



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

**FACULTAD DE INGENIERIA QUÍMICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

“INTEGRACIÓN SUSTENTABLE DE PLANTAS TERMOELÉCTRICAS CON BIOREFINERÍAS BASADAS EN MICROALGAS PARA LA CAPTURA ECONÓMICA DE GASES CON EFECTO INVERNADERO”

Tesis presentada por:

M.C. CÉSAR GIOVANI GUTIÉRREZ ARRIAGA

**PARA OBTENER EL GRADO DE DOCTOR EN
CIENCIAS EN INGENIERÍA QUÍMICA**

Dirigido por:

Dr. MEDARDO SERNA GONZÁLEZ

y

Dr. JOSÉ MARÍA PONCE ORTEGA

Morelia, Michoacán

Agosto del 2014





**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE
SAN NICOLÁS DE HIDALGO**



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

**INTEGRACIÓN SUSTENTABLE DE PLANTAS
TERMOELÉCTRICAS CON BIOREFINERÍAS BASADAS EN
MICROALGAS PARA LA CAPTURA ECONÓMICA DE GASES
CON EFECTO INVERNADERO**

TESIS presentada por:

CÉSAR GIOVANI GUTIÉRREZ ARRIAGA

Dirigida por:

Doctor en Ciencias en Ingeniería Química Medardo Serna González

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

DOCTOR EN CIENCIAS EN INGENIERÍA QUÍMICA

Morelia, Mich.

Agosto 2014

DEDICATORIA

A mi hijo **César Santiago Gutiérrez Hernández**, por ser mi mayor motivación y ser el motor de mi vida para nunca rendirme sobre todas las adversidades y poder llegar a ser un ejemplo para él. Gracias por existir, por darme la dicha de ser tu papá y por tu sonrisa que me llena de ánimos y fuerzas. Te amo.

A mi esposa **Blanca Laelia Hernández González**, por tu paciencia, comprensión, fortaleza y sacrificio, me inspiraste a ser mejor para ti y por ser mi principal fuente de inspiración y superación en la vida. Gracias por estar conmigo y brindarme tu amor.

A mi madre **Ana María Arriaga Sánchez**, por apoyarme en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante, por ser un excelente ejemplo de vida a seguir, por estar siempre a mi lado y darme todo tu amor de madre, pero sobre todo, por ser una maravillosa mujer y mamá. Gracias por todo.

A mis hermanos: **Omar Gutiérrez Arriaga** y **Nancy Gutiérrez Arriaga**, por ser parte importante de mi vida, gracias por su paciencia, por compartir sus vidas a mi lado, pero sobre todo, por estar en los momentos cuando más los he necesitado.

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco primeramente a **Dios** por haberme permitido llegar hasta este punto y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza y haberme dado salud para lograr mis objetivos.

Al **Dr. Medardo Serna González**, mi más amplio agradecimiento por haberme confiado este trabajo y haber realizado mis estudios de posgrado bajo su dirección, gracias por su paciencia ante mi inconsistencia, por sus conocimientos, por su valiosa dirección y apoyo para seguir este camino de tesis y llegar a la conclusión del mismo. Gracias por su amistad y aliento.

Al **Dr. José María Ponce Ortega**, por haberme recibido en su grupo de investigación, por su amistad, por sus consejos y su gran sabiduría y paciencia, apoyo y animo que me brindo durante mis estudios de posgrado y mi estancia doctoral, gracias por apoyarme en el desarrollo de mi tesis. Le agradezco todo el respaldo y apoyo que he recibido de usted.

A los integrantes del comité tutorial: **Dr. Rafael Maya Yescas**, **Dr. Salvador Hernández Castro** y **Dr. Agustín Jaime Castro Montoya**, por todas sus aportaciones y observaciones realizadas al presente proyecto, las cuales me ayudaron a mejorarlo.

A todos **mis compañeros y amigos**, que siempre estuvieron brindándome su apoyo incondicional, su amistad, sus consejos. Gracias por su tiempo.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (**CONACyT**), por el apoyo financiero otorgado para la realización de este proyecto de tesis, ya que sin su apoyo no hubiera sido posible este sueño profesional.

A la **Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo**, por el apoyo brindado para culminar esta meta profesional, a la cual, estaré siempre en deuda por la oportunidad otorgada para realizar mis estudios de posgrado.

RESUMEN

Por: M.C. César Giovanni Gutiérrez Arriaga

En este trabajo se presenta la formulación y aplicación de modelos de optimización multi-objetivo para maximizar la ganancia anual y minimizar el impacto ambiental de plantas de potencia de vapor regenerativas con recalentamiento integradas con biorefinerías basadas en microalgas. El propósito de este sistema energético es reducir las emisiones a la atmósfera de dióxido de carbono asociadas con la generación de electricidad en plantas termoeléctricas, usando para tal efecto la biofijación de este gas con efecto invernadero por microalgas cultivadas en estanques abiertos para producir biomasa y el posterior procesamiento de ésta para producir biodiesel y alga residual que, a su vez, es empleada como combustible en la caldera de la planta de potencia. Dado que el biodiesel y el alga residual así obtenidos pueden sustituir combustibles fósiles, el sistema energético propuesto puede evitar la emisión a la atmósfera de grandes volúmenes de gases con efecto invernadero y, de esta manera, contribuir a minimizar los efectos negativos del cambio climático sobre la salud humana y los ecosistemas.

Para calcular las propiedades termodinámicas del agua y el vapor en el ciclo de la planta termoeléctrica se utiliza el modelo riguroso IAPWS-IF97 (acrónimo en inglés de International Association for the Properties of Water and Steam). El impacto ambiental se mide por la metodología del Eco-indicador 99 que sigue los principios del análisis del ciclo de vida. El conjunto de soluciones óptimas de la curva Pareto se obtiene usando el método ϵ -constraint. El problema de optimización incluye la selección de las fuentes primarias de energía (combustibles fósiles, biomasa, biocombustibles, y energía solar) más adecuadas para la generación sustentable de electricidad. Para resolver el problema de la selección óptima de las fuentes de energía, un modelo lineal se desarrolla y se incluye dentro de un modelo de simulación altamente no lineal para la optimización de los parámetros de las plantas de potencia de vapor que se resuelve mediante el uso de algoritmos genéticos.

El modelo desarrollado se aplicó a un caso de estudio. Los resultados obtenidos muestran que el sistema integrado que se propone en esta tesis podría ser rentable, ya que contempla apropiadamente las interacciones másicas y energéticas existentes entre las plantas termoeléctricas y las biorefinerías basadas en microalgas. Esta aproximación muestra que el

sistema integrado es autosuficiente desde un punto energético, lo que reduce su impacto ambiental y su costo.

Palabras clave: Plantas de potencia de vapor, generación sustentable de electricidad, energía renovable, biocombustibles, emisiones de gases con efecto invernadero, optimización multi-objetivo, análisis del ciclo de vida.

Dirigido por: Dr. Medardo Serna González y Dr. José María Ponce Ortega

ABSTRACT

By: M.C. César Giovanni Gutiérrez Arriaga

This thesis presents the formulation and implementation of a multi-objective optimization model to maximize the annual profit and minimize the environmental impact of regenerative steam power plants with reheat integrated with biorefineries based on microalgae. The purpose of this energy system is to reduce emissions of carbon dioxide associated with the electricity generation in power plants, using for this purpose the biofixation of this greenhouse gas by cultured microalgae in open raceway ponds to produce biomass and the subsequent processing of this resource to produce biodiesel and residual algae, which in turn is used as fuel in the boiler of the power plant. Since the biodiesel and residual algae thus obtained can replace fossil fuels, the proposed energy system can avoid the emission into the atmosphere of large amounts of greenhouse gases and thus help minimize the negative effects of climate change on human health and ecosystems.

To calculate the thermodynamic properties of water and steam in the cycle of the power plant, the IAPWS-IF97 (International Association for the Properties of Water and Steam) rigorous model is used. The environmental impact is measured by the methodology of the Eco-indicator 99 which follows the principles of life cycle assessment. The set of Pareto curve optimal solutions is obtained using the ε -constraint method. The optimization problem involves the selection of primary sources most suitable for sustainable energy generation (fossil fuels, biomass, and biofuels). To solve the problem of optimal choice of energy sources, a linear model is developed and included within a highly nonlinear model simulation to optimize the parameters of the steam power plant that is solved by the use genetic algorithms.

The developed model was applied to a case study. The results show that the proposed integrated system in this thesis could be profitable as it properly considers the existing mass and energy interactions between power plants and algae-based biorefineries. This approach shows that the integrated system is self-sufficient from an energy point of view, reducing its environmental impact and cost.

Supervised by: Dr. Medardo Serna González and Dr. José María Ponce Ortega

CONTENIDO

RESUMEN	i
ABSTRACT	iii
CONTENIDO	iv
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS	viii
NOMENCLATURA	x
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	2
1.1. Antecedentes.....	3
1.1.1. Antecedentes de la generación sustentable de electricidad para plantas de potencia de vapor.....	4
1.1.2. Antecedentes de la integración sustentable para la producción de biodiesel de algas con plantas de potencia eléctricas de vapor para la mitigación de gases con efecto invernadero.....	7
1.2. Justificación.....	13
1.3. Hipótesis.....	14
1.4. Objetivos.....	14
1.4.1. Objetivo general.....	14
1.4.2. Objetivos particulares.....	14
CAPÍTULO 2. OPTIMIZACIÓN MULTI-OBJETIVO DE PLANTAS DE POTENCIA DE VAPOR PARA LA GENERACIÓN SUSTENTABLE DE ELECTRICIDAD	16
2.1. Resumen.....	17
2.2. Planteamiento del problema.....	18
2.3. Marco de simulación-optimización.....	21
2.3.1. Formulación matemática.....	21
2.3.2. Definición de las funciones objetivo.....	23
2.3.2.1. Función objetivo económica.....	23

2.3.2.2. Función objetivo ambiental.....	25
2.3.3. Procedimiento de solución.....	28
2.3.3.1. El método ε -constraint.....	29
2.3.3.2. Marco de simulación-optimización.....	30
2.4. Caso de estudio.....	36
2.5. Resultados.....	37
 CAPÍTULO 3. INTEGRACIÓN SUSTENTABLE PARA LA PRODUCCIÓN DE BIODIESEL DE ALGAS CON PLANTAS DE POTENCIA ELECTRICA DE VAPOR PARA LA MITIGACIÓN DE GASES CON EFECTO INVERNADERO.....	 44
3.1. Resumen.....	45
3.2. Descripción del sistema.....	46
3.3. Planteamiento del problema.....	50
3.4. Evaluación del impacto ambiental.....	52
3.4.1. Definición del objetivo y alcance.....	52
3.4.2. Análisis del inventario.....	53
3.4.3. Evaluación del impacto.....	54
3.4.4. Interpretación.....	62
3.5. Método de solución.....	62
3.5.1. Método ε -constraint.....	62
3.5.2. Marco de simulación-optimización.....	63
3.6. Resultados de la optimización y discusión.....	68
 CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES GENERALES Y TRABAJO FUTURO.....	 74
4.1. Conclusiones.....	75
4.2. Productos obtenidos.....	76
4.3. Trabajo futuro.....	78
 APÉNDICE A. FUNCIONES DE COSTO DE CAPITAL.....	 79
APÉNDICE B. MODELO DE PRODUCCIÓN DE ALGAS PARA BIODIESEL...	82

APÉNDICE C. CÁLCULO DE LOS TÉRMINOS <i>REVENUE</i> Y <i>TAC</i>.....	89
APÉNDICE D. CÁLCULO DE LOS FACTORES DE DAÑO GLOBAL.....	92
APÉNDICE E. MODELO TERMODINÁMICO DEL CICLO RANKINE	
REGENERATIVO CON RECALENTAMIENTO.....	101
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	117
PORTADAS DE ARTÍCULOS PUBLICADOS.....	130

INDICE DE TABLAS

	Página
2.1 Datos para combustibles fósiles biocombustibles y biomasa disponible.....	36
2.2 Eco-indicadores usados para el caso de estudio.....	37
2.3 Eco-indicadores para las soluciones A, A' y B para un TAX de \$5/ton CO ₂ eq.....	38
2.4 Costos y $TAX CREDIT$ para las soluciones A, A' y B para un TAX de \$5/ton CO ₂ eq.....	39
2.5 Fuentes de energía primaria seleccionadas para soluciones representativas a lo largo de la curva Pareto para un TAX de \$5/ton CO ₂ eq.....	40
2.6 Ganancia bruta e impacto ambiental de las soluciones representativas a lo largo de la curva Pareto para un TAX de \$5/ton CO ₂ eq.....	41
3.1 Consumo de electricidad de las etapas del proceso de producción de algas a biodiesel.....	50
3.2 Factores de daño global para los materiales y combustibles considerados.....	59
3.3 Costos unitarios, valores caloríficos y factores de emisiones para los combustibles considerados.....	67
3.4 Puntos A y B de la curva Pareto para un S^{GHG} de \$5/ton CO ₂ equiv.....	69
3.5 Flujos de materiales y combustibles en los puntos A y B para un S^{GHG} de \$5/ton CO ₂ equiv.....	71
3.6 Resultados económicos para los puntos A y B para un S^{GHG} de \$5/ton CO ₂ equiv.....	73

INDICE DE FIGURAS

	Página
1.1 Microalga <i>Chlorella Vulgaris</i> empleada para producir biodiesel.....	9
1.2 Representación esquemática de un sistema conceptual para biofijación de CO ₂ de las plantas de potencia de vapor con microalgas para la producción de biocombustibles.....	10
2.1 Planta de potencia de vapor avanzada con 6 calentadores de agua de alimentación y 1 desaerador.....	20
2.2 Limites del sistema para las etapas del ciclo de vida.....	27
2.3 Método de solución propuesto.....	29
2.4 Curvas Pareto para <i>TAX</i> de \$5/ton CO ₂ eq. a \$100/ton CO ₂ eq.....	42
2.5 Zonas positivas de las curvas Pareto para <i>TAX</i> de \$5/ton CO ₂ eq. a \$100/ton CO ₂ eq.....	43
3.1 Sistema integrado de energía propuesto para la captura biológica de las emisiones de CO ₂ de las plantas de potencia de vapor utilizando el cultivo de microalgas para la producción de biodiesel.....	48
3.2 Agregación de los efectos y categorías de daño para calcular el valor del Eco-indicador.....	56
3.3 Presentación esquemática de los combustibles y flujos de CO ₂ con y sin el proceso de producción de biodiesel de algas.....	60
3.4 Curvas Pareto para el sistema integrado de energía con y sin un subsidio para la reducción de las emisiones de GEI de \$5/ton CO ₂ equiv.....	70
B1 Dimensiones de los estanques abiertos ó "Raceway Ponds.....	83

E1	Algoritmo de cálculo del módulo de la turbina.....	107
----	--	-----

NOMENCLATURA

Indices

bf	Biocombustible
bm	Biomasa
f	Combustible fósil
g_E	Restricción explícita
h_l	Ecuaciones modelo implementado en el simulador de procesos
h_E	Restricción explícita
n	Nutriente
NU	Número de unidades en el sistema
u	Unidad del equipo principal
x	Variables de salida
x_D	Variables de decisión

