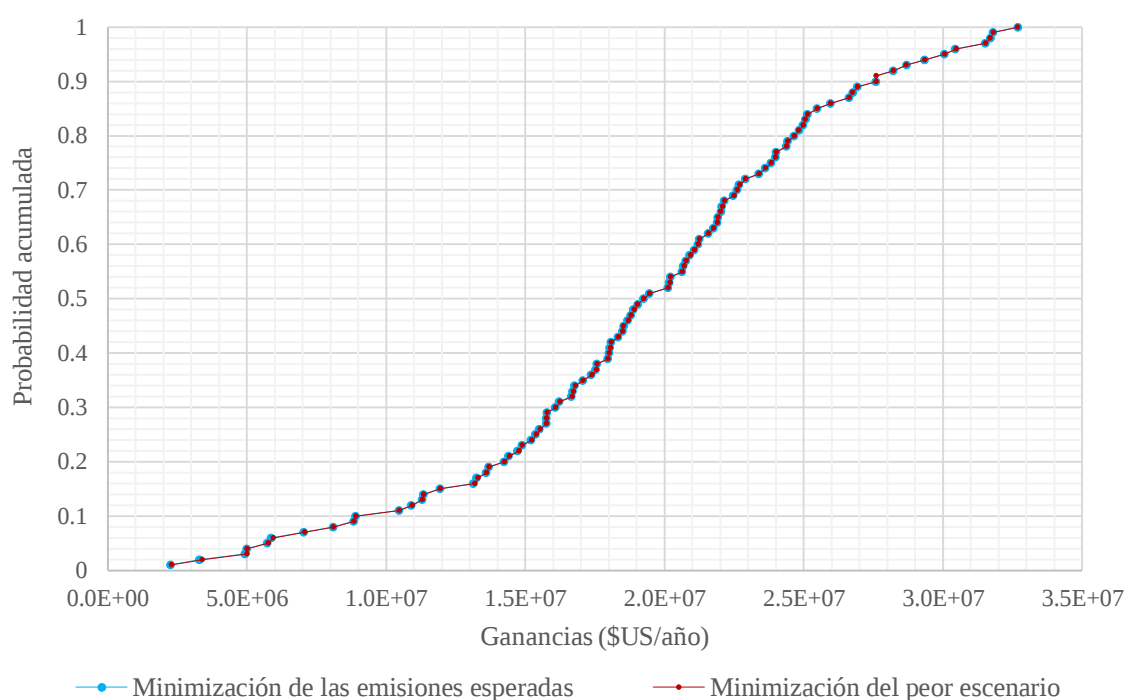


Figura 19. Curvas de probabilidad acumulada de obtener un valor de ganancia determinado cuando se maximizan el valor promedio y el peor escenario de las emisiones.

La Figura 20 presenta las curvas de probabilidad acumulada de los gases de efecto invernadero que se obtienen al minimizar las emisiones promedio y en el peor escenario, donde en

la solución con más riesgo para obtener valores de la emisiones de 348,600, 349,240 y 349,760 ton/año se tiene una probabilidad de 98%, 77% y 50%, respectivamente; mientras que para estos mismos valores de emisiones en la solución con menos riesgo se tienen probabilidades del 94%, 20% y 1% de tener al menos estos valores, respectivamente. Es importante mencionar que el valor máximo y mínimo que se tienen de emisiones son 349,880 ton/año y 348,390 ton/año, respectivamente. Lo cual indica que se tiene una variación de apenas 0.43% entre el mínimo y el máximo por lo que se podría considerar que las emisiones se mantienen casi constantes en todos los escenarios.

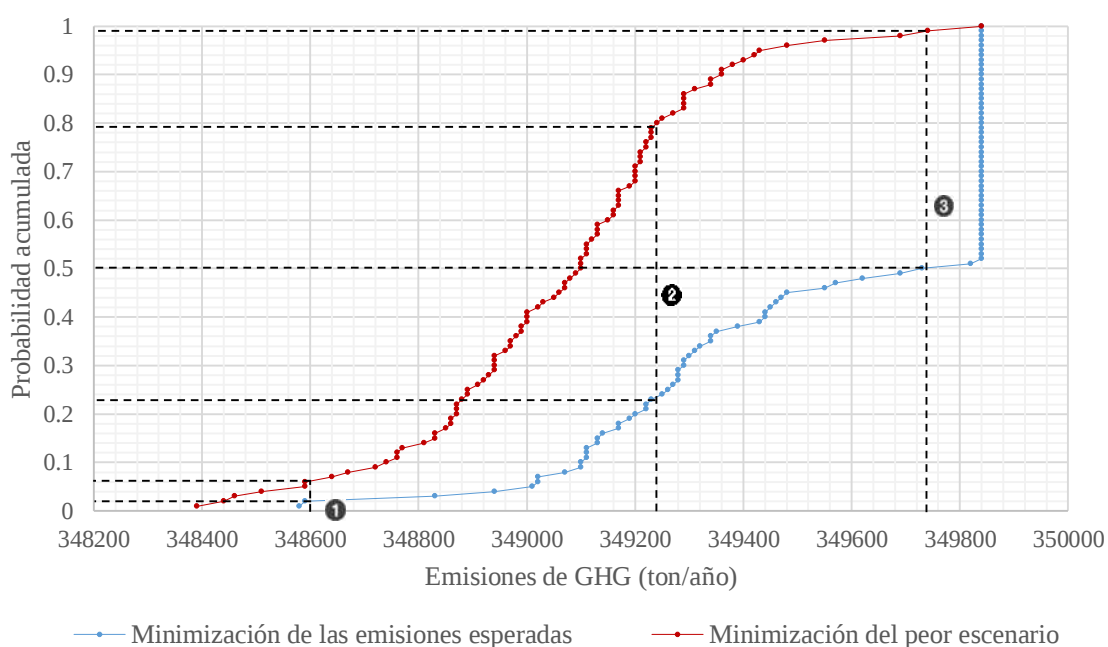
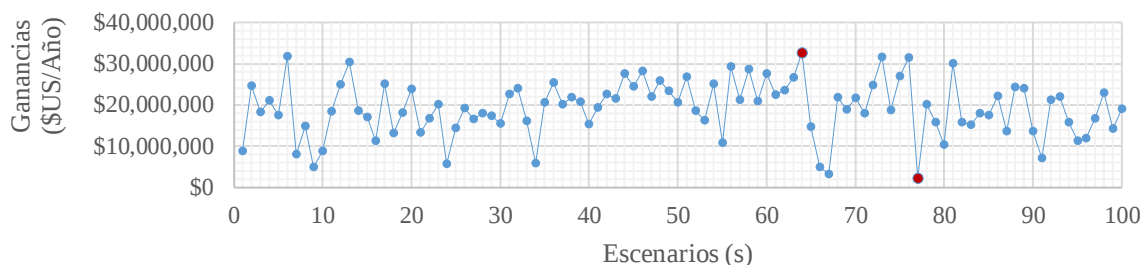


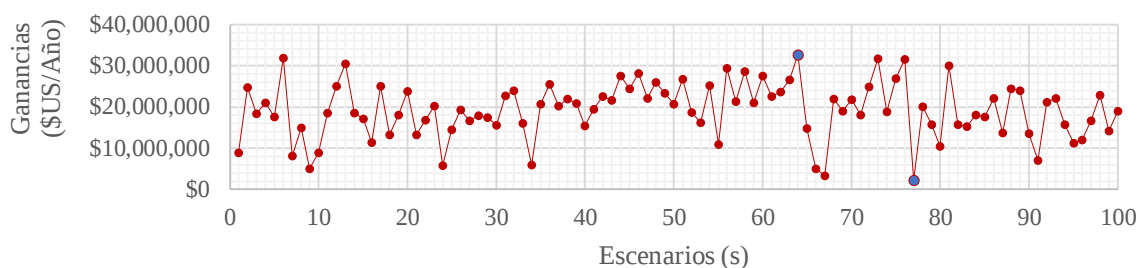
Figura 20. Probabilidad acumulada de obtener un valor de emisiones cuando se minimiza el promedio y el peor escenario de las emisiones.