Parámetros

C_{BD}	Precio unitario del biodiesel producido, (\$/ton)
C_{bf}	Costo unitario del biocombustible bf , (\$/ton)
$C_{bf}^{Biofuel}$	Costo del biocombustible, (\$/kg)
C_{bm}	Costo unitario de la biomasa externa bm , (\$/ton)
$C_{bm}^{Biomass}$	Costo de la biomasa, (\$/kg)
C_{EP}	Precio unitario de la electricidad, (\$/MW)
C_E	Costo unitario de la electricidad, (\$/kW-h)

C_f	Precio unitario del combustible fósil f , (\$/ton)
C_f^{Fossil}	Costo del combustible fósil, (\$/kg)
C_{GLY}	Precio unitario del glicerol producido, (\$/ton)
C_{hex}	Costo unitario del hexano, (\$/ton)
C_n	Costo unitario del nutriente n , (\$/ton)
C_{op}^{Solar}	Costo de operación anual para el colector solar, (\$/año)
Cu^{Solar}	Costo unitario de operación para el colector solar, (\$/kJ)
C_w	Costo unitario del agua de reposición, (\$/ton)
D_t	Segundos por mes
DF_b^c	Factor de daño asociado con el químico b y categoría de daño c
Em_{bf}^{Comb}	Emisiones directas de CO ₂ de biocombustible bf , (kg CO ₂ /kg)
Em_{bm}^{Comb}	Emisiones directas de CO ₂ de biomasa externa bm , (kg CO ₂ /kg)
Em_f^{Comb}	Emisiones directas de CO ₂ de combustible fósil f , (kg CO ₂ /kg)
Em_{LD}^{Comb}	Emisiones directas de CO ₂ de biomasa de algas LD , (kg CO ₂ /kg)
Em_{bf}^{LCA}	Emisiones de GEI del ciclo de vida para biocombustible bf , (ton de CO ₂ equiv/ton)
Em_{bm}^{LCA}	Emisiones de GEI del ciclo de vida para biomasa externa bm , (ton de CO ₂ equiv/ton)
Em_{Coal}^{LCA}	Emisiones de GEI del ciclo de vida para el carbón (combustible de referencia), (ton de CO ₂ equiv/ton)
Em_D^{LCA}	Emisiones de GEI del ciclo de vida para el diesel bf , (ton de CO ₂ equiv/ton)
Em_f^{LCA}	Emisiones de GEI del ciclo de vida para el combustible fósil f , (ton de CO ₂ equiv/ton)

FC^{Solar}	Costo fijo para el colector solar, (\$)
HV_{BD}	Valor calorífico para el biodiesel, (MJ/ton)
HV_{bf}	Valor calorífico para el biocombustible bf , (MJ/ton)
HV_{bm}	Valor calorífico para la biomasa externa bm , (MJ/ton)
HV_f	Valor calorífico para el combustible fósil f , (MJ/ton)
HV_{FD}	Valor calorífico para el diesel, (MJ/ton)
HV_{LD}	Valor calorífico para la biomasa de algas LD , (MJ/ton)
$HV_{bf}^{Biofuel}$	Poder calorífico de biocombustible bf , (MJ/kg)
$HV_{bm}^{Biomass}$	Poder calorífico de biomasa bm , (MJ/kg)
HV_f^{Fossil}	Poder calorífico de combustible fósil f , (MJ/kg)
H_y	Horas de operación de la planta, (8000 h/año)
$IC(d)$	Conjunto de categorías de impacto c que contribuyen a la categoría de daño d
K_F	Factor utilizado para anualizar el costo de capital, (0.3 año^{-1})
$LCIE_b^{bf}$	Inventario del ciclo de vida del químico b por unidad de biocombustible bf
$LCIE_b^{bm}$	Inventario del ciclo de vida del químico b por unidad de biomasa bm
$LCIE_b^{emis}$	Inventario del ciclo de vida del químico b por unidad de emisión $emis$
$LCIE_b^f$	Inventario del ciclo de vida del químico b por unidad de combustible fósil f
$LCIE_b^n$	Inventario del ciclo de vida del químico b por unidad de nutriente n
$LCIE_b^u$	Inventario del ciclo de vida del químico b por unidad de masa del equipo u
NF_d	Factor de Normalización para la categoría de daño d
N_{pop}	Número de individuos
ODF_{bf}	Factor de daño global para el biocombustible bf , (Eco-puntos/ton)

ODF_{bm}	Factor de daño global para la biomasa externa bm , (<i>Eco-puntos/ton</i>)
ODF_f	Factor de daño global para el combustible fósil f , (<i>Eco-puntos/ton</i>)
ODF_n	Factor de daño global para nutriente n , (<i>Eco-puntos/ton</i>)
ODF_u	Factor de daño global para el material de construcción de la unidad u , (<i>Eco-puntos/ton</i>)
ODF_{re}	Factor de daño global, (<i>Eco-puntos/ton</i>)
Q^{Solar}	Promedio de calor suministrado al colector solar, ($kJ/m^2\ mes$)
$R_{bf}^{Biofuel}$	Subsidio por la reducción de emisiones de GEI por combustión de biocombustibles bf
$R_{bm}^{Biomass}$	Subsidio por la reducción de emisiones de GEI por combustión de biomasa bm
R_f^{Fossil}	Subsidio por la reducción de emisiones de GEI por combustión de combustibles fósil f
R^{Solar}	Subsidio por la reducción de emisiones de GEI por energía solar
S^{GHG}	Subsidio por la reducción de emisiones de GEI, ($\$/ton$)
VC^{Solar}	Costo variable para el colector solar, ($\$/m^2$)
WF_d	Factor de ponderación para la categoría de daño d
w_{OIL}	Contenido de lípido en biomasa de algas (<i>% en peso de biomasa seca</i>)
ε	Parámetro auxiliar del método ε -constraint
η_{bf}	Eficiencia de la caldera para el biocombustible bf
η_{bm}	Eficiencia de la caldera para la biomasa bm
η_f	Eficiencia de la caldera para el combustible fósil f
$\alpha_{AC}^{CO_2}$	Eficiencia en la utilización del CO_2
α_{AH}^{CENT}	Fracción recuperada de la biomasa de alga en la cosecha primaria (centrifugación)
α_{AH}^{FLOC}	Fracción recuperada de la biomasa de alga en la recolección primaria (floculación)

α_{OIL}	Fracción recuperada de lípido en la etapa de extracción de aceite
δ_{CO_2}	Demanda de CO ₂ en kg-CO ₂ /kg-biomasa
τ_{DT}	Fracción de las horas de todo el día que se suministra de gas a la etapa de cultivo
γ_{AB}	Productividad de cultivo de algas, (g/m ² d).

Variables

A_{heater}	Área del calentador de agua de alimentación, (m ²)
A^{Solar}	Área del colector solar, (m ²)
CAP	Costo de capital instalado, (\$)
CAP_u	Costo de capital para cada unidad del equipo principal unidad u , (\$)
COP	Costo de operación total anual, (\$/año)
COP_{ES}	Costo anual mínimo de las fuentes de energía utilizadas en la caldera, (\$/año)
CAP_{COND}	Costo de capital para el condensador, (\$)
$CAP_{DEAERATOR}$	Costo de capital para el desaerador, (\$)
CAP_{HEATER}	Costo de capital para el calentador de agua de alimentación, (\$)
CAP_{PUMP}	Costo de capital para la bomba centrífuga, (\$)
CAP_{Solar}	Costo de capital para el colector solar, (\$)
CAP_{TURB}	Costo de capital para la turbina, (\$)
CAP_{Tank}	Costo de capital para el tanque utilizado para el colector solar, (\$)
DAM_d	Daño global para la categoría de daño d
E_{AC}	Requerimiento de potencia para el cultivo de microalga, (MW/año)
E_{AH}	Requerimiento de potencia para la recolección de biomasa de alga, (MW/año)

E_{BP}	Requerimiento de potencia para la etapa de producción de biodiesel, ($MW/año$)
Ec_1	Eco-indicadores de la energía necesaria para operar la bomba, ($Eco-puntos/año$)
Ec_2	Eco-indicadores de la energía necesaria para operar el ventilador de la torre de enfriamiento, ($Eco-puntos/año$)
Ec_3	Eco-indicadores de la energía necesaria para operar las bombas de agua de alimentación, ($Eco-puntos/año$)
Ec_4	Eco-indicadores para la producción de acero inoxidable requerido por la caldera, ($Eco-puntos/año$)
Ec_5	Eco-indicadores para la producción de acero inoxidable requerido por el condensador, ($Eco-puntos/año$)
Ec_t	Eco-indicadores para la producción de acero inoxidable requerido por las turbinas, ($Eco-puntos/año$)
Ec_h	Eco-indicadores para la producción de acero inoxidable requerido por los calentadores de agua de alimentación, ($Eco-puntos/año$)
$Ec_{Climate}$	Daños a la salud humana debido al cambio climático, ($Eco-puntos/kg\ CO_2$)
$Ec_{Resource}$	Daños a los recursos causado por la extracción de combustibles, ($Eco-puntos/kg\ comb$)
$Ec_{bf}^{Biofuel}$	Eco-indicadores para biocombustibles bf , ($Eco-puntos \cdot h/año \cdot kg\ comb$)
$Ec_{bm}^{Biomass}$	Eco-indicadores para biomasa bm , ($Eco-puntos \cdot h/año \cdot kg\ comb$)
Ec_f^{Fossil}	Eco-indicadores para combustibles fósil f , ($Eco-puntos \cdot h/año \cdot kg\ comb$)
Ec^{Solar}	Eco-indicador para el colector solar, ($Eco-puntos/m^2\ año$)
EI	Impacto ambiental, ($Eco-puntos/año$)
E_{PP}	Requerimiento de potencia para el bombeo del agua de alimentación en la planta

	de potencia, ($MW/año$)
E_{OE}	Requerimiento de potencia para la etapa de extracción de aceite, ($MW/año$)
$EI99$	Eco-indicador 99 (impacto ambiental global), ($Eco-puntos/año$)
f_1	Función objetivo ganancia anual bruta
f_2	Función objetivo impacto ambiental
f_3	Costo anual de las fuentes de energía
F_B	Flujo en función de costo (A7), (ton/h)
$F_{bf}^{Biofuel}$	Flujo de biocombustible bf , ($kg comb/h$)
$F_{bm}^{Biomass}$	Flujo de biomasa bm , ($kg comb/h$)
F_f^{Fossil}	Flujo de combustible fósil f , ($kg comb/h$)
FC	Costo de capital anual para el sistema, ($\$/año$)
F_{AC}	Flujo de biomasa de alga producido en la etapa de cultivo, ($ton/año$)
F_{AH}^{CENT}	Flujo de biomasa de alga dejando la cosecha secundaria (centrifugación), ($ton/año$)
F_{AH}^{FLOC}	Flujo de biomasa de alga dejando la cosecha primaria (floculación), ($ton/año$)
F_{BD}	Flujo de biodiesel producido, ($ton/año$)
F_{bf}	Flujo de biocombustible bf , ($ton/año$)
F_{bm}	Flujo de biomasa bm , ($ton/año$)
F_{CO_2}	Flujo de CO_2 generado en la caldera de la planta de potencia, ($ton/año$)
F_{GLY}	Flujo de glicerol producido, ($ton/año$)
F_f	Flujo de combustible fósil f , ($ton/año$)
F_{HEX}	Flujo de hexano (consumo), ($ton/año$)
F_{LD}	Flujo de biomasa de alga de lípido-agotado, ($ton/año$)

F_n	Flujo de nutriente n (consumo), ($ton/año$)
F_{N2}	Flujo de nitrógeno (consumo), ($ton/año$)
F_{OIL}	Flujo de lípido recuperado de la biomasa de alga, ($ton/año$)
F_{PH}	Flujo de fosfato (consumo), ($ton/año$)
F_{MW}	Flujo de agua de recuperación (consumo), ($ton/año$)
F_{emis}	Flujo de emisiones $emis$ liberadas por el sistema, ($ton/año$)
IMP_c	Daño ambiental causado en la categoría de impacto c
LCI_b^{tot}	Inventario total del ciclo de vida del químico b
NEP	Potencia eléctrica neta para el sistema integrado de energía, ($MJ/año$)
OP	Costo de operación para el sistema, ($\$/año$)
P_{pump}	Requerimientos de potencia para la bomba de la torre de enfriamiento, (kW)
P_{fan}	Requerimientos de potencia para el ventilador de la torre de enfriamiento, (kW)
P_w	Potencia de la bomba en función de costo (A5), (kW)
$PROFIT$	Ganancia anual bruta, ($\$/año$)
QH	Carga de calor en la caldera, ($MJ/año$)
Q_H	Carga de calor en la caldera, (kW)
Q_L	Calor removido en el condensador, (kW)
$REVENUE$	Ingresos por la venta de electricidad y bioproductos, ($\$/año$)
TAC	Costo total anualizado, ($\$/año$)
$TAX CREDIT$	Subsidio total debido a la reducción de las emisiones de GEI, ($\$/año$)
we_{boiler}	Masa aproximada de acero contenida en la caldera, (kg)
$we_{condenser}$	Masa aproximada de acero contenida en el condensador, (kg)
we_h	Masa aproximada de acero contenida en el calentador, (kg)

w_{e_t}	Masa aproximada de acero contenida en la turbina, (kg)
w_{e_u}	Masa del material de construcción para la unidad principal u
w_p	Energía necesaria para operar las bombas de agua de alimentación, (kW)
W_{ST}	Potencia generada por la turbina, (kW)

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

El consumo de electricidad en todo el mundo está creciendo rápidamente y se espera que aumente significativamente en las próximas décadas debido al crecimiento demográfico y el desarrollo económico y social, especialmente en los países en desarrollo. De hecho, la Agencia Internacional de Energía, conocida como IEA por sus siglas en inglés (IEA, 2010), estima que el consumo mundial de electricidad se incrementará en un 95.8% durante el período de 2008 a 2035 utilizando el escenario de caso de referencia "política actual", a partir de 16,800 TWh a 32,900 TWh (crecimiento anual promedio de 3.55%). La creciente demanda mundial de energía eléctrica de los sectores residencial, comercial, industrial y de transporte está estrechamente relacionada con el desarrollo humano, social y económico.

En la actualidad, las plantas de potencia son alimentadas con combustibles fósiles convencionales (carbón, petróleo y gas natural), y seguirán siendo, la forma dominante de la generación de electricidad en el mundo. De hecho, más del 65% de la electricidad mundial se genera a partir de los sistemas de energía de combustibles fósiles (IEA, 2008). Por lo tanto, no hay duda de que los combustibles fósiles contribuyen enormemente a la calidad de vida gracias a un fácil acceso a la electricidad. Sin embargo, junto con sus beneficios, las centrales eléctricas de combustión de combustibles fósiles emiten gran cantidad de dióxido de carbono (CO_2) y otros contaminantes al aire, como el dióxido de sulfuro, óxidos de nitrógeno y partículas en suspensión. Entre los gases de efecto invernadero (GEI), el dióxido de carbono es el más importante en términos de gases emitidos y el cambio climático antropogénico, como consecuencia de las emisiones de CO_2 procedentes de las fuentes de energía fósil, con más del 60% de las emisiones mundiales estimadas causadas por los sistemas de generación de energía (Metz y col., 2005). Para satisfacer la creciente demanda mundial de electricidad, las proyecciones indican que los combustibles fósiles, especialmente el carbón y el gas natural, seguirán siendo componentes críticos del suministro de electricidad en el mundo, al menos durante las próximas décadas. Por lo tanto, se espera que las emisiones de dióxido de carbono aumente considerablemente. En la Perspectiva Internacional de Energía 2010 en el caso de referencia (DE/EIA, 2010), las emisiones mundiales de dióxido de carbono de la producción de energía se prevé que incrementen de 28.1 billones de toneladas métricas en 2005 hasta 42.3 billones de toneladas métricas en 2030, lo que significa un incremento del 50% en 25 años. Por lo tanto, el CO_2 generado por la combustión de

combustibles fósiles para la generación de electricidad es, sin duda, uno de los problemas ambientales más urgente de nuestro tiempo debido al calentamiento global.