La Figura 21 muestra la ganancia que se obtiene en cada escenario para la solución con mayor y con menor riesgo (Figura 21a y Figura 21b, respectivamente). Al igual que como se discutió en la sección del análisis económico, las ganancias dependen principalmente del precio del gas natural y los escenarios con mayor y con menor ganancia coinciden con los escenarios que presentan el menor y el mayor precio de este combustible, respectivamente; sin embargo, debido a que la función objetivo busca la minimización de las emisiones anuales los resultados muestran que todo el flujo de las corrientes combustibles de desecho se usa para alimentar el sistema de

cogeneración sin importar el costo que esto conlleve, como consecuencia se reduce la ganancia máxima que se esperaba cuando la función objetivo era maximizar las ganancias de \$37,230,000/año a una ganancia máxima esperada de \$32,692,000/año cuando la función objetivo busca minimizar las emisiones de bióxido de carbono.



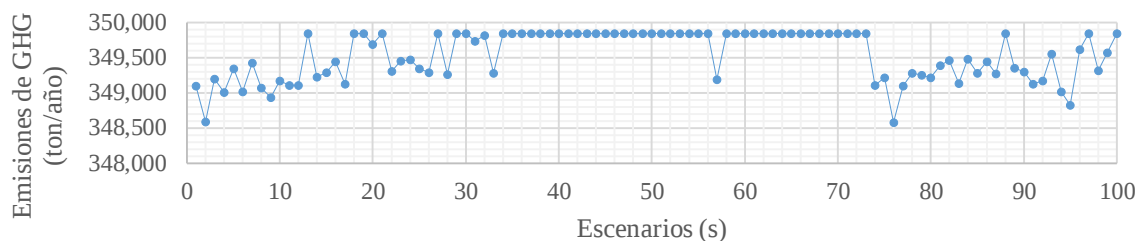
a)



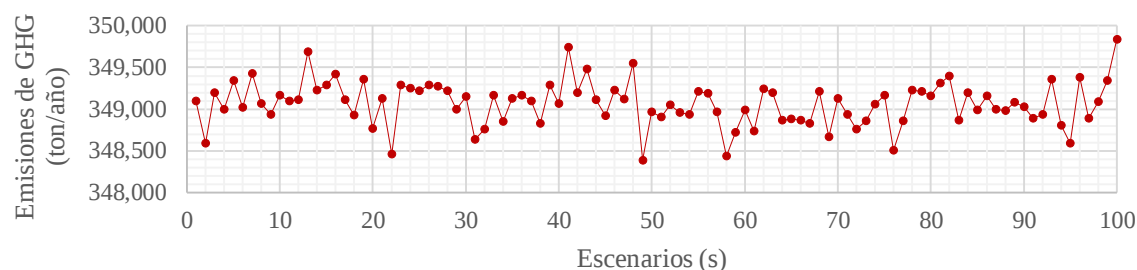
b)

Figura 21. a) Ganancia en los diferentes escenarios cuando las emisiones esperadas se minimizan; b) Ganancia en los diferentes escenarios cuando se minimiza el peor escenario.

La Figura 22 muestra la variación de la cantidad de bióxido de carbono que se emite a la atmosfera en cada escenario y como se mencionó anteriormente se presenta una variación de menos de 2000 toneladas por año de bióxido de carbono entre los escenarios. Esto se debe a que el sistema de cogeneración utiliza todas las corrientes de las plantas y reduce el uso de combustible fresco, entonces la variación que se tiene se debe exclusivamente a los cambios en el flujo de las corrientes provenientes de las plantas en situaciones anormales y a las composiciones de las mismas.



a)



b)

Figura 22. a) Emisiones en los diferentes escenarios cuando se minimizan las emisiones promedio; b) Emisiones en los diferentes escenarios cuando se minimiza el peor escenario.

En la Figura 23 se puede ver que con el sistema de cogeneración que se propone en la superestructura se logra una disminución de hasta el 25% en las emisiones de bióxido de carbono al incorporar gases combustibles que tradicionalmente se queman sin ser aprovechados.

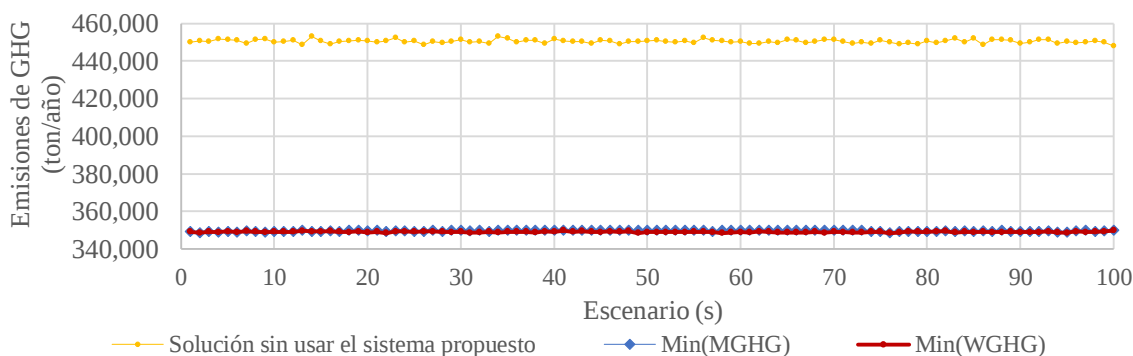


Figura 23. Emisiones de bióxido de carbono generadas cuando no se usa y cuando se usa el sistema propuesto.

4.1.3 Análisis multiobjetivo

Para este análisis se consideran al mismo tiempo las cuatro funciones objetivos que hasta ahora se han presentado. El método *Goal Programming* fue utilizado para crear una nueva función objetivo que permita considerar simultáneamente aspectos económicos y ambientales. De esta manera, se tienen los siguientes resultados:

En la Figura 24 los puntos azules representan la ganancia en cada escenario y las barras amarillas la diferencia entre las emisiones de bióxido de carbono generadas cuando se usa un sistema de cogeneración y cuando no se usa este sistema, teniendo una disminución de CO₂ de en promedio 100,000 ton/año. En este caso se ordenaron los escenarios de menor a mayor ganancia y se colocó su correspondiente valor de las emisiones.

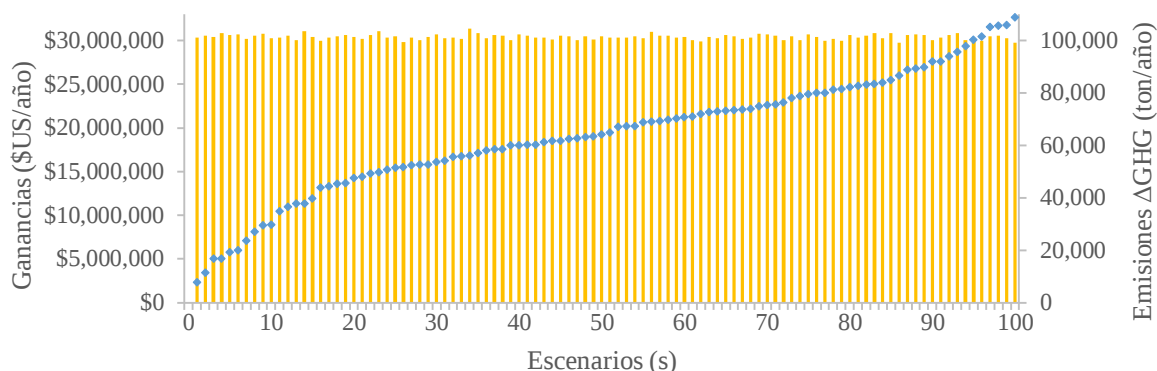


Figura 24. Diferencia entre las emisiones generadas cuando se usa y cuando no se usa el sistema propuesto, y ganancias generadas en cada escenario de la optimización multiobjetivo.

Las emisiones de bióxido de carbono presentan solo una ligera variación en cada escenario debido a que resulta más fácil minimizar el valor de SV_3 y SV_4 (correspondientes a las emisiones de CO₂) que el valor de SV_1 y SV_2 (correspondientes a las ganancias). Esto se debe a que se varía el precio del gas natural y cuando el precio del gas natural se eleva las ganancias se alejan de sus valores máximos y no existe una medida que pueda contrarrestar este efecto; sin embargo, en los que respecta a las emisiones el modelo permite quemar todos los gases que se desechan en el sistema de cogeneración o en el sistema de disposición final lo que le da una mayor facilidad de minimizar las emisiones sacrificando ganancias. Lo anterior significa que el precio del gas natural

es el factor principal para dimensionar el sistema de cogeneración pues de esta variable depende el éxito del proyecto. Por ejemplo, en el mejor escenario de las ganancias se tiene un precio del gas natural bajo (\$2.38/GJ) y en el escenario con las peores ganancias se tiene un precio del gas natural muy alto (\$9.30/GJ). Por otra parte, la generación de bióxido de carbono cambia proporcionalmente al incremento o la disminución del flujo de las corrientes que desechan las plantas de proceso y en este caso no se ve afectado por otros factores como el incremento en el precio del gas natural. Por tanto con la optimización multiobjetivo se concluye que utilizar los gases combustibles que se desechan durante situaciones anormales es una gran alternativa para reducir el impacto ambiental y al mismo tiempo reducir costos en la producción de electricidad.