En este sentido, está claro que ninguna estrategia actual logrará en las próximas décadas la reducción necesaria de las emisiones de CO₂ para estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero a 350 ppm en la atmósfera, que es el nivel sustentable para evitar los peligros asociados al cambio climático a largo plazo. En cambio, está ampliamente aceptado que se necesitará un portafolio de opciones sociales y tecnológicas que se puedan utilizar solas o en combinación para lograr reducciones significativas de las emisiones antropogénicas de CO₂ a partir de diversas fuentes, que van desde los gases de combustión industrial a las emisiones del tubo de escape de los vehículos de transporte personal (Pacala y Socolow, 2004). Los principales componentes de este portafolio incluyen cambios en el estilo de vida para promover la conservación de energía y control de la población, las mejoras en la eficiencia de conversión de energía y el uso de la demanda, el cambio de combustible (es decir, sustitución del carbón por combustibles menos intensivos en carbono como el gas natural), la adopción a gran escala de las fuentes renovables de bajo y cero carbono (es decir, eólica, solar y biomasa) y la captura y almacenamiento de carbono (CCS) de emisiones de CO₂ del combustible fósil y la combustión de biomasa, y la mitigación biológica del carbono.

En este contexto es en el que se inserta la presente tesis, donde se proponen dos metodologías basadas en una búsqueda a través de algoritmos genéticos para el desarrollo y la aplicación de un modelo de optimización multi-objetivo para plantas de potencia de vapor para la generación sustentable de electricidad; así como la integración sustentable para la producción de biodiesel de algas con plantas de potencia eléctrica de vapor para la mitigación de gases con efecto invernadero. La descripción de estas aportaciones se muestra en las siguientes secciones.

1.1 ANTECEDENTES

En la presente tesis se aborda el problema de la mitigación del CO₂ de los gases de efecto invernadero procedentes del uso y quema de los combustibles fósiles en las plantas de potencia de vapor. En particular, se proponen dos metodologías para evaluar el impacto sobre el ambiente de las plantas de generación de electricidad con combustibles fósiles. Los antecedentes se presentan a continuación.

1.1.1 Antecedentes de la generación sustentable de electricidad para plantas de potencia de vapor

Hoy en día, la técnica de Evaluación del Ciclo de Vida, conocida como LCA por sus siglas en inglés (Life Cycle Assessment) ha sido aceptada para evaluar y cuantificar el impacto ambiental de un producto, proceso o actividad (Guinée y col., 1993a; Guinée y col., 1993b), donde varias categorías de impacto se pueden identificar sin el análisis de los aspectos económicos y la optimización del proceso. Diferentes aplicaciones del LCA en el área del diseño del proceso incluyen la producción de mineral boro (Azapagic y Clift, 1999), y la producción de etilenglicol (Ciric y Huchette, 1993). Eliceche y col., (2007) presentaron un enfoque de programación matemática para minimizar el impacto ambiental y para determinar las condiciones operacionales óptimas para una planta de procesamiento de etileno que utiliza gas natural como combustible. Chouinard-Dussault y col. (2010) presentaron una metodología para el uso del LCA en la integración de procesos. Brunef y col. (2011) presentaron un marco para el diseño óptimo de procesos biotecnológicos basados en el uso combinado de simulación de procesos, la optimización multi-objetivo y el LCA. Cristóbal y col. (2011) propusieron un problema de optimización multi-objetivo que produce electricidad mediante la quema de carbón, que se formula para incluir indicadores económicos, sociales y ambientales. Ponce-Ortega y col. (2011a) presentaron un modelo de optimización multi-objetivo para la síntesis de redes de reciclo y reúso basados en propiedades. López-Maldonado y col. (2011) propusieron un problema multi-objetivo para la síntesis de redes de intercambio de calor considerando simultáneamente la minimización del costo anual total y el impacto ambiental. Santibañez-Aguilar y col. (2011) resolvieron un problema de optimización para la planificación óptima de una biorrefinería, que considera simultáneamente la maximización de la ganancia y la minimización del impacto ambiental. Además, una serie de estudios del LCA que evalúan las emisiones de gases de efecto invernadero de los sistemas de energía eléctrica han aparecido recientemente en la literatura. Específicamente, Weisser (2007) presentó un análisis del ciclo de vida de las emisiones de GEI de las cadenas de producción de electricidad, con especial atención a las tecnologías de combustibles fósiles, energía nuclear y energías renovable en la Unión Europea y Japón. Varun-Bhat y col. (2009) proporcionan una revisión de la energía existente y el análisis del ciclo de vida del CO₂ de las fuentes renovables basados en sistemas de generación de electricidad. Recientemente, Martínez y col. (2012) resolvieron un problema de programación mixta entera lineal para seleccionar las

plantas de generación conectadas a la red eléctrica de Argentina, minimizando las emisiones del ciclo de vida de los gases de efecto invernadero y el costo de operación. En este contexto, el método propuesto por Dantus y High (1999), se ha utilizado para convertir el problema de optimización bi-objetivo en un problema de optimización de un solo objetivo. Problemas de optimización multi-objetivo con objetivos ambientales y económicos también se ha resuelto utilizando el método “ ε -constraint”, el cual fue aplicado por Hugo y Pistikopoulos (2005) para diseño y planificación de redes de cadenas de suministro, Fu y Diwekar (2004) para minimizar costo y emisiones de gases de efecto invernadero de plantas y Finnveden y col. (2003) para evaluación de riesgos.

Las plantas de potencia con quema de combustible fósil basadas en el ciclo de Rankine regenerativo son ampliamente utilizadas para la generación eléctrica en el mundo. Por lo tanto, las plantas de potencia de vapor juegan un papel importante en cualquier debate relacionado con la generación de electricidad y la mitigación del cambio climático. A través de los años se han producido una serie de contribuciones en la literatura para el diseño y análisis de las plantas de potencia de vapor (ver por ejemplo, Salisbury, 1950; El-Wakil, 1984; Haywood, 1991; Bejan y col., 1996; Smith, 2005; Moran y Shapiro, 2006; Mohan y El-Halwagi, 2007; Farhad y col., 2008; Al-Azri y col., 2009; El-Halwagi, 2012). Los trabajos antes mencionados sólo han considerado los aspectos termodinámicos y económicos de las plantas de potencia de vapor, por lo que en todos estos casos las emisiones de gases de efecto invernadero no están optimizadas en base al ciclo de vida. Como el interés en las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los combustibles fósiles ha incrementado en los últimos años, algunos estudios han propuesto la aplicación del LCA para evaluar el impacto sobre el ambiente de las plantas de generación de electricidad con combustibles fósiles. Odeh y Cockerill (2008) presentan una evaluación de las emisiones del ciclo de vida de los gases de efecto invernadero de las plantas de potencia con captura y almacenamiento de carbono. Martínez y Eliceche (2009) propusieron un modelo de programación mixto entero no-lineal para minimizar las emisiones del ciclo de vida del CO₂ de las plantas de potencia, pero no incluyeron un criterio económico como un objetivo de optimización. Kucukvar y Tatari (2011) desarrollaron un modelo híbrido Eco-LCA para evaluar escenarios de co-combustión de algas en una central de carbón, no sólo de las emisiones y el consumo de energía, sino también de la perspectiva de los recursos ecológicos contables. Jeswani y col. (2011) utilizaron el enfoque del LCA para evaluar los impactos ambientales y económicos

de la generación de electricidad de las centrales eléctricas de co-combustión de carbón con tres tipos de biomasa en el Reino Unido. Además, Bamufleh y col. (2012) presentaron un enfoque de optimización multi-objetivo para el proceso de cogeneración que implica compensaciones económicas, ambientales y sociales.

Para contribuir aún más a la literatura existente en el área de la producción sustentable de electricidad con combustibles fósiles, este trabajo considera la integración del LCA y la optimización de procesos para simultáneamente maximizar la ganancia mientras minimiza el impacto ambiental de las plantas de generación de potencia Rankine regenerativa con configuraciones fijas. El impacto ambiental se mide por la metodología del Eco-indicador 99 (Azapagic y Clift, 1999), que sigue los principios del LCA. El problema de optimización incluye la selección de múltiples fuentes primarias de energía como los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural), biocombustibles, biomasa (madera suave y madera dura), y energía solar. En particular, el desarrollo de las energías renovables puede contribuir a conseguir una reducción significativa de las emisiones de CO₂. Por lo tanto, es necesario determinar la cantidad de cada tipo de fuente de energía que debe ser utilizada por la planta de potencia de vapor con el fin de lograr este objetivo. Proponemos un marco de simulación-optimización, que combina un modelo de simulación con algoritmos genéticos "AG" (Goldberg, 1989) para resolver el problema óptimo de diseño, el cual es altamente no lineal. Este enfoque utiliza la programación lineal para incorporar la selección óptima de las fuentes de energía primaria para cada individuo en cada generación de la optimización con AG. Una ventaja de este enfoque es que no se traten decisiones discretas que corresponderían a un modelo mixto entero no lineal complejo. La formulación rigurosa IAPWS-IF97 (Wagner y col., 2000) se utiliza para calcular las propiedades termodinámicas del agua y el vapor en el ciclo de la planta de vapor. El método de optimización es aplicado a un caso de la generación de energía eléctrica en México.

1.1.2 Antecedentes de la integración sustentable para la producción de biodiesel de algas con plantas de potencia eléctrica de vapor para la mitigación de gases con efecto invernadero

Puesto que los combustibles fósiles seguirán siendo la principal fuente de energía para generar electricidad en las próximas décadas, incluso con una expansión muy fuerte del uso de fuentes alternativas de energía, en los últimos años se han realizado muchos estudios para desarrollar diseños de procesos innovadores que integren la captura y almacenamiento del carbono (CCS) con la quema de combustibles fósiles en plantas de potencia para evitar que las emisiones de CO₂ se acumulen en la atmósfera y para reducir el impacto climático de la generación de potencia en el futuro a corto plazo (Rao y Rubin, 2002; Rubin y col., 2007; Sheppard y Scolow, 2007; Stauffer y col., 2011; Rubin y Zhai, 2012; Wang y col., 2013a). Sin embargo, el CCS sigue residiendo en su fase pre-comercial en el contexto de la generación de potencia (Hetland, 2012). Además, antes de su aplicación a escala industrial, el CCS es una estrategia que debe superar varios desafíos tecnológicos tales como la disminución de la eficiencia de la planta de potencia debido al alto consumo de energía (Jenni y col., 2013) y la falta de un método de almacenamiento seguro a largo plazo de dióxido de carbono para volúmenes de CO₂ inyectado que será mayor que cualquier cosa intentada anteriormente (Stauffer y col., 2011).

La combinación de eliminación biológica de CO₂ emitida por las plantas de potencia que utilizan combustibles fósiles y la producción de biocombustibles para sustituir los combustibles fósiles es una estrategia alternativa de reducción de GEI que consiste en dos pasos (Farrelly y col., 2013; Lam y col., 2012; Pires y col., 2012; Wang y col., 2008). En primer lugar, los organismos autótrofos y las plantas producen biomasa en el proceso de fijación de CO₂ mediante la fotosíntesis. Entonces, la biomasa producida puede ser convertida en biocombustibles a través de varias tecnologías de conversión, así como algunos productos químicos de valor agregado (Chisti, 2007; Darzins y col., 2010; Harun y col., 2010; Santibañez-Aguilar y col., 2011; Ng y col., 2012; Akgul y col., 2012; Kelloway y Daoutidis, 2013; Murillo-Alvarado y col., 2013; Ng y col., 2013; Rizwan y col., 2013; Shabani y col., 2013; Santibañez-Aguilar y col., 2013; Santibañez-Aguilar y col., 2014; Yuan y col., 2013; Gebreslassie y col., 2013a; Wang y col., 2013b; Gebreslassie y col., 2013b; You y Wang, 2011; Yue y col., 2013). Por lo tanto, los

biocombustibles a partir de biomasa renovable pueden ser una parte importante de cualquier estrategia sustentable y rentable para evitar un aumento de la concentración atmosférica de CO₂ mediante la sustitución de los combustibles fósiles, y por lo tanto, de sus emisiones de CO₂ asociadas. En este contexto, hoy en día el cultivo de microalgas para la biofijación de CO₂ está recibiendo considerable atención en el mundo debido a que las microalgas unicelulares crecen rápidamente, y microorganismos multicelulares simples tienen la capacidad de fijar el CO₂ durante la captura de la energía solar con eficiencia de 10 a 50 veces mayor que la de las plantas terrestres (Li y col., 2008) y pueden duplicar su biomasa en menos de un día para la mayoría de especies bajo condiciones de crecimiento favorables (Tredici, 2010). Además de su alta tasa de crecimiento, la productividad y la eficiencia fotosintética, las microalgas se consideran una materia prima ideal para la producción tanto de biocombustibles y subproductos valiosos, ya que ofrecen varias ventajas (Santibañez-Aguilar y col., 2011; Ng y col., 2012) incluyendo (i) materia prima basada en recursos no alimentarios, (ii) utilización de una amplia variedad de fuentes de agua (agua fresca, agua salobre, salina y aguas residuales), (iii) uso de otro tipo, las tierras no productivas, no cultivadas, (iv) alta capacidad para capturar las emisiones de CO₂ como aproximadamente 2 kg de CO₂ se fijan por cada kg de biomasa generada, y (v) rendimientos más altos de aceite (60 m³ ha⁻¹) que los de las materias primas convencionales para biodiesel como la jatrofa (2 m³ ha⁻¹) y la soya (0.45 m³ ha⁻¹).

La microalga *Chlorella Vulgaris* (Figura 1.1) corresponde a un género versátil cuya composición de lípidos, carbohidratos, fibras y proteínas, entre otros componentes, la hace una fuente potencial para la obtención en gran escala de diversos bioproductos entre los que se encuentran biocombustibles, fertilizantes, comida animal y aceites finos. Los lípidos más comunes en las células de las algas son los triglicéridos (Teoh y col., 2004; Cardozo y col., 2007). Estos lípidos son utilizados por las células de las algas como un compuesto de almacenamiento y son similares a los lípidos que se encuentran en el aceite vegetal. Los lípidos de las microalgas son principalmente ésteres de glicerol formados por ácidos grasos con cadenas constituidas de 14-20 átomos de carbono. En promedio, la biomasa de microalgas está constituida por 20-30% de lípidos, de 40-50% de proteínas y la parte restante contiene carbohidratos, que en algunas especies pueden llegar hasta el 55% de la biomasa, y otros compuestos de importancia menor (Benemann, 1997; Borowitzka, 1999). El contenido de aceite (% en peso de biomasa seca) de la microalga *Chlorella Vulgaris* es de 42% (Yeh y Chang, 2012). Los lípidos de algas se

localizan dentro de la célula en forma de gotitas almacenadas o en la membrana celular. El pequeño tamaño de la célula de alga y del espesor de la pared celular dificultan la liberación del aceite. La extracción de este aceite requiere la ruptura de la pared celular y la membrana celular (Darzins y col., 2010) y el uso de un solvente como el hexano, etanol, dimetil éter y cloroformo para recuperar los ácidos grasos en el interior del alga (Tran y col., 2009; Alves y col., 2010; Lee y col., 2010). El aceite extraído de la microalga es mezclado con alcohol y un ácido o una base (transesterificación) para producir ésteres y glicerol. El aceite de alga es convertido en biodiesel en una reacción de transesterificación (Chisti, 2007; Demirbas, 2011).