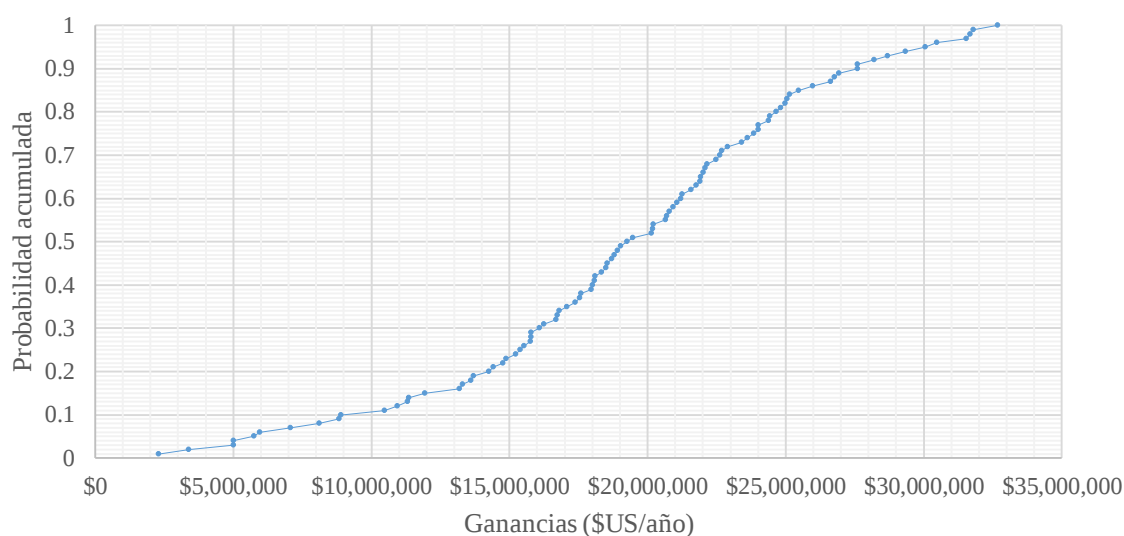


Figura 25. Probabilidad acumulada de obtener determinada ganancia cuando se hace optimización multiobjetivo.

La Figura 25 muestra la probabilidad acumulada para las ganancias que se obtienen cuando se estudia el problema multiobjetivo. Las probabilidades de obtener ganancias por la implementación del sistema son altas; sin embargo, depende de los tomadores de decisiones determinar si son suficiente para llevar a cabo el proyecto. Cabe señalar que en este estudio no se considera la inclusión de créditos de carbono, por lo que las ganancias podrían ser aún mayores. Además resultaría interesante estudiar la incertidumbre asociada al valor de los créditos de carbono.

4.2 Caso de estudio 2

De igual forma que en el caso de estudio 1 se consideran tres plantas de proceso cada una tiene diferentes corrientes que se queman cuando se presentan situaciones anormales de proceso, los flujos y composiciones de dichas corrientes se observan en la Tabla 6 y 7. Todas las corrientes tienen dos posibilidades dependiendo de la calidad de los gases que desechan las plantas, la primera opción es mezclarse con el combustible fresco para alimentar al sistema de cogeneración (siempre y cuando el índice de Wobbe sea el adecuado) y así ser aprovechado para la producción de energía, y la segunda es ser quemado en un sistema de disposición final, como tradicionalmente se hace, sin ser aprovechado. Se consideran como parámetros inciertos la cantidad de flujo proveniente de cada planta, la calidad de las corrientes y precio del gas natural, es decir que estas tres variables presentan variaciones en cada periodo de cada escenario. Para este caso se supone que las corrientes combustibles que desechan las plantas pueden cumplir o no las características necesarias para ser utilizados como alimentación a la caldera del ciclo Rankine debido a que se utilizan valores aleatorios para el índice de Wobbe de cada corriente a partir de un valor histórico promedio (Tabla 8), esta variación se hace con la finalidad de representar cambios en la temperatura, presión y/o composición de las corrientes que se desechan durante situaciones anormales como los que se tienen en la realidad. Entonces para que sea factible utilizar las corrientes combustibles de desecho como combustible suplementario en el sistema que se propone, estas deben tener un costo más bajo que el combustible fresco para que sea económicamente factible utilizarlas, y al mismo, tiempo su índice de Wobbe debe de estar en un rango determinado para que la combustión de los gases de desecho no afecte el desempeño de la caldera.

A continuación se presentan los resultados que se obtienen cuando se estudian los posibles beneficios económicos, ambientales y/o ambos de manera simultánea de utilizar un sistema de cogeneración como el que se propone. Primero se muestran los resultados cuando se selecciona como función objetivo el aspecto económico, es decir, se tiene como función objetivo la maximización de la ganancia promedio de todos los escenarios y estos resultados se grafican junto con los que se obtienen de la maximización del peor escenario. Posteriormente, se coloca como objetivo principal al medio ambiente y se establece como función objetivo la minimización de las emisiones de bióxido de carbono para la cantidad promedio de este compuesto que se genera en cada uno de los escenarios y de igual manera se comparan con los resultados de la minimización

del peor de los escenarios. Finalmente, se presentan los resultados de utilizar la optimización multiobjetivo para encontrar la solución del problema, por lo que se contempla de forma simultánea minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero y a la vez maximizar las ganancias. A diferencia del caso de estudio 1, en este caso todas las funciones objetivo que se toman en los diferentes análisis están sujetas a las restricciones que derivan de la disyunción que se tiene para discriminar corrientes que no cumplan con la calidad suficiente.

$$\left[\begin{array}{l} Y_{i,t,s}^{WIA} \\ WI_{i,t,s} \geq WI^{MAX} \\ D_{i,t,s} = F_{i,t,s} \\ FF_{i,t,s} = 0 \end{array} \right] \vee \left[\begin{array}{l} Y_{i,t,s}^{WIB} \\ WI_{i,t,s} \leq WI^{MIN} \\ D_{i,t,s} = F_{i,t,s} \\ FF_{i,t,s} = 0 \end{array} \right] \vee \left[\begin{array}{l} Y_{i,t,s}^{WIC} \\ WI_{i,t,s} \leq WI^{MAX} \\ WI_{i,t,s} \geq WI^{MIN} \\ D_{i,t,s} = F_{i,t,s} - FF_{i,t,s} \end{array} \right]$$

Debido a que se está manejando una gran cantidad de escenarios la incorporación al modelo de estas ecuaciones es un aspecto importante porque aumentan el tiempo de computo que se requiere para resolver el problema de manera substancial; por tanto, para el caso de estudio 2 el número de escenarios se reduce de 100, como se tiene en el caso 1, a 50 escenarios para disminuir el tiempo de computo necesario.

Tabla 6. Flujos de las corrientes combustibles de desecho A-H y fracciones molares de sus componentes.

Flujo	(ton/año)	191.25	170.34	170.97	124.46	121.39	46.76	565.49	169.87
Componente	Nombre	A	B	C	D	E	F	G	H
CH ₄	Metano	0.066	0.091	0.3035	0.04	0	0	1	0.807
C ₂ H ₂	Acetileno	0.008	0.22	0	0	0	0	0	0
C ₂ H ₄	Etileno	0.513	0.406	0.416	0.845	1	0	0	0
C ₂ H ₆	Etano	0.132	0.283	0.2805	0.115	0	1	0	0.0764
C ₃ H ₆	Propeno	0.017	0	0	0	0	0	0	0
C ₄ H ₆	Butadieno	0.011	0	0	0	0	0	0	0
H ₂ O	Agua	0.253	0	0	0	0	0	0	0
C ₃ H ₈	Propano	0	0	0	0	0	0	0	0.1
C ₄ H ₁₀	Butano	0	0	0	0	0	0	0	0.0116
C ₅ H ₁₂	Pentano	0	0	0	0	0	0	0	0.005

Tabla 7. Flujos de las corrientes combustibles de desecho I-O y fracciones molares de sus componentes.