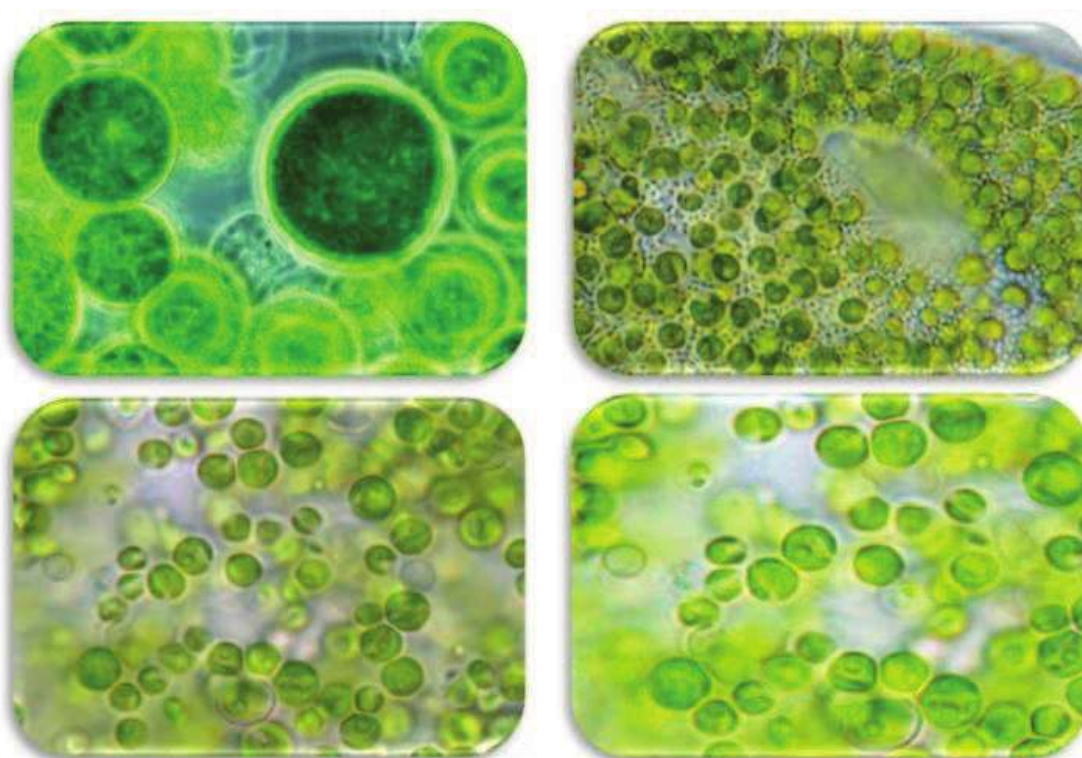


Figura 1.1. Microalga *Chlorella Vulgaris* empleada para producir biodiesel.

La integración de la producción de biocombustibles de algas (es decir, el cultivo de microalgas para biofijación simultánea de CO₂ de los gases de escape de la combustión y la producción de biocombustibles) con plantas de potencia que utilizan combustibles fósiles pueden aumentar la cantidad de electricidad producida por unidad de CO₂ liberado. Además, este sistema integrado de energía podría generar sinérgicamente electricidad y biocombustible líquido a partir de biomasa de microalgas. Cabe señalar que en la producción de biocombustible, el CO₂ fijado

por las microalgas es esencialmente reciclado porque este dióxido de carbono se libera a la atmósfera cuando se quema el biocombustible basado en microalgas, entonces, será reabsorbido por las plantas y microalgas a través del proceso de la fotosíntesis y, finalmente, la cadena de transformación de biomasa en energía, la biomasa resultante se puede convertir de nuevo en biocombustible utilizando las tecnologías existentes, creando así un equilibrio entre la energía y el ciclo del carbono de una manera sustentable. Bajo este escenario, no hay captura permanente de CO_2 , sin embargo, hay una reducción neta acumulada en los flujos netos de carbono a la atmósfera cuando el biocombustible producido a partir de microalgas se utiliza para la generación de energía en lugar de algo de combustible fósil (combustible fósil desplazado). Por otra parte, después de la eliminación del componente lípido, la biomasa restante se puede co-alimentar con combustibles fósiles en la planta de potencia para reducir el consumo total de combustible fósil y las emisiones de gases de efecto invernadero subsecuentes del sistema integrado. Además, la planta de potencia puede suministrar las cargas térmicas requeridas y las demandas de electricidad del subsistema de algas de producción de biocombustible. Por lo tanto, hay un beneficio neto significativo, en términos de emisiones globales de CO_2 evitadas, cuando la generación de electricidad a partir de combustible fósil es integrada con la producción de biocombustible de microalgas. La Figura 1.2 resume estas interacciones relevantes de energía y masa entre los componentes del sistema de energía integrado bajo consideración.

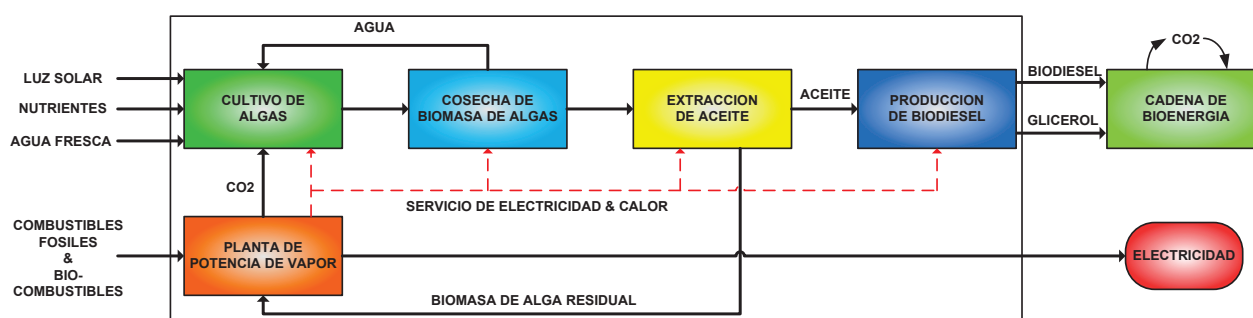


Figura 1.2. Representación esquemática de un sistema conceptual para biofijación de CO_2 de las plantas de potencia de vapor con microalgas para la producción de biocombustibles.

A pesar de sus ventajas antes mencionadas, ningún estudio sistemático se ha llevado a cabo para optimizar estos sistemas de energía integrados involucrando los aspectos económicos y ambientales de la sustentabilidad. Hasta el momento, existen varios estudios sobre la evaluación del ciclo de vida de sistemas independientes para la producción de biocombustibles a partir de algas como materia prima (Brentner y col., 2011; Clarens y col., 2010; Clarens y col., 2011; Jorquera y col., 2010; Murphy y Allen, 2011; Shirvani y col., 2011; Soratana y Landis, 2011; Vasudevan y col., 2012; Campbell y col., 2011; Xu y col., 2011; Yang y col., 2011; Stephenson y col., 2010; Batan y col., 2010; Khoo y col., 2011; Lardon y col., 2009; Rickman y col., 2013; Ventura y col., 2013). Aunque estos trabajos de investigación pueden dar una idea de los impactos económicos y ambientales, así como la viabilidad técnica de las diferentes opciones para las condiciones de cultivo, las configuraciones de fotobiorreactores, la recolección de algas y de procesamiento de la biomasa de algas, no logran alcanzar mejoras significativas tanto en los objetivos económicos y ambientales para evaluar la producción de biocombustible de microalgas de forma independiente de la planta de potencia de combustión de combustible fósil. Además, Brune y col. (2009) y Pokoo-Aikins y col. (2010) han presentado análisis preliminares de la conversión de CO₂ de plantas de potencia que utilizan gases de combustión de combustibles fósiles en biomasa para microalgas. Aunque estos dos métodos han demostrado que la producción de biocombustible a partir de microalgas es a la vez económica y ambientalmente sustentable, se basan en los valores especificados para el flujo y la composición de la corriente de gas de combustión para diseñar el sistema de producción de biodiesel de microalgas. Por lo tanto, ambos métodos optimizan el sistema de algas en biocombustible independiente de las plantas de potencia debido a que no se toma en cuenta explícitamente las interacciones que se muestran en la Figura 1.2 entre los componentes del sistema.

El propósito de esta tesis es presentar una estrategia de optimización multi-objetivo para la síntesis de los sistemas de energía integrados que consisten de una planta de potencia de combustible fósil de 400 MW con una instalación y estructura de diagrama de flujo fija para la producción de biocombustible a partir de algas. En el enfoque propuesto, el modelo de optimización multi-objetivo reportado por Gutiérrez-Arriaga y col. (2013) para las plantas de potencia de vapor junto con el modelo para la producción de biocombustible de algas se combinan en un modelo matemático general para la optimización multi-objetivo de los sistemas integrados de energía. De este modo, las interacciones entre los dos componentes del sistema

pueden ser tomados en cuenta explícitamente en la formulación del problema de optimización en el que el impacto ambiental debe ser minimizado, mientras que se maximiza la ganancia bruta anual del sistema. Sólo el cultivo de microalgas en estanques abiertos es investigada considerando que el CO_2 se distribuye 12 horas al día. El procedimiento propuesto consiste en la selección de las fuentes de energía primarias adecuadas (es decir, combustibles fósiles, biomasa, biocombustibles y energía solar) para la generación de electricidad sustentable. La técnica de evaluación del ciclo de vida (ver ISO, 2006a; ISO, 2006b) se utiliza para cuantificar el impacto ambiental y las emisiones de gases de efecto invernadero resultantes de las diferentes combinaciones de las fuentes de energía y las condiciones de operación del sistema integrado. Esta técnica se basa en el marco cuantitativo del Eco-indicador 99 que expande los límites del sistema para incorporar los impactos ambientales asociados a las etapas del ciclo de vida (todos los procesos asociados con la extracción de materias primas y el procesamiento, la generación de energía y la producción de capital), por lo que puede generar y evaluar alternativas de diseño con conciencia ambiental que se encuentran en el nivel "global" (sistema de producción expandida), más que a un nivel de planta. Las propiedades termodinámicas del agua líquida y vapor son calculadas rigurosamente usando la formulación IAPWS-IF 97 (Wagner y col., 2000). Además, el impacto de un precio de negociación de las emisiones de carbono (es decir, impuesto sobre el carbono/subsidio) en la ganancia del sistema se incluye en la formulación matemática. El equilibrio entre los objetivos económicos y ambientales se obtiene a través del método “ ϵ -constraint” para generar una curva Pareto. Un caso de estudio ilustrativo se presenta, que consiste en una planta de potencia de vapor regenerativa con recalentamiento integrada con una instalación para la producción de biodiesel de algas en México. Los resultados muestran que el sistema de energía integrado podría ser rentable. Además, podría contribuir a mejorar la sustentabilidad, ya que se puede cultivar biomasa de microalgas utilizando las emisiones de CO_2 de las centrales termoeléctricas para la biomitigación de CO_2 y producción de biodiesel simultáneamente.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El consumo de energía es uno de los medidores más confiables del progreso de una sociedad. Hasta ahora, a mayor progreso corresponde un mayor consumo de energía y viceversa. De hecho, el permanente progreso que han experimentado las economías emergentes del mundo, como China, Brasil, Corea del Sur, México y la India, así como el mantenimiento del *status quo* de los países desarrollados han provocado una creciente demanda de energía. Sin embargo, todas las formas de las fuentes de energía, tanto las habituales como las denominadas alternativas o no convencionales, impactan negativamente, en mayor o menor medida, al ambiente. En particular, dado que el progreso actual de la humanidad se ha estado sustentado en la explotación y el consumo desorbitante de combustibles fósiles, uno de los grandes problemas ambientales que enfrentamos hoy en día es el efecto invernadero ocasionado por los gases generados por la combustión de tales fuentes convencionales de energía, entre los que sobresale el dióxido de carbono.

Para solucionar este problema, desde la década de los años 70's se han venido realizando estudios para la explotación de fuentes alternas de energía que minimicen el impacto nocivo al ambiente. Sin embargo, en la práctica todavía no hay tecnologías comercialmente disponibles que sean económicamente competitivas con las fuentes convencionales de energía. Ante esta situación, se ha intentado minimizar el consumo de energía de plantas industriales usando principalmente la técnica de integración térmica de procesos. Esta aproximación ha disminuido, efectivamente, la factura energética y, por ende, el costo de operación de las plantas industriales. No obstante, el problema todavía no ha sido abordado con una visión integral en la que, al mismo tiempo, se tome en cuenta la minimización del consumo de energía y del impacto ambiental de los procesos productivos. Por lo tanto, el desarrollo de una metodología de optimización que simultáneamente incorpore criterios económicos (o termodinámicos) y de impacto ambiental adquiere importancia estratégica para obtener un funcionamiento sustentable y rentable de los sistemas de generación y uso de energía. En particular, en este trabajo se propone el desarrollo de tal metodología para plantas de potencia de vapor. Los modelos de las plantas de potencia de vapor son altamente no-convexos y no lineales. Por lo tanto, se justifica el uso de algoritmos genéticos para obtener las soluciones óptimas.

1.3 HIPÓTESIS

El modelo de optimización multi-objetivo propuesto en este trabajo tomará en cuenta las interacciones más importantes entre plantas de vapor regenerativas con recalentamiento y sistemas de producción de biodiesel a partir de microalgas, de modo tal que el sistema integrado resultante logre una reducción significativa y atractiva desde el punto de vista económico de los gases con efecto invernadero liberados por la combustión de combustibles fósiles usados en plantas de potencia a través de la bio-fijación del dióxido de carbono por microalgas en estanques de cultivo abiertos.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general

Desarrollar metodologías utilizando técnicas de optimización multi-objetivo para determinar, en forma simultánea, las condiciones de operación óptimas de plantas de potencia de vapor regenerativas con recalentamiento integradas con sistemas de producción de biodiesel a partir de microalgas aplicando algoritmos genéticos, tomando en consideración criterios económicos y ambientales.

1.4.2 Objetivos particulares

- a)** Desarrollar modelos matemáticos de los componentes del sistema integrado bajo estudio (plantas de potencia de vapor regenerativas con recalentamiento y etapas de cultivo, recolección y procesamiento de microalgas), que los describan de la mejor manera posible.
- b)** Combinar la metodología LCA con los modelos de optimización previos a fin de poder determinar el impacto ambiental y, a la vez, el funcionamiento económico de los sistemas bajo estudio.
- c)** Definir el algoritmo de solución del modelo matemático de la planta de potencia de vapor combinando la simulación de procesos y optimización multi-objetivo para maximizar su ganancia

anual bruta y, al mismo tiempo, minimizar su impacto ambiental incluyendo la selección óptima de diferentes fuentes de energía (combustibles fósiles, biocombustibles, biomasa y energía solar) para la generación sustentable de energía.

d) Definir el algoritmo de solución del modelo matemático multi-objetivo que combine los aspectos ambientales y económicos de una planta de potencia de vapor, incluyendo la selección de múltiples fuentes de energía primaria para la caldera de la planta de potencia (combustibles fósiles, biocombustibles, biomasa externa y biomasa de algas) con el fin de reducir significativamente las emisiones de CO₂, integrando la producción de biodiesel a partir de la biofijación de CO₂ del gas de combustión de la planta de potencia con microalgas, y posteriormente hacer la conversión de la biomasa de algas a biodiesel.

e) Implementar los problemas de optimización multi-objetivo en la plataforma de programación MATLAB®, dependiendo del nivel de detalle de los modelos, de los objetivos a alcanzar y del tipo de problema a resolver.

f) Resolver varios casos de estudio para ilustrar la aplicación de las metodologías desarrolladas en este trabajo.

CAPÍTULO 2

OPTIMIZACIÓN MULTI-OBJETIVO DE PLANTAS DE POTENCIA DE VAPOR PARA LA GENERACIÓN SUSTENTABLE DE ELECTRICIDAD

CAPÍTULO 2. OPTIMIZACIÓN MULTI-OBJETIVO DE PLANTAS DE POTENCIA DE VAPOR PARA LA GENERACIÓN SUSTENTABLE DE ELECTRICIDAD

2.1 RESUMEN

En este capítulo se presenta un marco teórico unificado que combina la simulación de procesos y optimización multi-objetivo para maximizar simultáneamente la ganancia anual, mientras que minimiza el impacto ambiental (es decir, las emisiones de gases de efecto invernadero) de las plantas de potencia de vapor con estructuras de diagramas de flujo fijas. La metodología propuesta incluye la selección de las fuentes primarias de energía adecuadas (es decir, combustibles fósiles, biomasa, biocombustibles, y energía solar) para la generación de electricidad sustentable. Para resolver el problema de la selección óptima de las fuentes de energía, se desarrolla un modelo lineal y se incluye dentro de un modelo de simulación altamente no lineal para la optimización de los parámetros de las plantas de potencia de vapor que se resuelve mediante el uso de algoritmos genéticos. Este enfoque es robusto y evita la toma de decisiones discretas. La técnica del análisis del ciclo de vida se utiliza para cuantificar las emisiones de gases de efecto invernadero resultantes de las diferentes combinaciones de las fuentes de energía y las condiciones de operación de las plantas eléctricas. Las propiedades termodinámicas del agua líquida y vapor se calculan rigurosamente mediante la formulación IAPWS-IF 97. Un ejemplo de un problema de una planta de potencia de vapor regenerativa con recalentamiento se presenta para ilustrar el método propuesto, el cual proporciona las soluciones óptimas Pareto, los tipos y cantidades de fuentes primarias de energía así como los valores óptimos de las condiciones de operación de la planta que maximiza la ganancia y minimiza el impacto ambiental simultáneamente.

El capítulo es organizado de la siguiente forma, en la sección 2.2 se presenta el planteamiento del problema abordado, en la sección 2.3 se presenta el marco de simulación-optimización, donde se definen las funciones objetivo, así como el procedimiento de solución y la metodología empleada, en la sección 2.4 se presenta el caso de estudio abordado y finalmente en la sección 2.5 se presentan los resultados obtenidos con la aplicación de la metodología propuesta para el caso de estudio de interés.

2.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El problema abordado se define de la siguiente manera: una planta de potencia de vapor típica para la generación eléctrica se muestra en la Figura 2.1, ésta consiste de una etapa de recalentamiento de vapor, un desaireador y seis calentadores de agua de alimentación cerrados con drenajes en cascada hacia atrás, que opera a diferentes niveles de presión. Cada calentador de agua de alimentación es un intercambiador de calor de carcasa y tubo que recibe vapor purgado de la turbina (es decir, extracción de vapor o vapor tomado entre las etapas de la turbina) y agua de alimentación o agua líquida subenfriada de alta presión desde el condensador. El agua de alimentación pasa a través de los tubos de los sucesivos calentadores de agua de alimentación cerrados, y el vapor purgado fluye en el lado de la carcasa donde se condensa para el precalentamiento regenerativo del agua dentro de los tubos. A medida que el vapor purgado se condensa en cada calentador de agua de alimentación, éste pasa a través de una válvula reductora de presión (es decir, trampa de vapor) para fluir a una región de presión inferior, tal como el siguiente calentador de agua de alimentación de menor presión o el condensador. En el condensador, el agua de enfriamiento, proporcionada por una torre de enfriamiento, elimina el calor residual del vapor de escape de la turbina en el nivel de presión más bajo de la planta, dejando el agua líquida subenfriada o el condensado para su reúso en el ciclo. El agua de refrigeración caliente del condensador entra en la parte superior de la torre de enfriamiento, donde se enfría por evaporación y contacto directo con el aire. La torre de enfriamiento es seguida por una bomba, que retorna el agua enfriada hacia el condensador. Por otro lado, el condensado desde el condensador es presurizado por una bomba a una presión suficiente para pasar a través de los tres calentadores de agua de alimentación cerrados de baja presión y entrar en el calentador de agua de alimentación de tipo abierto, que es llamado calentador de desaireación ya que no sólo adiciona calor al agua por contacto directo, sino que también mejora la calidad del agua mediante la eliminación de oxígeno disuelto y otros gases no condensables en el condensado. Esta unidad se coloca en el centro del sistema de agua de alimentación, donde las condiciones termodinámicas son más adecuadas para eliminar los gases disueltos del agua (El-Wakil, 1984). Una segunda bomba (es decir, la bomba del agua de alimentación a la caldera) se coloca después del desaireador para entregar agua a través de tres calentadores de agua de alimentación cerrados de alta presión a la caldera. La caldera genera vapor sobrecalentado de alta presión por la combustión de los diferentes tipos de combustible. El vapor sobrecalentado a alta

presión de la caldera se usa para generar energía eléctrica en turbinas HP, MP, y LP. El vapor que sale de la turbina de alta presión a alguna presión intermedia se regresa a través de la caldera antes de enviarlo a la siguiente etapa de la turbina, de modo que el vapor escape de la turbina no contiene humedad excesiva.

En este trabajo se aborda simultáneamente la optimización económica y ambiental de plantas de potencia de vapor regenerativa con recalentamiento para la generación eléctrica como la que se ilustra en la Figura 2.1. Teniendo en cuenta la configuración de la planta, datos de costo de capital y costos de operación, la información relacionada con el LCA (por ejemplo, el inventario de ciclo de vida de las emisiones y los requerimientos de materias primas, y los parámetros de daño del modelo), y un conjunto de múltiples fuentes primarias de energía, incluidos combustibles fósiles (petróleo, carbón, gas natural), biocombustibles, biomasa y energía solar. La eficiencia y el costo unitario de estas fuentes de energía son diferentes. Tomando en cuenta las eficiencias de las turbinas y bombas, eficiencia de la caldera, propiedades termodinámicas, poderes caloríficos de fuentes de combustible, así como las temperaturas de entrada y de salida del agua de enfriamiento.

La solución del problema se define por un conjunto de diseños óptimos llamado el conjunto óptimo Pareto (es decir, el conjunto de las mejores posibles compensaciones entre los objetivos). Cada una de estas alternativas de solución logra una combinación única de ganancia y el impacto ambiental. Para cada solución del conjunto Pareto para el problema, el objetivo es determinar los valores óptimos de la carga de calor de la caldera, la carga de calor del condensador, el área y la carga de calor de cada calentador de agua de alimentación, la potencia de bombeo del ciclo, y las variables de proceso (es decir, el flujo, temperatura, presión y entalpía), los flujos hacia y desde cada componente de la planta, así como la combinación óptima de las fuentes de energía primaria (es decir, tipos y cantidades de múltiples fuentes de energía que debe suministrarse a la planta de potencia) que simultáneamente maximiza la ganancia y minimiza el impacto ambiental de la planta. En la siguiente sección se presenta la metodología propuesta para resolver este problema.

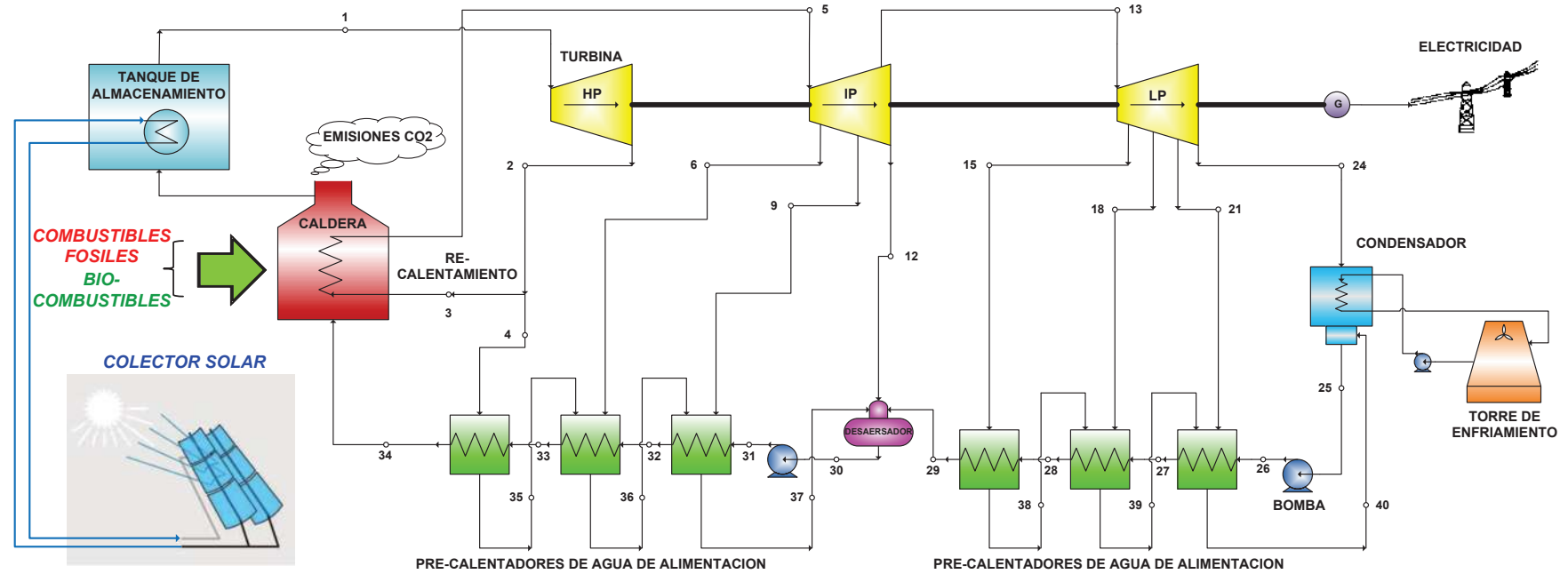


Figura. 2.1. Planta de potencia de vapor avanzada con 6 calentadores de agua de alimentación y 1 desaerador.

2.3 MARCO DE SIMULACIÓN-OPTIMIZACIÓN

Como se muestra en la Figura 2.1, las estaciones de energía eléctrica avanzadas tienen configuraciones muy complejas que comprenden los siguientes componentes principales: caldera, turbinas, condensador de vapor, bombas de agua de alimentación, calentadores de agua de alimentación, desaireador, válvulas reductoras de presión, bomba de agua de enfriamiento, torres de enfriamiento y ventiladores de aire. Una variedad de configuraciones de plantas de potencia de vapor puede ser resultado de diferente número, tipo y conexiones de estos componentes. En general, las plantas de potencia modernas que utilizan combustibles fósiles utilizan entre cinco y ocho calentadores de agua de alimentación (El-Wakil, 1984).

Para facilitar la optimización multi-objetivo de este tipo de sistemas complejos que se caracterizan por un gran número de parámetros termodinámicos, económicos y ambientales, en este trabajo se propone un marco de simulación-optimización. En esta sección se presentan los detalles del enfoque propuesto para abordar el problema descrito anteriormente, tomando como ejemplo la planta de potencia de vapor regenerativo con recalentamiento mostrada en la Figura 2.1. Primero presentamos una formulación matemática general del problema para ser considerada y luego definimos las funciones objetivo económico y ambiental. Finalmente, se describe el procedimiento de solución y la implementación computacional.

2.3.1 Formulación matemática

La optimización multi-objetivo de las plantas de potencia de vapor contiene dos funciones objetivo, incluyendo la ganancia anual bruta y el impacto ambiental que debe ser satisfecha de forma simultánea. La principal ventaja de utilizar biocombustibles, biomasa y energía solar como fuentes de energía en las plantas de potencia de vapor es la reducción de las emisiones de GEI netas (es decir, el impacto ambiental global). Sin embargo, un menor impacto ambiental se asocia con una más baja ganancia anual bruta de la planta. Esto plantea un problema de optimización multi-objetivo de las plantas de potencia de vapor en el que el impacto ambiental global ha de ser mínimo, mientras que se maximiza la ganancia anual bruta del sistema. Se utilizó el método “ ϵ -constraint” (Diwekar 2003; Haimes y col., 1971) para generar el conjunto Pareto de este problema. La estrategia básica de esta técnica es la de transformar el problema de optimización

multi-objetivo en una serie de problemas de optimización de objetivos individuales, en las que uno de los objetivos es seleccionado para minimizar (o maximizar), mientras que cada uno de los demás se convierte en una restricción adicional que se ve obligado a ser inferior a un conjunto de parámetros ϵ . En este caso, el problema de optimización multi-objetivo para ser desarrollado tiene la forma general siguiente:

Maximizar :

$$z = f_1(x, u, x_D)$$

Sujeto a :

$$f_2(x, u, x_D) \leq \epsilon \quad (2.1)$$

$$h_l(x, u, x_D) = 0$$

$$h_E(x, u, x_D) = 0$$

$$g_E(x, u, x_D) \leq 0$$

Aquí f_1 es la ganancia anual bruta de la planta, f_2 es el impacto ambiental global, y ϵ es el parámetro auxiliar que toma diferentes valores para obtener el conjunto Pareto completo de soluciones. Las restricciones de igualdad h_l son modelos de ecuaciones implementadas en la simulación del proceso, mientras h_E y g_E son restricciones explícitas que garantizan ciertas condiciones del proceso.

El problema bajo consideración consiste en un conjunto de variables de optimización llamadas variables de decisión D , las cuales se denotan por el vector x_D . Las variables x son las variables de salida (es decir, propiedades termodinámicas, flujos, condiciones de operación y tamaños de unidades de equipo), que están relacionados con las variables de decisión x_D por ecuaciones del modelo. Los parámetros no modificados durante los cálculos están representados por el vector u . Para el problema antes mencionado, es importante tener en cuenta que el conjunto de variables de decisión x_D sólo contiene las variables continuas que representan los flujos, condiciones de operación y las variables de diseño.

2.3.2 Definición de las funciones objetivo

La ganancia anual bruta (a maximizar) y el impacto ambiental (a minimizar) de las plantas de potencia de vapor se toman como los dos objetivos a ser optimizados simultáneamente. A continuación se presentan las ecuaciones utilizadas para calcular estas funciones objetivo.