Flujo	(ton/año)	284.47	652.79	127.15	45.85	44.82	21.93	20.80
Componente	Nombre	I	J	K	L	M	N	O
CH ₄	Metano	0.112	0.05	0	0.1	0	0	0
C ₂ H ₂	Acetileno	0	0	0	0	0	0	0
C ₂ H ₄	Etileno	0	0	0	0	0	0	0
C ₂ H ₆	Etano	0.727	0.53	0	0.24	0	0	0
C ₃ H ₆	Propeno	0	0	0	0	0.0048	0.1597	0
C ₄ H ₆	Butadieno	0	0	0	0	0	0	0
H ₂ O	Agua	0	0	0	0	0	0	0
C ₃ H ₈	Propano	0.131	0.38	0.52	0.25	0.0255	0.8403	0
C ₄ H ₁₀	Butano	0.02	0.04	0.3	0.41	0.3564	0	1
C ₅ H ₁₂	Pentano	0.01	0	0.18	0	0.6133	0	0

Tabla 8. Índice de Wobbe promedio de las corrientes combustibles de desecho.

Planta	Corriente	Índice de Wobbe
Planta 1	A	43.261
	B	51.653
	C	52.007
	D	50.332
	E	50.631
	F	47.888
	G	52.892
Planta 2	H	46.600
	I	46.815
	J	52.901
	K	56.746
	L	48.454
Planta 3	M	47.980
	N	51.632
	O	54.289

4.2.1 Análisis económico

De forma similar que para el caso de estudio presentado en páginas anteriores la Figura 26 presenta las curvas de probabilidad acumulada cuando se maximiza la ganancia esperada y cuando

se maximiza el peor escenario económico. Se analizan tres posibles escenarios para la ganancia para mostrar la probabilidad de al menos obtener cada uno de ellos para la solución con el máximo y el mínimo riesgo. Los valores para la ganancia que fueron seleccionados son 15×10^6 , 30×10^6 y 47.5×10^6 \$US/año; consecuentemente, la probabilidad de obtener al menos estos valores de ganancia para las tres soluciones con la solución de mayor riesgo son 89%, 67% y 18%, respectivamente. Por otra parte, las probabilidades de tener al menos las ganancias mencionadas son 61%, 34% y 8%, respectivamente. Con esto se está brindando a los tomadores de decisiones una herramienta que permite conocer las probabilidades de tener al menos determinada ganancia. El modelo es aplicable a otros casos de estudio por lo que basta con modificar los datos de las plantas para obtener información para que los tomadores de decisiones determinen si un proyecto de esta naturaleza es factible en función de la información que brinda la solución del problema.

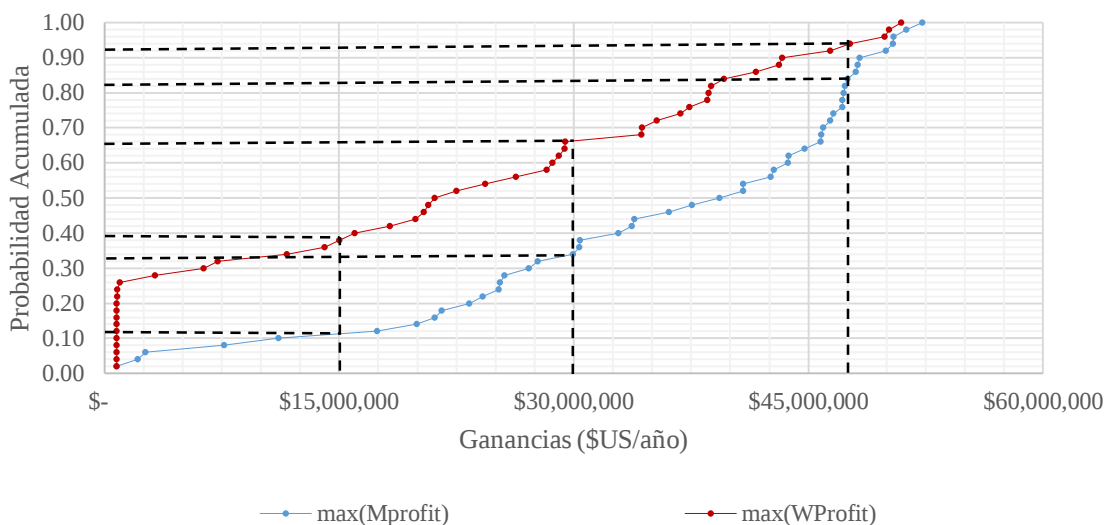


Figura 26. Probabilidad acumulada de obtener un valor de ganancia determinando cuando se maximizan las ganancias promedio y el peor de los escenarios.

La Figura 27 muestra las curvas de probabilidad acumulada de las emisiones generadas por el sistema cuando se busca maximizar las ganancias promedio y cuando se busca maximizar el peor escenario económico. La curva roja representa la solución de maximizar el peor escenario, que resulta ser la solución con menor riesgo económico. En este caso mantener la ganancia trae como resultado una solución que tiene la posibilidad de disminuir las emisiones de bióxido de carbono, pero que al mismo tiempo se tiene la posibilidad de tener una cantidad de emisiones 1.7

veces mayor. Por otro lado, en este caso la curva azul resulta de maximizar las ganancias promedio de los escenarios y se observa que en este caso que las emisiones son casi independientes de la probabilidad acumulada debido que no se tiene un cambio mayor a las 50,000 ton/año.

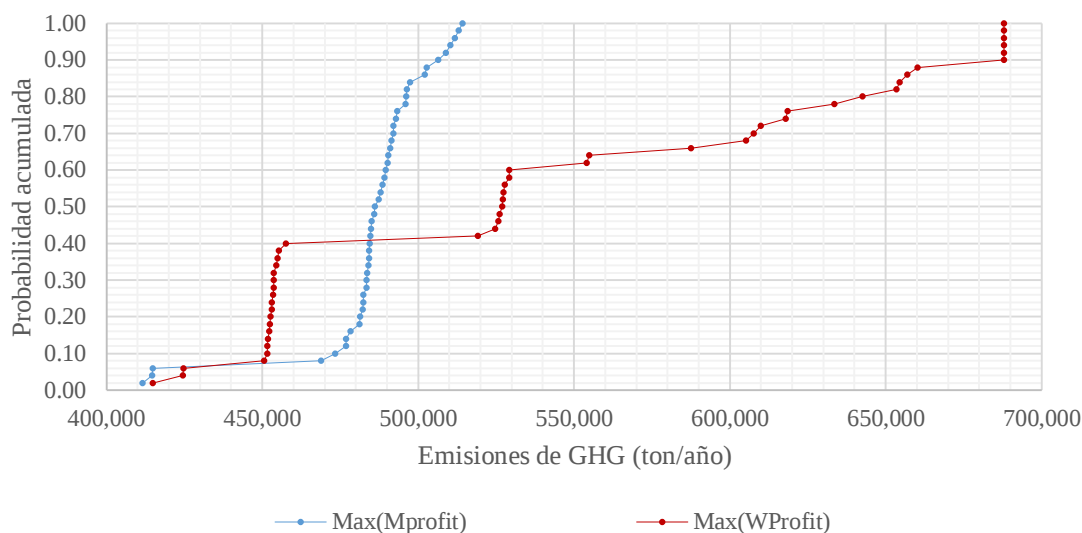
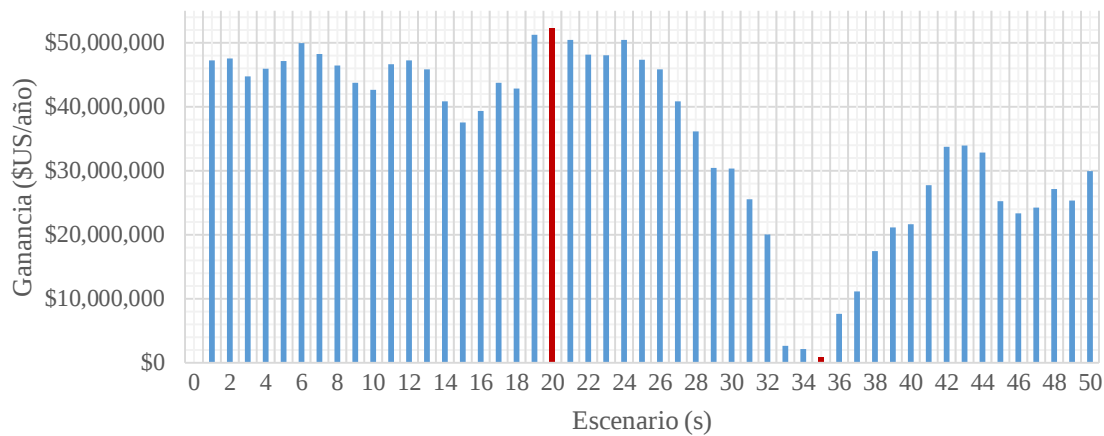
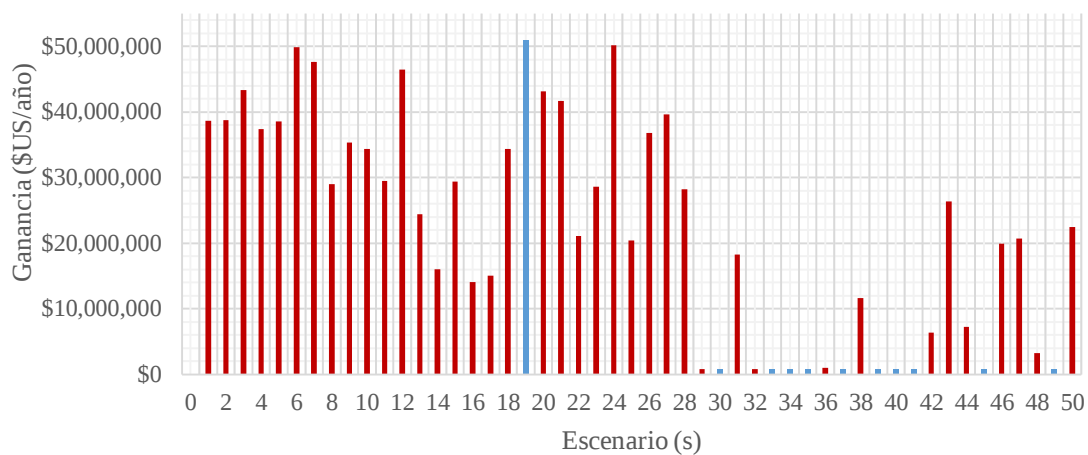


Figura 27. Probabilidad acumulada de obtener un valor de emisiones determinado cuando se maximizan el valor promedio de las ganancias y el peor escenario económico.

La Figura 28 presenta las ganancias obtenidas en los diferentes escenarios. La Figura 28a muestra las ganancias para la solución con mayor riesgo y en la Figura 28b se observa la solución menos riesgosa. Para el primer caso (Figura 28a) las ganancias que se tienen en los diferentes escenarios se encuentran vinculadas fuertemente a los precios del gas natural que se tienen para cada escenario puesto que una ganancia alta corresponde a un precio bajo para el combustible fresco, mientras que un precio alto para el gas natural exhibe un escenario con ganancias menores. Esto se comprueba al ver la Figura 29 en dónde se presentan los precios del gas natural que se utilizaron en los diferentes escenarios y que fueron obtenidos del seguimiento que hace PEMEX de este recurso natural, en donde se seleccionó un periodo de inestabilidad en los precios para considerar un abanico más grande de posibilidades. La Figura 28b muestra que el precio del gas natural no es la única variable relevante en este tipo de sistemas y se nota que la disponibilidad de corrientes con la calidad adecuada para su uso como combustible suplementario tiene un gran efecto cuando se tratan de maximizar las utilidades.



a)



b)

Figura 28. a) Ganancias en los diferentes escenarios cuando se maximiza la ganancia esperada; b) Ganancia en los diferentes escenarios cuando se maximiza el peor escenario.

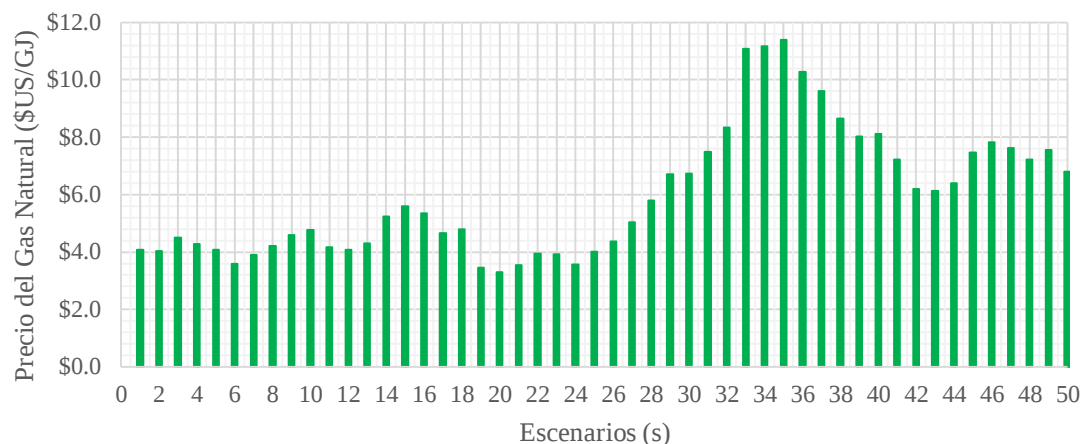
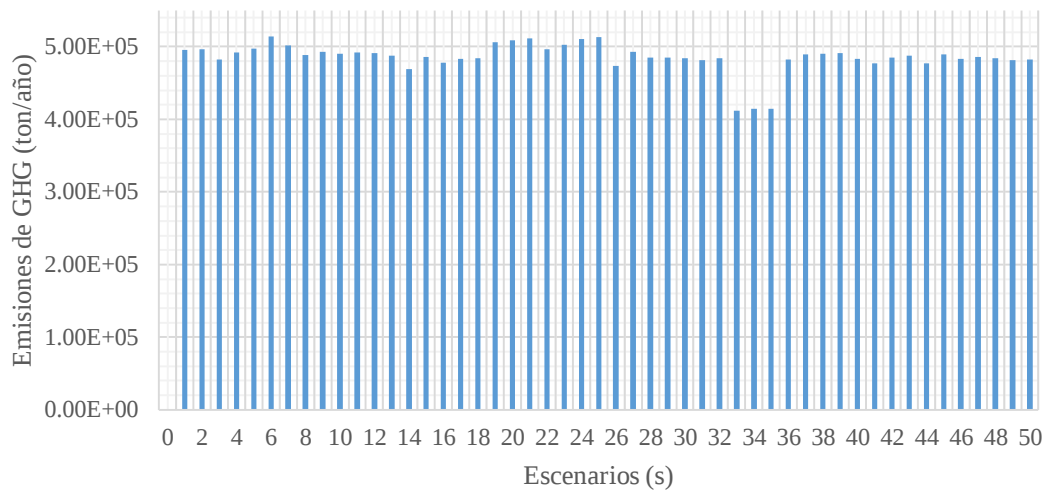
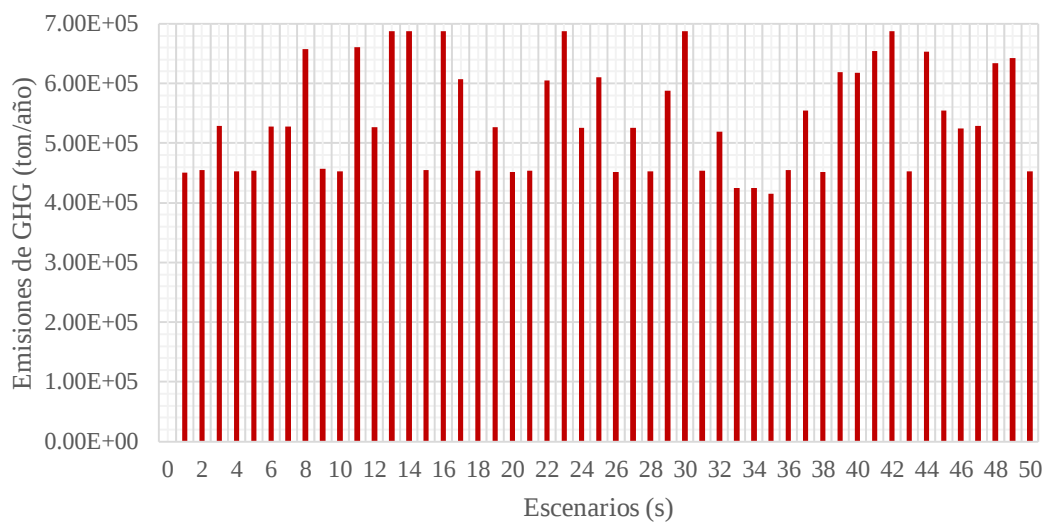


Figura 29. Precios del gas natural utilizados en los diferentes escenarios.