2.3.2.1 Función objetivo económica

La función objetivo económica consiste en la maximización de la ganancia anual bruta, que representa la diferencia entre el ingreso total y el costo total anual (TAC) de la planta de potencia de vapor. El ingreso total es la suma de los ingresos procedentes de la venta de la electricidad generada por la planta de potencia ($REVENUE$) y los subsidios ($TAX CREDIT$) debido a la reducción de las emisiones netas de GEI obtenidos por el uso del colector solar, biomasa, biocombustibles y combustibles fósiles. Por lo tanto, la ganancia anual bruta se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$f_1 = REVENUE + TAX CREDIT - TAC \quad (2.2)$$

El costo total anual es la suma del costo de capital anualizado y el costo de operación:

$$TAC = K_F CAP + COP \quad (2.3)$$

Aquí CAP es el costo de capital instalado, COP es el costo de operación total anual y K_F es el factor de carga fija que anualiza el costo de capital.

El costo de capital de la planta de potencia se expresa como la suma del costo de capital de cada unidad del equipo principal del ciclo (CAP_u) y el costo de capital del colector solar con su correspondiente tanque para el almacenamiento de calor (cuando la energía solar es requerida):

$$CAP = \sum_{u=1}^{NU} CAP_u + CAP_{Solar} + CAP_{Tank} \quad (2.4)$$

Aquí NU es el número de piezas del equipo de la planta (por ejemplo, caldera, turbinas, condensador, bombas, etc.), CAP_{Solar} es el costo de capital del colector solar, y CAP_{Tank} es el

costo de capital del tanque usado para el colector solar.

Como se muestra en el Apéndice A, el costo de inversión para cada unidad del equipo se expresa como una función de sus correspondientes tamaños o parámetros relevantes para el proceso a través de una expresión de la ley de potencia. Los modelos de costos fijos no lineales utilizados fueron tomados de la literatura (Bruno y col., 1998; Peters y col., 2003; Ponce-Ortega y col., 2011b). Note que en las funciones de costo de capital, los valores de exponente son típicamente entre 0.6 y 0.9, lo cual refleja las economías de escala observadas generalmente en equipos de proceso.

El costo de operación total anual se escribe de la siguiente manera:

$$COP = COP_{ES} + \sum_{u=1}^{NU} H_Y C_E W_u \quad (2.5)$$

Aquí COP_{ES} es el costo anual de las fuentes de energía utilizadas en la caldera, W_u es el consumo de energía eléctrica de las unidades del equipo (por ejemplo, bombas de agua de alimentación y ventiladores de aire), C_E es el costo unitario de la electricidad, y H_Y representa las horas de operación de la planta de potencia por año.

Una combinación de fuentes de energía externas, como combustibles fósiles, biocombustibles, biomasa y energía solar, se puede utilizar en la caldera para generar vapor, de esta manera el costo anual de energía se puede expresar de la siguiente manera:

$$COP_{ES} = H_Y \left[\sum_{f \in F} C_f^{Fossil} F_f^{Fossil} + \sum_{bf \in BF} C_{bf}^{Biofuel} F_{bf}^{Biofuel} + \sum_{bm \in BM} C_{bm}^{Biomass} F_{bm}^{Biomass} \right] + C_{op}^{Solar} \quad (2.6)$$

Aquí C_f^{Fossil} , $C_{bf}^{Biofuel}$, $C_{bm}^{Biomass}$, C_{op}^{Solar} son los costos unitarios de operación de combustible fósil f , biocombustible bf , biomasa bm , y el sistema solar (si éste se requiere), respectivamente. También, F_f^{Fossil} , $F_{bf}^{Biofuel}$, $F_{bm}^{Biomass}$ son los flujos de combustible fósil f , biocombustible bf , y biomasa bm , respectivamente.

Cuando los créditos se dan para la reducción de las emisiones de GEI derivadas del uso de diferentes formas de energía, el término crédito de GEI está dado por la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
TAX\ CREDIT = D_t & \left[\sum_{f \in F} R_f^{Fossil} HV_f^{Fossil} F_f^{Fossil} + \sum_{bf \in BF} R_{bf}^{Biofuel} HV_{bf}^{Biofuel} F_{bf}^{Biofuel} \right. \\
& \left. + \sum_{bm \in BM} R_{bm}^{Biomass} HV_{bm}^{Biomass} F_{bm}^{Biomass} \right] \\
& + H_Y \left[\sum_{s \in S} R^{Solar} A^{Solar} \frac{Q^{Solar}}{D_t} \right] \quad (2.7)
\end{aligned}$$

Aquí R_f^{Fossil} , $R_{bf}^{Biofuel}$, $R_{bm}^{Biomass}$, R^{Solar} son los créditos por el uso de combustible fósil f , biocombustible bf , biomasa bm y colector solar (si éste se requiere), respectivamente. HV_f^{Fossil} , $HV_{bf}^{Biofuel}$, $HV_{bm}^{Biomass}$ son los poderes caloríficos de combustible fósil f , biocombustible bf , biomasa bm , respectivamente. A^{Solar} y Q^{Solar} son el área y la radiación disponible del colector solar. D_t es un parámetro para estandarizar las unidades en la ecuación (segundos por mes). Dichos créditos se calculan teniendo en cuenta la reducción de las emisiones netas de GEI con respecto a un combustible fósil dado (es decir, el carbón) y tienen unidades de \$/kWh provisto por la fuente de energía correspondiente (combustible fósil, biocombustible, biomasa, solar).

2.3.2.2 Función objetivo ambiental

La función objetivo ambiental es minimizar la totalidad de las emisiones de GEI (es decir, el impacto ambiental global) asociado a la generación de electricidad en las plantas de potencia que utilizan diferentes tipos de fuentes de energía primaria. El impacto ambiental se mide a través del Eco-indicador-99 que se basa en la metodología del LCA. El LCA es una herramienta bien establecida para la evaluación ambiental (Agazapagic y Clift, 1999; Hugo y Pistikopoulus, 2005), normalizada por el sistema de gestión ambiental ISO 14040-14044 (ISO, 2006a; ISO, 2006b). El LCA cuenta los impactos de un producto, proceso o actividad a lo largo de toda la duración de la extracción inicial de materias primas de la tierra hasta la disposición final de nuevo en el aire, el agua o la tierra, incluyendo la fabricación, transporte, uso, reúso, mantenimiento y reciclaje.

Más específicamente, un estudio de LCA consiste de cuatro pasos para obtener una métrica única (es decir, el Eco-indicador 99) de un producto, proceso o actividad determinada: el

objetivo y definición del alcance, el análisis de inventario, la evaluación de impacto y la valoración e interpretación (Hugo y Pistikopoulos, 2005; PRé-Consultants, 2000). El primer paso del LCA define los límites del sistema y las categorías de impacto. Consideramos las 11 categorías de impacto propuestas por el Eco-indicador 99, como el daño a la calidad del ecosistema causado por las emisiones tóxicas, daños a los recursos causados por la extracción de combustibles fósiles, el daño a la salud humana causados por el cambio climático, etc. Estas categorías se agrupan en tres categorías de daño: daños a la salud humana, daños a la calidad del ecosistema, y los daños a los recursos.

En el segundo paso del LCA, los balances de materia y energía de la planta de energía se realizan usando una simulación del proceso, que se utilizan además para determinar el consumo de recursos y las emisiones a la atmósfera (es decir, las cargas ambientales) que resulta de la operación y la construcción de cada una de las etapas de todo el ciclo de vida. En nuestro problema, el impacto ambiental debido a las emisiones liberadas al ambiente o a los recursos tomados de la ecosfera se dan por la producción de material de construcción para las principales unidades del equipo, el consumo de fuentes de energía primaria (es decir, combustibles fósiles, biocombustibles, energía solar), y los requerimientos de potencia de bombeo. Esta información se traslada en el inventario del ciclo de vida correspondiente (LCI), utilizando bases de datos ambientales y el software LCA (por ejemplo, Eco-invent, SimaPro, GREET, BESS). El LCI de la fase de construcción se aproxima por el LCI de la masa de acero requerida por las principales unidades de la planta. Cabe señalar que todos los impactos ambientales antes mencionados dependen de las variables de decisión de la planta de energía.

En el tercer paso del LCA, el LCI es agregado a la categoría de daño ambiental correspondiente utilizando los factores de daño, los cuales están disponibles en la literatura (PRé-Consultants, 2000). Los daños de cada categoría son finalmente utilizados para el cálculo de un factor de impacto llamado Eco-indicador 99. En el paso final del LCA, el conjunto Pareto óptimo se analiza para elegir la mejor solución en la que las mejoras ambientales importantes se pueden lograr en un incremento marginal en el costo total o de acuerdo a la preferencia de tomar decisiones y la normativa ambiental aplicable. Además, se formulan una serie de conclusiones y recomendaciones para el sistema.

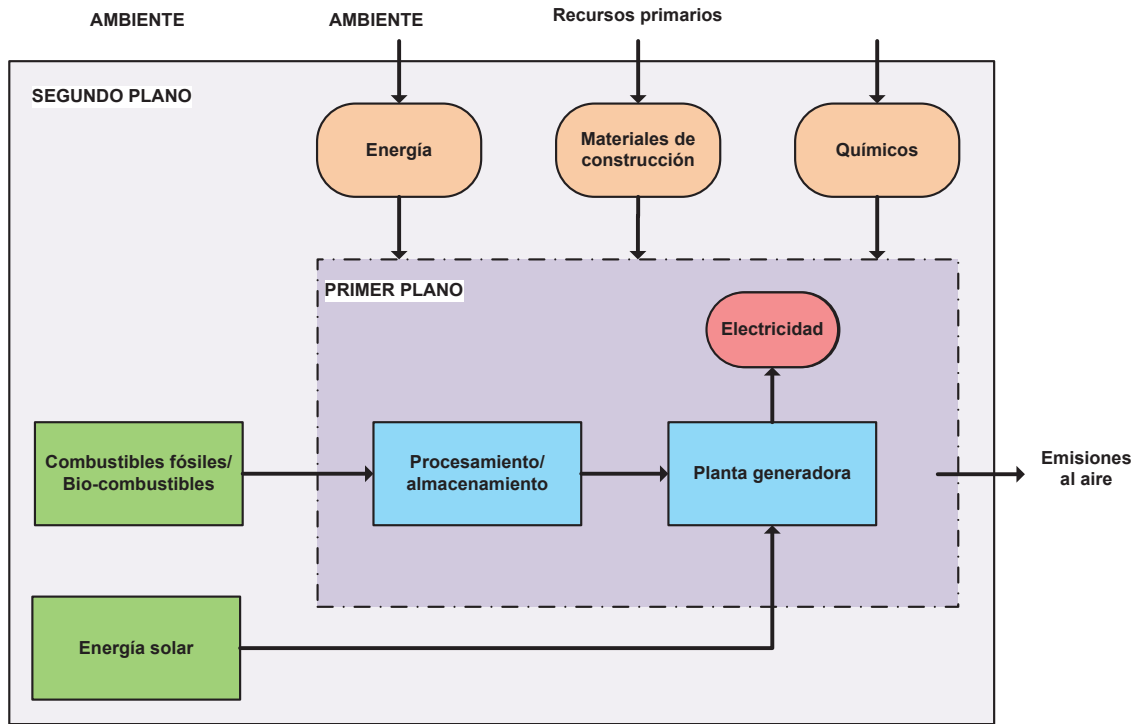


Figura. 2.2. Límites del sistema para las etapas del ciclo de vida.

La Figura 2.2 muestra esquemáticamente los límites del sistema de ciclo de vida para este estudio. El límite del sistema se extrae de la "cuna a la tumba" para incluir todas las actividades pertinentes que participan en la extracción de recursos primarios, la extracción y el transporte de los combustibles fósiles, el cultivo y transporte de la biomasa, la producción y el transporte de los biocombustibles, la fabricación y el transporte de materiales, y la generación de electricidad. El material de construcción de las principales unidades del equipo de la planta de potencia también se considera en el límite del sistema. En este contexto, el objetivo de impacto ambiental viene dado por:

$$\begin{aligned}
 \text{Min } f_2 = & (Ec_1 P_{\text{pump}}) + (Ec_2 P_{\text{fan}}) + (Ec_3 w_P) + (Ec_4 we_{\text{boiler}}) + (Ec_5 we_{\text{condenser}}) \\
 & + \sum_{t \in T} Ec_t we_t + \sum_{t \in T} Ec_h we_h \\
 & + \left[\sum_{f \in F} Ec_f^{\text{Fossil}} F_f^{\text{Fossil}} + \sum_{bf \in BF} Ec_{bf}^{\text{Biofuel}} F_{bf}^{\text{Biofuel}} \right] \\
 & + \left[\sum_{bm \in BM} Ec_{bm}^{\text{Biofuel}} F_{bm}^{\text{Biomass}} + Ec^{\text{Solar}} A^{\text{Solar}} \right]
 \end{aligned} \tag{2.8}$$

Aquí Ec_1 , Ec_2 , Ec_3 son los eco-indicadores de la energía necesaria para operar la bomba y el ventilador de la torre de enfriamiento, y las bombas de agua de alimentación, respectivamente. Mientras, Ec_4 , Ec_5 , Ec_t , Ec_h son los eco-indicadores para la producción de acero inoxidable requerido por la caldera, el condensador, la turbina t , y el calentador h , respectivamente, el cual se calcula teniendo en cuenta una vida útil de 5 años. P_{pump} y P_{fan} son los requerimientos de potencia para la bomba y ventilador de la torre de enfriamiento, respectivamente que se calcula a partir de las correlaciones empíricas propuestas por Leeper (1981). w_p es la potencia necesaria para operar las bombas de agua de alimentación; w_{boiler} , $w_{condenser}$, w_{et} , y w_{eh} son la masa aproximada de acero contenida en la caldera, el condensador, la turbina t y el calentador h , respectivamente. Ec_f^{Fossil} , $Ec_{bf}^{Biofuel}$, $Ec_{bm}^{Biomass}$, Ec^{Solar} son los eco-indicadores del combustible fósil f , biocombustible bf , biomasa bm y el sistema solar (si este se requiere), respectivamente.

Para cada combustible, el software GREET (Wang y col., 2007) y BESS (Liska y col., 2009) se utilizaron para determinar las emisiones de GEI.

2.3.3 Procedimiento de solución

En este trabajo se propone un procedimiento de solución iterativa para determinar el conjunto Pareto óptimo de este problema multi-objetivo, el cual se ilustra esquemáticamente en la Figura 2.3. Todo el frente Pareto se genera utilizando el método “ ϵ -constraint” (Diwekar, 2003; Haimes y col., 1971) en combinación con una estrategia de descomposición de la simulación de las plantas de potencia de vapor avanzadas con una capacidad de optimización de un sólo objetivo basado en algoritmos genéticos (AG).