A pesar de que hasta ahora no se están considerando a las emisiones de bióxido de carbono como un factor en la toma de decisiones se observa que para los casos de estudio donde el precio del gas natural es superior a \$10/GJ existe una reducción mayor de gases de efecto invernadero generados por todo el sistema. Lo anterior responde a que por encima de este precio la mayoría de las corriente que tienen la calidad necesaria para ser usadas en el sistema de cogeneración alcanzan la factibilidad económica de ser usadas como combustible suplementario, lo cual disminuye el uso de combustible fresco y a la vez ayuda a mitigar las pérdidas económicas por el alza de los precios en la materia prima. En este caso se tiene que en estos casos las ganancias disminuyen enormemente con respecto a los otros escenarios; sin embargo, esto se debe al hecho de que no se está considerando un cambio en el precio de la electricidad producida que se relacione al incremento en el precio de la materia prima. El considerar que el precio de la electricidad no se modifica ayuda a que los escenarios respondan a las variables con incertidumbre de una forma más agresiva y de esta manera se puede apreciar más el efecto de las variables en las ganancias y las emisiones de gases de efecto invernadero.



a)



b)

Figura 30. a) Emisiones de CO₂ en diferentes escenarios cuando se maximiza la ganancia esperada; b) Emisiones de CO₂ en diferentes escenarios cuando se maximiza el peor escenario.

4.2.2 Análisis ambiental

En este análisis se busca encontrar la configuración que permita minimizar las emisiones de bióxido de carbono que se generan sin importar el impacto económico que esto requiera.

La Figura 31 ilustra las curvas de probabilidad acumulada para las ganancias cuando se minimiza el promedio de las emisiones de bióxido de carbono y cuando se minimiza el peor escenario de emisiones de efecto invernadero. Se aprecia que cuando se pone como prioridad la minimización de las emisiones no es posible analizar diferentes escenarios debido a que ambas curvas son casi idénticas, por tanto existe una posibilidad muy cercana de tener grandes ganancias con la solución de máximo y de mínimo riesgo, esto implica que el diseño que se propone es altamente estable ante la incertidumbre de los flujos y la volatilidad que se asignó al precio del combustible fresco alimentado al sistema de cogeneración.

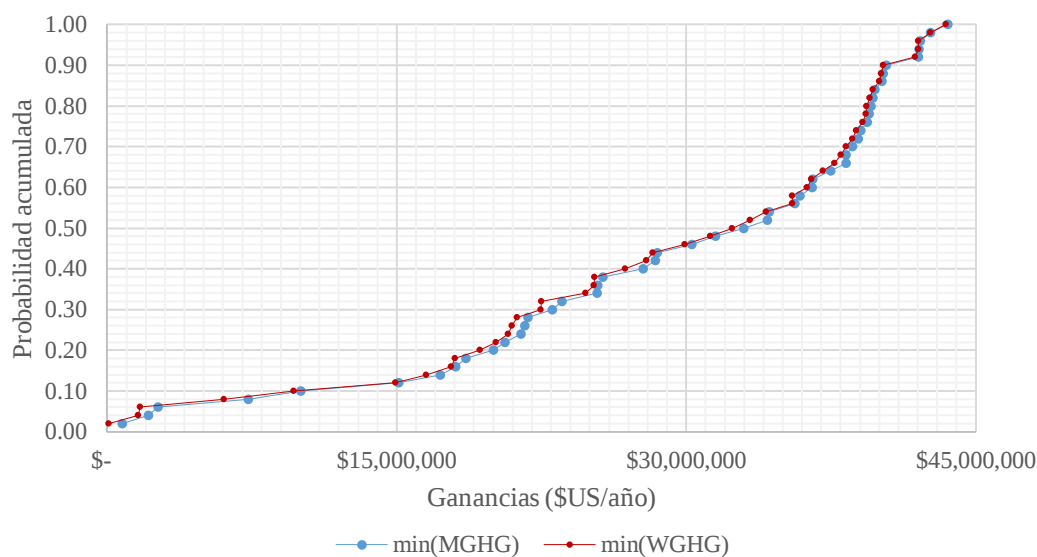


Figura 31. Curvas de probabilidad acumulada de obtener un valor de ganancia determinado cuando se maximizan el valor promedio y el peor escenario de las emisiones.

La Figura 32 muestra la probabilidad acumulada de obtener un valor de emisiones de bióxido de carbono. En esta figura la variación entre el valor máximo y el mínimo es de apenas 23 ton/año lo que no representa una diferencia significativa por lo que se los escenarios son independientes de la probabilidad. Además, a pesar de la tendencia de la gráfica si se presta atención a los valores que se tienen, el valor máximo que se alcanza en esta grafica está muy

cercano al mínimo de emisiones que se tiene en la Figura 27 del análisis económico y si se observan las ganancias que se pueden obtener cuando se le da prioridad al medio ambiente no se está sacrificando mucho dinero a cambio de una gran reducción en las emisiones que se están generando.

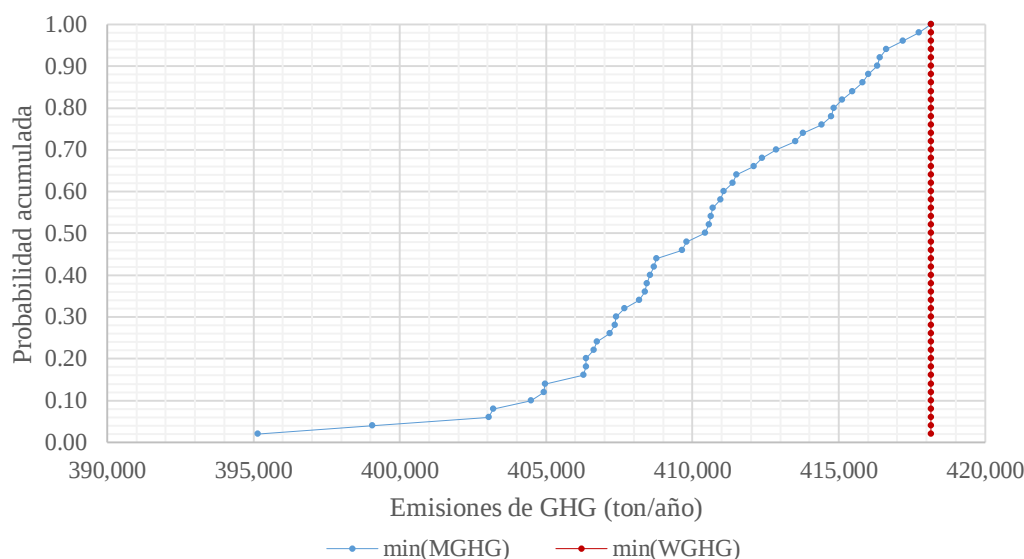


Figura 32. Probabilidad acumulada de obtener un valor de emisiones cuando se minimiza el promedio y el peor escenario de las emisiones.

4.2.3 Análisis multiobjetivo

Para este análisis se consideran al mismo tiempo las cuatro funciones objetivos que hasta ahora se han presentado. El método *Goal Programming* fue utilizado para crear una nueva función objetivo que permita considerar simultáneamente aspectos económicos y ambientales. De esta manera se tienen los siguientes resultados:

La figura 33 muestra la probabilidad acumulada para las ganancias que se obtienen cuando se estudia el problema multiobjetivo. Las probabilidades de obtener ganancias por encima de \$1,000,000/año se encuentran por debajo del 50%; sin embargo, la reducción en las emisiones de bióxido de carbono fue tal que se encuentra cerca del mínimo para todos los escenarios. La implementación del sistema en este caso da como resultado un balance positivo en las ganancias ya que se está ahorrando por la compra de electricidad y a la vez se tiene una ganancia de al menos \$771,460US/año (Figura 34a).