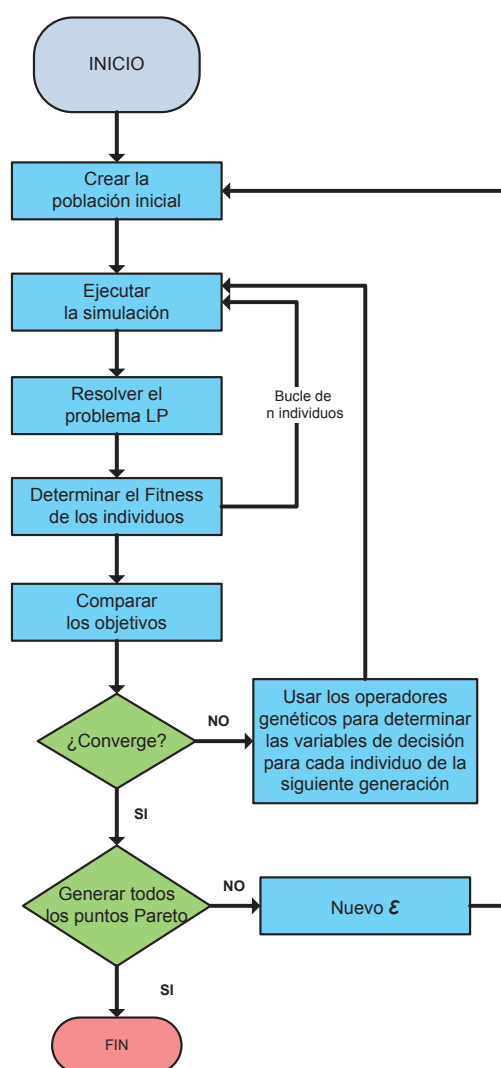


Figura. 2.3. Método de solución propuesto.

2.3.3.1 El método “ ε -constraint”

Siguiendo el método “ ε -constraint” (Diwekar, 2003; Haimes y col., 1971), el problema de optimización (Ecuación 2.1) se resuelve para diferentes valores del parámetro ε dentro de los límites definidos por $\varepsilon \in [\varepsilon^L, \varepsilon^U]$, donde ε^L y ε^U son los límites inferior y superior del parámetro ε . El rango de los valores ε se encuentran resolviendo el problema considerando sólo una de las dos funciones objetivo a la vez y sin tomar en cuenta la otra función objetivo. Este

enfoque da los puntos finales de la curva Pareto que se ilustran en la Figura 2.4 para este problema, en el que los puntos A (es decir, coordenadas f_1^U, f_2^U) y B (es decir, coordenadas f_1^L, f_2^L) representan diseños para la máxima ganancia anual bruta y el mínimo impacto ambiental, respectivamente. Utilizando estos puntos finales, el rango de búsqueda $\varepsilon \in [\varepsilon^L, \varepsilon^U]$ puede ajustarse fácilmente (es decir, $\varepsilon^L = f_2^L$ y $\varepsilon^U = f_2^U$) por lo que la variación de ε no será aleatoria. Entonces, el problema se resuelve en varias ocasiones por diferentes valores de $\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n$ dentro de los límites definidos por el parámetro ε para generar la curva Pareto, la cual muestra un conjunto de soluciones óptimas que compensan los dos objetivos en conflicto entre las dos soluciones extremas A y B. Las soluciones por arriba de la curva Pareto son soluciones infactibles, mientras que las soluciones por debajo de la curva Pareto son soluciones subóptimas. De esta manera, el tomador de decisiones puede seleccionar cualquier diseño de A a B, teniendo en cuenta algunos criterios, que comúnmente son de carácter subjetivo, para determinar la solución preferida (es decir, la mejor) entre todos los diseños alternativos del proceso.

2.3.3.2 Marco de simulación-optimización

Como se ilustra en la Figura 2.3, el método de solución propuesto tiene dos bucles exteriores incluidos. En el bucle externo, el método define los valores de ε para los impactos ambientales. En el bucle interior, el problema de optimización (Ecuación 2.1) se resuelve para un valor dado de ε . El algoritmo para resolver el problema del bucle interior combina un módulo de simulación del sistema con una metodología de optimización de dos niveles que incluye algoritmos genéticos (AG) y programación lineal (LP).

El módulo de simulación incluye los modelos de los componentes de la planta, que consisten de balances de masa y energía, así como funciones características que describen el comportamiento termodinámico y el diseño de los componentes (ver Apéndice E). Además, para simular el comportamiento de los componentes de la planta, se necesitan ecuaciones termodinámicas de las propiedades para el agua líquida y el vapor. En este trabajo, las propiedades termodinámicas de los diferentes estados de una configuración determinada de la

planta se calculan utilizando las funciones IAPWS-IF 97 (Wagner y Kruse, 1998; Wagner y col., 2000) con un máximo de 60 términos y exponentes.

El problema se complica aún más debido a un número de restricciones que se imponen a las decisiones o variables dependientes del sistema con límites tecnológicos y termodinámicos. Se deben cumplir estas restricciones para obtener soluciones factibles. En este estudio, las restricciones de factibilidad que se consideran son las siguientes:

(1) La temperatura más alta de vapor sobrecalentado está limitada por la temperatura máxima permitida por el material de construcción. Actualmente, el límite superior para la temperatura de la entrada de vapor a la turbina es de 620 °C (Cengel y Boles, 1994). En consecuencia, los aumentos en la presión de la caldera y el grado de sobrecalentamiento se limitan.

(2) Reducir la presión de operación del condensador disminuye la temperatura del vapor dentro del condensador y por lo tanto la temperatura a la que se rechaza el calor de la planta. Sin embargo, hay un límite inferior en la presión del condensador que es la presión de saturación correspondiente a la temperatura del medio de refrigeración necesario para la transferencia de calor eficaz (Kharchenko, 1998).

(3) Para las plantas de potencia subcríticas modernas, el límite superior de la presión es fijada por la presión crítica del agua (22.6 MPa). Esta presión es admisible para la construcción y operación de plantas de potencia de vapor desde el punto de vista técnico-económico.

(4) La fracción másica de vapor x (calidad del vapor) en la salida de la turbina es un parámetro importante, ya que si es demasiado bajo las gotas de agua que se forman dentro de la turbina impactan sobre sus álabes y causan erosión. Por lo tanto, la calidad del vapor x en la salida de la turbina está restringida a ser superior al 90% (Moran y Shapiro, 2006).

Todas estas restricciones se incluyen en la estrategia propuesta en este trabajo. Por lo tanto, el modelo de simulación de la planta es muy difícil de optimizar, debido a la presencia de no-convexidades de diferentes tipos y restricciones de factibilidad. Este trabajo aplica una metodología de optimización de acoplamiento de AG-LP para determinar la máxima ganancia anual bruta de una planta de potencia de vapor regenerativa con recalentamiento dada. Esta

metodología se basa en un algoritmo de optimización de dos niveles que consiste en un subproblema de nivel superior NLP y un subproblema de nivel inferior LP. El subproblema NLP proporciona nuevas variables de decisión y se resuelve a través de AG, mientras que el problema LP determina la combinación óptima de fuentes de energía (es decir, los tipos y cantidades de múltiples fuentes de energía que deben ser suministrados a la planta de potencia para generar electricidad) para cada individuo de la población.

AG es un método de búsqueda global estocástico que imita el proceso de la selección natural biológica (supervivencia del más apto) y la evolución. Una de las diferencias más importantes entre AG y las técnicas de optimización determinísticas es que AG implica una búsqueda aleatoria de una población de soluciones (es decir, un vector de soluciones) en lugar de un único punto, este enfoque produce aproximaciones cada vez mejores a la solución óptima de generación en generación. Por lo tanto, se puede prevenir la convergencia a soluciones subóptimas para problemas altamente no-convexos. Los detalles sobre cómo funciona AG se pueden encontrar en el libro escrito por Goldberg (1989).

Los pasos del algoritmo acoplado AG-LP para resolver cada problema de un solo objetivo son los siguientes:

Paso 1. Se genera aleatoriamente una población inicial de un tamaño especificado, con el número de individuos N_{pop} . La identidad de cada individuo (es decir, el cromosoma) de la población es determinada por las variables de decisión del problema, las cuales pueden cambiar en el proceso de optimización de acuerdo a los límites previamente establecidos. Por lo tanto, hay diferentes combinaciones de variables de decisión N_{pop} o individuos (las cuales representan plantas de potencia de vapor completamente definidas). El conjunto de variables de decisión (es decir, las variables independientes) para las plantas de potencia de vapor regenerativo con recalentamiento se muestran en la Figura 2.1, los cuales incluyen la presión/temperatura del vapor principal, presión/temperatura del vapor de recalentamiento, presiones de extracción de vapor, presión del desaireador y la presión del condensador.

Paso 2. En cada generación, la función fitness de cada individuo es evaluada por la simulación y los individuos se ordenan en base a este criterio.

En este trabajo, la función fitness corresponde a la función objetivo económica (ganancia anual bruta) y el objetivo es maximizar su valor. El módulo de simulación proporciona las condiciones de los componentes de la planta (es decir, las variables dependientes) para cada individuo: condiciones de la caldera y el vapor (temperatura, presión, velocidad de flujo, caída de presión), las condiciones de recalentamiento (temperatura de salida y caída de presión), turbinas de vapor (condiciones de entrada y de salida: temperatura, presión, entalpía, velocidad de flujo), condiciones de extracción (temperatura, presión, entalpía, velocidad de flujo), condensador (área, así como condiciones de entrada y salida: temperatura, presión, entalpía, velocidad de flujo), calentadores de agua de alimentación (área, entrada de condensado, salida de condensado, entrada de vapor de extracción, condiciones de drenes: temperatura, presión, entalpía, velocidad de flujo), bombas (potencia de la bomba, presión de entrada, presión de salida, velocidad de flujo). También, para cada individuo, el módulo de simulación proporciona la producción neta de electricidad, el calor añadido en la caldera, los flujos de emisión, el costo del equipo como una función del tamaño y otra información para calcular la función objetivo económica que corresponde a la función fitness.

La descripción detallada del problema para obtener el costo mínimo de energía es la siguiente.

Para cada individuo, el calor requerido por la caldera puede ser proporcionado por múltiples fuentes de energía, incluidos combustibles fósiles, biocombustibles, biomasa y energía solar. Por lo tanto, hay varias combinaciones posibles de fuentes de energía en lugar de una sola para satisfacer las demandas de energía en la caldera. Pero sólo uno de ellos permite que la planta de potencia de vapor opere con el mínimo costo anual de energía para un valor dado del impacto ambiental (es decir, el parámetro ε del método constraint). El problema de la combinación óptima de las fuentes de energía se puede formular como un problema de programación lineal para cada individuo como se muestra a continuación:

Minimizar:

$$f_3 = H_Y \left[\sum_{f \in F} C_f^{Fossil} F_f^{Fossil} + \sum_{bf \in BF} C_{bf}^{Biofuel} F_{bf}^{Biofuel} + \sum_{bm \in BM} C_{bm}^{Biomass} F_{bm}^{Biomass} + C_u^{Solar} A^{Solar} \frac{Q^{Solar}}{D_t} - R^{Solar} A^{Solar} \frac{Q^{Solar}}{D_t} \right] - D_t \left[\sum_{f \in F} R_f^{Fossil} HV_f^{Fossil} F_f^{Fossil} + \sum_{bf \in BF} R_{bf}^{Biofuel} HV_{bf}^{Biofuel} F_{bf}^{Biofuel} + \sum_{bm \in BM} R_{bm}^{Biomass} HV_{bm}^{Biomass} F_{bm}^{Biomass} \right] \quad (2.9)$$

Sujeto a:

$$\sum_{f \in F} \eta_f HV_f^{Fossil} F_f^{Fossil} + \sum_{bf \in BF} \eta_{bf} HV_{bf}^{Biofuel} F_{bf}^{Biofuel} + \sum_{bm \in BM} \eta_{bm} HV_{bm}^{Biomass} F_{bm}^{Biomass} + A^{Solar} \frac{Q^{Solar}}{D_t} = Q_H \quad (2.10)$$

$$\sum_{f \in F} Ec_f^{Fossil} F_f^{Fossil} + \sum_{bf \in BF} Ec_{bf}^{Biofuel} F_{bf}^{Biofuel} + \sum_{bm \in BM} Ec_{bm}^{Biomass} F_{bm}^{Biomass} + Ec^{Solar} A^{Solar} \leq EI \quad (2.11)$$

Aquí f_3 es el costo anual de las fuentes de energía y C_u^{Solar} es el costo operacional para el colector solar parabólico.

La Ecuación (2.10) representa el balance de energía sobre la caldera, la cual muestra que el flujo de energía proporcionada por las fuentes de energía sirve para satisfacer la carga de calor en la caldera Q_H . η_f , η_{bf} y η_{bm} son la eficiencia de la caldera para el combustible fósil f , biocombustible bf , y biomasa bm , respectivamente. En la segunda restricción, EI es el límite del impacto ambiental previamente fijado por el método constraint (parámetro ε). Sólo dos categorías de daños se consideran en el cálculo de Ec_f^{Fossil} , $Ec_{bf}^{Biofuel}$ y $Ec_{bm}^{Biomass}$: daños a la salud humana debido al cambio climático ($Ec_{Climate}$) y el daño a los recursos causados por la extracción de combustibles ($Ec_{Resource}$).

Por lo tanto, el problema LP calcula los tipos y cantidades de fuentes de energía primaria óptimos que requiere la caldera para cada individuo en cada generación (es decir, iteración) del proceso de optimización.

Paso 3. Los individuos con los mayores valores de la función fitness (es decir, los individuos más aptos) son seleccionados como padres para generar un nuevo conjunto de individuos (es decir, un nuevo conjunto de variables de decisión).

En este trabajo, el criterio de selección fue el enfoque *Roulette Wheel*, que se basa en la selección de los padres a través de la simulación en una ruleta, donde el área de selección es proporcional a la función fitness. Los padres seleccionados se utilizan para generar la nueva población. Para ello, reproducciones con operadores genéticos, como el elite count (los dos mejores individuos sin cambio pasan a la próxima generación), crossover (dos individuos seleccionados al azar se combinan para producir un nuevo individuo) y la mutación (se realiza un cambio al azar en las variables de búsqueda de un individuo determinado para producir un nuevo individuo), se aplican a este grupo seleccionado. De esta manera, se genera una nueva población con el mismo número de individuos como la anterior.

Paso 4. Los individuos de la nueva población se evalúan de nuevo basados en la función fitness. El algoritmo puede continuar la evolución de la población de esta manera de forma indefinida. Sin embargo, el proceso de cálculo continúa hasta que los criterios de convergencia se satisfacen. En este trabajo, los criterios de convergencia utilizados son: a) si el mejor individuo es el mismo en 20 generaciones sucesivas, b) si se supera el límite para el tiempo de cómputo (es decir, 24 horas), o c) si el número de generaciones para AG es mayor que 1,000. Si se llega a uno de los criterios de convergencia, entonces, el algoritmo se detiene y la mejor solución corresponde a la de la actual generación, con la mayor ganancia. Nótese que con ello se satisface la restricción del eco-indicador previamente fijado por el método “ ε -constraint”. Es importante tener en cuenta que una ventaja de AG es que identifica un conjunto de soluciones (es decir, la población final) donde diferentes diseños con las ganancias similares pueden ser identificados.

2.4 CASO DE ESTUDIO

Para ilustrar la aplicación del método descrito en la sección anterior, el problema de optimización multi-objetivo de la planta de potencia de vapor regenerativo con recalentamiento se toma como un ejemplo y se muestra en la Figura 2.1. Se supone que la presión de la caldera y la temperatura máxima es 22.6 MPa y 620 °C, respectivamente, y las caídas de presión en las líneas se desprecian. Las eficiencias isoentrópicas se considera que son 0.9 y 0.7 para las turbinas y bombas, respectivamente. El grado de subenfriamiento del condensador y de los calentadores de agua de alimentación es de 5 °C y el valor de la diferencia de temperatura terminal de cada calentador es de 5 °C. El costo unitario operacional para el colector solar Cu^{Solar} se toma como 0.012 \$/kJ, el costo unitario de la electricidad usada por las bombas de agua es 0.1399 \$/kWh y el calor suministrado por el colector solar es 516,912 kJ/(m² mes), el cual es un valor promedio para la ciudad de Morelia, en México. El parámetro H_Y se supone de 8000 hr/año, y el factor de anualización para el costo de capital como 0.3 año⁻¹. Las funciones de costo de capital se presentan en el Apéndice A.