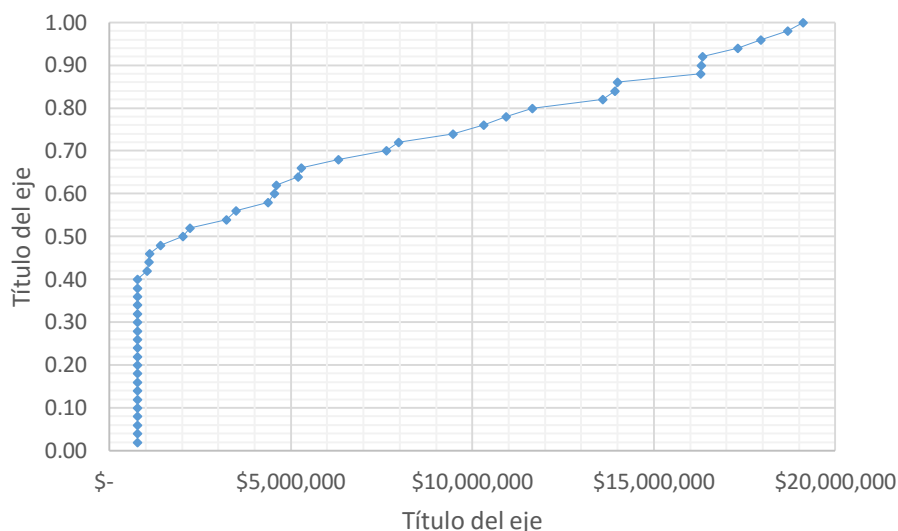
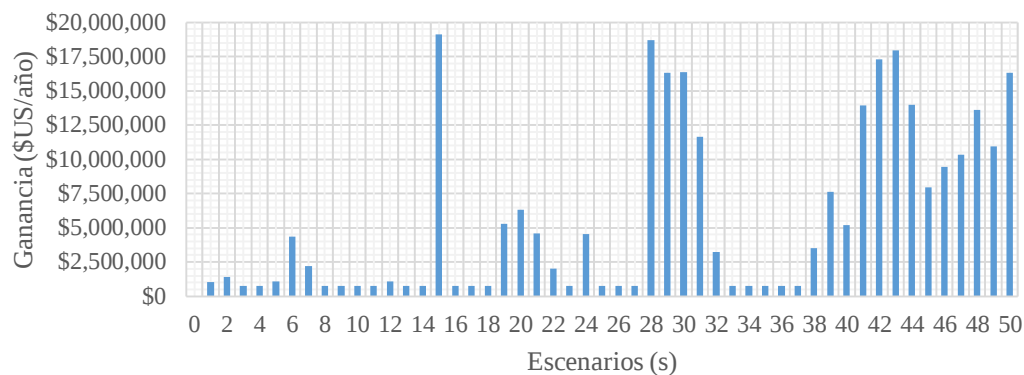
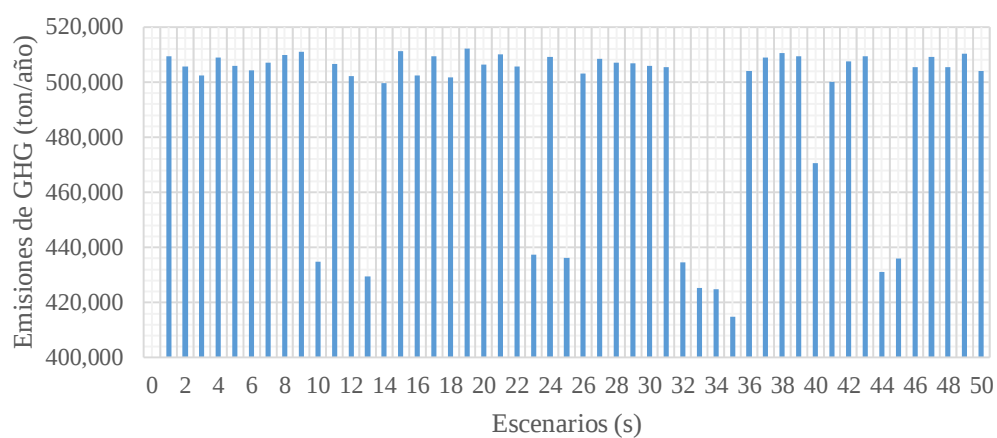


Figura 33. Probabilidad acumulada de obtener determinada ganancia cuando se hace optimización multiobjetivo.

Las emisiones de bióxido de carbono presentan variaciones en cada escenario (Figura 34b) pero mantienen un valor promedio ya que siempre se busca utilizar la mayor cantidad de gases combustibles de desecho de las diferentes plantas para alimentar el sistema de cogeneración, los escenarios en los que las emisiones de bióxido de carbono se reducen resultan de un aumento en el precio del gas natural que facilita la utilización de corrientes de provenientes de situaciones anormales y/o a que en dichos escenarios existe un aumento en la calidad y cantidad de las corrientes disponibles para quemarse en la caldera. Al igual que en el caso de estudio 1 resulta más fácil minimizar el valor de SV_3 y SV_4 (correspondientes a las emisiones de CO_2) que el valor de SV_1 y SV_2 (correspondientes a las ganancias). Sin embargo, en este caso de estudio no solo el precio del gas natural juega un rol importante también la fluctuante calidad de los gases que se desechan juega un papel fundamental para la toma de decisiones. Utilizar este modelo junto con datos históricos confiables resulta en una gran herramienta que indica si utilizar un sistema de cogeneración es o no la mejor opción para disminuir la quema y venteo de gases en la industria del petróleo.



a)



b)

Figura 34. a) Ganancias en los diferentes escenarios cuando se utiliza el método *goal programming*; b) Emisiones de CO₂ en diferentes escenarios cuando se utiliza el método *goal programming*.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó un modelo de optimización para aprovechar el calor de las corrientes combustibles de desecho provenientes de diferentes industrias. Estas corrientes se utilizan como combustible suplementario y se alimentan a una caldera que funciona como motor principal de un sistema de cogeneración que satisface la energía eléctrica de las plantas. El modelo se formula como un problema mixto entero no lineal y está basado en una nueva superestructura que permite determinar el tamaño óptimo de los equipos que se requieren así como las condiciones de operación del sistema, todo esto tomando en cuenta la incertidumbre asociada a la ocurrencia de situaciones anormales. Principalmente se toman en cuenta tres variables inciertas, la primera son los flujos de las corrientes combustibles que desechan las plantas, la segunda es la intercambiabilidad que presentan los gases para utilizarse en lugar del gas natural a través del índice de Wobbe y finalmente el precio del gas natural que constantemente atraviesa periodos de inestabilidad y que hoy en día ha alcanzado precios sumamente bajos.

Se presenta la solución de dos casos de estudio con diferentes corrientes que tradicionalmente se queman sin ser aprovechadas y que emulan a los complejos de refinación y petroquímica que tiene México, en el primero se considera que todas las corrientes de desecho siempre tienen la calidad adecuada para utilizarlos en la caldera, los resultados mostraron que se tiene una alta probabilidad de tener beneficios económicos y ambientales cuando se saca provecho de las situaciones anormales para producir electricidad ya que se disminuyen costos y se mitiga la generación de bióxido de carbono. En el segundo caso de estudio se toma en cuenta la variabilidad en la calidad de los gases combustibles. En este caso la situación se torna más adversa debido a que no siempre se tienen gases de desecho disponibles para alimentar la caldera porque en algunos escenarios las características de los gases podrían afectar el desempeño de los equipo; sin embargo, siguen existiendo beneficios tanto ambientales como económicos cuando se utilizan este tipo de sistemas.

Cabe destacar que el modelo que se presenta es aplicable a cualquier otro caso de estudio y los resultados que ofrece la solución del mismo son una gran herramienta para los tomadores de decisiones ya que ayuda a visualizar el riesgo económico ambiental que está asociado a la realización del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

1. U.S. Energy Information Administration
2. Höök, M.; Tang, X., Depletion of fossil fuels and anthropogenic climate change—A review. *Energy Policy* **2013**, 52, 797-809.
3. Lee, R., The Outlook for Population Growth. *Science (New York, N.Y.)* **2011**, 333 (6042), 569-573.
4. Kamrava, S.; Gabriel, K. J.; El-Halwagi, M. M.; Eljack, F. T., Managing abnormal operation through process integration and cogeneration systems. *Clean Technologies and Environmental Policy* **2014**, 17 (1), 119-128.
5. Davoudi, M.; Rahimpour, M. R.; Jokar, S. M.; Nikbakht, F.; Abbasfard, H., The major sources of gas flaring and air contamination in the natural gas processing plants: A case study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* **2013**, 13, 7-19.
6. Farina M.F., Flare Gas Reduction. Recent global trends and policy considerations. *General Electric Company*, GE Energy, GEA18592, **2010**.
7. Brooke, A.; Kendrick, D.; Meeruas, A.; Raman, R. GAMS-language guide; GAMS Development Corporation: Washington DC, USA, 2015.
8. Onwukwe Stanley, I., Gas-to-Liquid technology: Prospect for natural gas utilization in Nigeria. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* **2009**, 1 (6), 190-194.
9. Mourad, D.; Ghazi, O.; Noureddine, B., Recovery of flared gas through crude oil stabilization by a multi-staged separation with intermediate feeds: A case study. *Korean Journal of Chemical Engineering* **2010**, 26 (6), 1706-1716.
10. Rahimpour, M. R.; Jamshidnejad, Z.; Jokar, S. M.; Karimi, G.; Ghorbani, A.; Mohammadi, A. H., A comparative study of three different methods for flare gas recovery of Asaloooye Gas Refinery. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* **2012**, 4, 17-28.
11. Jagannath, A.; Hasan, M. M. F.; Al-Fadhli, F. M.; Karimi, I. A.; Allen, D. T., Minimize Flaring through Integration with Fuel Gas Networks. *Industrial & Engineering Chemistry Research* **2012**, 51 (39), 12630-12641.
12. Kazi, M.-K.; Mohammed, F.; AlNouss, A. M. N.; Eljack, F., Multi-objective optimization methodology to size cogeneration systems for managing flares from uncertain sources during abnormal process operations. *Computers & Chemical Engineering* **2015**, 76, 76-86.

13. Cochran, E.; Bullemer, P., ASM: Not by New Technology Alone. *AIChE conference* **1996**.
14. Raman, R.; Brown, K., Abnormal situation management in process control: do we have it under control? Sydney Ian Cameron, University of Queensland, St Lucia, Queensland, Australia.
15. Noda, M.; Nishitani, H., Plant shift ability evaluation for abnormal situation management. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering* **2011**, 6 (3), 503-508.
16. Yang, A.; Lu, M. L., A formulation of the collaboration mechanism for integrated abnormal situation management. *Computers & Chemical Engineering* **2000**, 24 (2-7), 539-544.
17. Paltrinieri, N.; Scarponi, G.; Khan, F.; Hauge, S., Addressing dynamic risk in the petroleum industry by means of innovative analysis solutions. *Chemical Engineering Transactions* **2014**, 36, 451-456.
18. Vedam, H.; Dash, S.; Venkatasubramanian, V., An intelligent operator decision support system for abnormal situation management. *Computers & Chemical Engineering* **1999**, 23, S577-S580.
19. Bullemer, P. T.; Kiff, L.; Tharanathan, A., Common procedural execution failure modes during abnormal situations. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* **2011**, 24 (6), 814-818.
20. Report No. 2.79/288, Flaring and Venting in the oil gas exploitation and production industry, an overview of purpose quantities, issues, practices and trends, January **2000**.
21. Bader, A.; Baukal, C.; Bussman, W., Selecting the Proper Flare Systems. *Chemical Engineering Progress* **2011**, 107 (7), 45-50. (Workshop on Energy and Water Security. Doha Qatar)
22. Carbon Dioxide Information Analysis Center
23. Evans, L. B.; Vataavuk, W. M.; Stone, D. K.; Lynch, S. K.; Pandullo, R. F.; Koucky, W. Capitulo 1 Antorchas. *EPA/452/B-02-001* September **2000**.
24. Onsite Sycam Energy Corporation.. Review of combined heat and power technologies. *U.S. Department of Energy* **1999**.
25. U.S. Department of Energy. Efficiency and Energy. How To Calculate The True Cost of Steam. *Industrial Technologies Program* **2003**.
26. Commercial Buildings Consortium Energy Solutions Center Inc. A costumer guide to combined heat and power. www.ESCenter.org

27. Cengel, Y. A. B.; Michael, A.; Campos Olguín, V.; Colli Serrano, M. T., *Termodinámica*. **2003**.
28. Smith, J. M.; Van Ness, H. C.; Abbott, M. M.; Medal, E. G. U.; Mondragón, M. d. C. H., *Introducción a la termodinámica en ingeniería química*. McGraw-Hill: **1980**.
29. Ramos, M. A.; Boix, M.; Montastruc, L.; Domenech, S., Multiobjective Optimization Using Goal Programming for Industrial Water Network Design. *Industrial & Engineering Chemistry Research* **2014**, 53 (45), 17722-17735.
30. Otro
31. <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios/701-seguimiento-precio-gas-natural-datos.html>
32. Hasan, M. M. F.; Karimi, I. A.; Avison, C. M., Preliminary Synthesis of Fuel Gas Networks to Conserve Energy and Preserve the Environment. *Industrial & Engineering Chemistry Research* **2011**, 50 (12), 7414-7427.
33. Ulrich G.D. and Vasudevan P. T., How to Estimate Utility Costs. *Engineering Practice* **2006**, 66-69.
34. Bruno, J. C.; Fernandez, F.; Castells, F.; Grossmann, I. E., A Rigorous MINLP Model for the Optimal Synthesis and Operation of Utility Plants. *Chemical Engineering Research and Design* **1998**, 76 (3), 246-258.
35. Tawarmalani, M. and N. V. Sahinidis, A polyhedral branch-and-cut approach to global optimization, *Mathematical Programming* 2005, 103(2), 225-249.

APÉNDICE

A.1. Parámetros

Tabla A1. kmol de CO₂ producido por kmol de cada componente de las corrientes de desecho.

Formula	Nombre	X _C
H ₂	Hidrogeno	0
CH ₄	Metano	1
C ₂ H ₂	Acetileno	2
C ₂ H ₄	Etileno	2
C ₂ H ₆	Etano	2
C ₃ H ₆	Propeno	3
C ₄ H ₆	Butadieno	4
C ₆ H ₆	Benceno	6
H ₂ O	Agua	0
C ₃ H ₈	Propano	3
C ₄ H ₁₀	Butano	4
C ₅ H ₁₂	Pentano	5
C ₉ H ₁₂	Cumeno	9
C ₁₂ H ₁₈	Diisopropilbenceno	12

Tabla A2. Peso molecular, kmol de CO₂ producido por kmol de cada componente del combustible fresco y composición.

Formula	Nombre	PM _{Fr}	X _{C_{Fr}}	Y _{Fr}
CH ₄	Metano	16	1	0.924
C ₂ H ₆	Etano	30	2	0.065
C ₃ H ₈	Propano	44	3	0.008
iC ₄ H ₁₀	iso-Butano	58	4	0.002
nC ₄ H ₁₀	n-Butano	58	4	0.002

Tabla A3. Poder calorífico neto.

Corrientes	LHV (MJ/M ³)
A	41.01
B	35.14
C	35.33
D	56.46
E	56.96
F	60.68
G	33.88
H	41.63
I	59.07
J	70.32
K	103.8
L	69.86
M	143.56
N	87.14
O	145.33
P	156.61
Q	186.14

El cálculo de las emisiones de bióxido de carbono se hizo bajo el supuesto de que se alcanzaba una combustión total y los únicos productos que se generaban eran vapor de agua y bióxido de carbono. Por lo que se utilizaron factores estequiométricos para calcular la cantidad de gases de efecto invernadero producidos.

Tabla A4. Ecuaciones de la combustión de los compuestos que se encuentran en las corrientes que desechan las plantas.

Componente	Formula	PM (kg/kmol)	Reacción de combustión
Hidrogeno	H ₂	2	$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$
Metano	CH ₄	16	$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$
Acetileno	C ₂ H ₂	26	$2C_2H_2 + 5O_2 \rightarrow 4CO_2 + 2H_2O$
Etileno	C ₂ H ₄	28	$C_2H_4 + 3O_2 \rightarrow 2CO_2 + 2H_2O$
Etano	C ₂ H ₆	30	$2C_2H_6 + 7O_2 \rightarrow 4CO_2 + 6H_2O$
Propileno	C ₃ H ₆	42	$2C_3H_6 + 9O_2 \rightarrow 6CO_2 + 6H_2O$
Propano	C ₃ H ₈	44	$C_3H_8 + 5O_2 \rightarrow 3CO_2 + 4H_2O$
Butadieno	C ₄ H ₆	54	$2C_4H_6 + 11O_2 \rightarrow 8CO_2 + 6H_2O$
i-Butano	C ₄ H ₁₀	58	$2iC_4H_{10} + 13O_2 \rightarrow 8CO_2 + 10H_2O$
n-Butano	C ₄ H ₁₀	58	$2nC_4H_{10} + 13O_2 \rightarrow 8CO_2 + 10H_2O$
Pentano	C ₅ H ₁₂	72.15	$C_5H_{12} + 8O_2 \rightarrow 5CO_2 + 6H_2O$
Benceno	C ₆ H ₆	78	$2C_6H_6 + 15O_2 \rightarrow 12CO_2 + 6H_2O$
Cumeno	C ₉ H ₁₂	120.19	$C_9H_{12} + 12O_2 \rightarrow 9CO_2 + 6H_2O$
DIPB	C ₁₂ H ₁₈	162.3	$2C_{12}H_{18} + 33O_2 \rightarrow 24CO_2 + 18H_2O$
Agua	H ₂ O	18	N/A