Tabla 2.1. Datos para combustibles fósiles, biocombustibles y biomasa disponible

Combustibles	Costo (\$/kg)	Poder calorífico (MJ/kg)	Emisiones globales de GEI (Ton CO₂ eq/kJ)
<i>Carbón</i>	0.0971	35.0	2.21357x10 ⁻⁷
<i>Petróleo</i>	0.7400	45.2	8.04370x10 ⁻⁸
<i>Gas natural</i>	0.8552	54.0	7.90892x10 ⁻⁸
<i>Biogás</i>	0.4440	52.0	2.68216x10 ⁻⁸
<i>Biomasa</i>	0.0450	4.48	2.43874x10 ⁻⁸
<i>Madera suave</i>	0.05167	20.4	3.34820x10 ⁻⁸
<i>Madera dura</i>	0.05331	18.4	3.34820x10 ⁻⁸

Los costos unitarios, valores caloríficos y las emisiones totales de GEI de los combustibles fósiles, biocombustibles y biomasa considerados en el caso de estudio se presentan

en la Tabla 2.1. Los eco-indicadores para los componentes de la planta y de los combustibles fósiles se dan en la Tabla 2.2. Para calcular el impacto ambiental de la fase de construcción, se ha considerado sólo la caldera, el condensador y las bombas de agua. La información ambiental se obtuvo a partir del software GREET (Wang y col., 2007) y BESS (Liska y col., 2009).

El problema de optimización de un solo objetivo se resuelve utilizando el Toolbox de algoritmos genéticos de MATLAB, por lo que el modelo de simulación de la planta de potencia de vapor está escrito en MATLAB. Las propiedades del agua y el vapor se calculan utilizando la formulación rigurosa IAPWS-IF97 (Wagner y col., 2000). Para la implementación de AG, se utilizó un tamaño de población de 220 individuos con un elite count de dos individuos y una fracción de crossover de 0.8. Los cálculos se realizaron en un procesador Intel(R) Core(TM) 2 Duo, 2.2 GHz, y 4 GB de RAM. Al monitorear el progreso de la optimización, se observó que f_1 permanece casi constante después de aproximadamente 500 generaciones de modo que el algoritmo se detiene después de 1,000 generaciones.

Tabla 2.2. Eco-indicadores usados para el caso de estudio.

Descripción	Eco-indicador	Símbolo
Energía usada por la bomba y el ventilador de la torre de enfriamiento	$3.57 \times 10^{-3} \text{ Ec/MJ}$	Ec_1, Ec_2
Energía usada por las bombas del ciclo Rankine	$2.04 \times 10^4 \text{ Ec/MJ}$	Ec_3
Materiales de construcción	$0.086 \text{ Ec/kg Acero}$	Ec_4, Ec_5 Ec_b, Ec_h
Daño a la salud humana causado por el cambio climático	$5.45 \times 10^{-3} \text{ Ec/kg CO}_2$	$Ec_{Climate}$
Daño a los recursos causado por extracción de combustibles fósiles (carbón)	$5.99 \times 10^{-3} \text{ Ec/kg Carbón}$	$Ec_{Resource}$
Daño a los recursos causado por extracción de combustibles fósiles (petróleo)	$1.4 \times 10^{-1} \text{ Ec/kg Petróleo}$	$Ec_{Resource}$

2.5 RESULTADOS

La implementación de la estrategia propuesta da los conjuntos Pareto en las Figuras 2.4 y 2.5, donde se muestra la solución óptima para dos rangos diferentes de las dos funciones objetivo para mejorar la visualización de los resultados: un amplio rango con ganancia bruta (f_1) de -

7.75×10^8 a 2.5×10^7 \$/año y el impacto ambiental (f_2) de 8×10^2 a 1.41×10^5 Ec/año (Figura 2.4) y un rango estrecho con ganancia bruta (f_1) de 0 a 1.9×10^6 \$/año y el impacto ambiental de 6×10^4 a 1.45×10^5 Ec/año (Figura 2.5). Los puntos A y B en la Figura 2.4 representan las soluciones óptimas de diseño con la máxima ganancia bruta y el mínimo impacto ambiental, respectivamente. Como se muestra en esta figura, una reducción en las emisiones de GEI o de impacto ambiental (es decir, Eco-indicador 99) sólo puede lograrse a expensas de una disminución en la ganancia bruta (es decir, aumento en el costo total anual), por lo que existe un claro compromiso entre ambos criterios. La Figura 2.4 muestra que el impacto ambiental se redujo de 1.41×10^5 Ec/año a 8×10^2 Ec/año (es decir, 7,150%) a lo largo de la curva Pareto. Además, se muestra que la reducción del impacto ambiental por debajo de aproximadamente 6.8×10^5 Ec/año requiere enormes costos totales anuales que, a su vez, conducen a ganancias brutas negativas.

Tabla 2.3. Eco-indicadores para las soluciones A, A' y B para un TAX de \$5/ton CO₂ eq.

Descripción	Ec-99 A (Ec/año)	Ec-99 A' (Ec/año)	Ec-99 B (Ec/año)
Potencia de la bomba de la torre de enfriamiento	0.0466557	0.0466557	0.0466557
Potencia del ventilador de la torre de enfriamiento	17.4183	17.4183	17.4183
Energía utilizada por las bombas del ciclo Rankine	218.284	74.103	34.5649
Materiales de construcción de la caldera	299.689	260.676	261.665
Materiales de construcción del condensador	58.3877	46.6754	1.18229
Eco-indicador de las calderas	140,010	72,101.1	485.1

Para un TAX de \$5/ton CO₂ eq., las Tablas 2.3 y 2.4 muestran los eco-indicadores y los resultados económicos de los combustibles, biocombustibles y el colector solar correspondientes a las soluciones marcadas a lo largo de la curva Pareto (puntos A, A' y B). Observe en la Tabla 2.3 que la caldera representa la contribución más importante para el impacto ambiental. En la solución óptima A (es decir, el diseño con la máxima ganancia bruta con un eco-indicador de 140,603 Ec/año), sólo el carbón se utiliza como combustible en la caldera y el impacto ambiental

es 17,475.98% más grande que en la solución B debido a que el carbón es el combustible más barato, pero tiene las mayores emisiones de GEI. Por otro lado, el punto B corresponde a la solución óptima con el mínimo impacto ambiental (es decir, Eco-indicador de 799.98 Ec/año), en este caso, el algoritmo selecciona un colector solar para proporcionar la energía requerida por la caldera. El tomador de decisiones puede seleccionar cualquier solución desde A a B. Por ejemplo, una solución que compense ambos objetivos se presenta como la solución A', la cual utiliza una combinación de combustibles fósiles y biocombustibles para operar la caldera con un eco-indicador de 72,101 Ec/año.

Tabla 2.4. Costos y *TAX CREDIT* para las soluciones A, A' y B para un *TAX* de \$5/ton CO₂ eq.

Descripción	A (US\$/año)	A' (US\$/año)	B (US\$/año)
<i>Costo de capital (C_{CAP})</i>	173,193	125,415	608,367
<i>Costo Total Anual (TAC)</i>	522,016	414,017	7.77449 x10 ⁸
<i>Ganancia (Profit)</i>	2,036,539	967,571	210,338
<i>TAX CREDIT</i>	13,016	24,686	75,204

Nótese en la Tabla 2.4 las diferencias entre las fuentes de energía primarias utilizadas y los costos de capital asociados a cada solución etiquetada. Por ejemplo, el costo de capital para la solución B es $C_{CAP} = 608,367 \text{ US$/año}$ debido a que en este caso el algoritmo selecciona el colector solar que es significativamente más caro que las soluciones correspondientes a los puntos A y A', donde no se ha seleccionado el colector solar. La ganancia bruta para el punto A es 2,036,539 US\$/año, la cual es la más grande posible porque esta solución utiliza carbón para la caldera que es más barato que los biocombustibles utilizados principalmente en la solución A'. La solución óptima dada por el punto B tiene una ganancia bruta negativa, la cual es una indicación de que el colector solar no es una solución económica factible para este caso de estudio debido al incremento en el *TAX CREDIT* obtenido desde el punto A' (13,016 US\$/año) al punto B (75,204.9 US\$/año) que es menor que el incremento correspondiente en el costo de capital del colector solar.

La Tabla 2.5 muestra la combinación de fuentes de energía seleccionadas para las soluciones marcadas a lo largo de la curva Pareto (es decir, los puntos A, A' y B). La solución A utiliza principalmente carbón y, por lo tanto, es la opción con el mayor impacto ambiental pero también es la más económica (es decir, la máxima ganancia bruta) como se puede ver en la Tabla 2.6. Mientras que la solución A' requiere de biomasa (en lugar de carbón) y una parte muy pequeña de consumo de biogás que resulta en un eco-indicador y una ganancia bruta que son menores que los de la solución A. Finalmente, el punto B utiliza un colector solar en lugar de carbón, reduciendo simultáneamente el eco-indicador y la ganancia bruta asociada (ver las Tablas 2.5 y 2.6). Además, la inspección de los resultados revela percepciones similares para un *TAX* de \$100/ton CO₂ eq.

Tabla 2.5. Fuentes de energía primaria seleccionadas para soluciones representativas a lo largo de la curva Pareto para un *TAX* de \$5/ton CO₂ eq.

Fuente	A			A'			B		
	<i>Q</i> (kJ/s)	<i>Flujo</i> (kg/hr)	<i>Área</i> (m ²)	<i>Q</i> (kJ/s)	<i>Flujo</i> (kg/hr)	<i>Área</i> (m ²)	<i>Q</i> (kJ/s)	<i>Flujo</i> (kg/hr)	<i>Área</i> (m ²)
<i>Carbón</i>	3,091.09	317.941	----	1527	157.063	----	----	----	----
<i>Biomasa</i>	----	----	----	83.2744	66.9169	----	83.3576	66.9838	----
<i>Biogás</i>	----	----	----	288.889	20	----	29.4434	2.03839	----
<i>Madera suave</i>	226.667	40	----	226.667	40	----	----	----	----
<i>Madera dura</i>	204.444	40	----	204.444	40	----	----	----	----
<i>Colector solar</i>	----	----	----	----	----	----	2247.68	----	11,646.5

Cabe señalar que la estrategia de solución propuesta genera una curva Pareto, en la que cada punto representa un diseño óptimo diferente que opera bajo un conjunto de condiciones específicas que incluye la combinación óptima de fuentes de energía requerida por la caldera. Como resultado, cada solución implica un compromiso diferente entre ambos criterios. Por lo tanto, después de que se ha determinado la curva Pareto, el tomador de decisiones (planificación

económica, diseñador) puede seleccionar una solución particular en función del grado de preferencia actual de los dos objetivos. En este caso de estudio, los resultados muestran que la selección del colector solar basado en la radiación solar disponible en la ciudad de Morelia, México no proporciona ganancias brutas positivas para las plantas de potencia de vapor. Los resultados también muestran que el *TAX* desde \$5/ton CO₂ eq. a \$100/ton CO₂ eq. no facilita la selección del colector solar en la solución óptima.

Tabla 2.6. Ganancia bruta e impacto ambiental de las soluciones representativas a lo largo de la curva Pareto para un *TAX* de \$5/ton CO₂ eq.

Solución	GROSS PROFIT	f_2
	(\$/año)	(Ec/año)
A	1,527,539	140,603
A'	578,240	72,500
B	-777,163,457	800

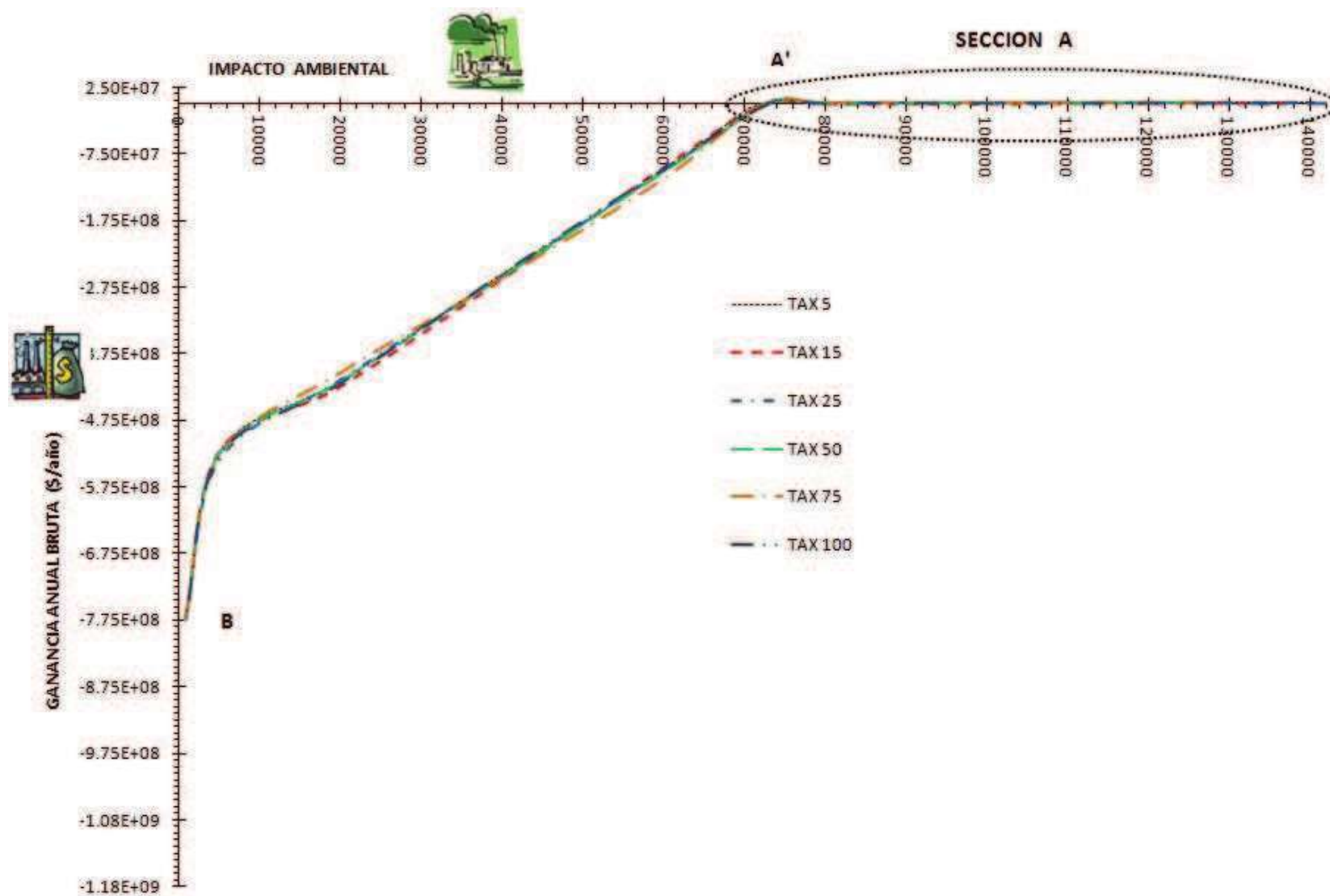


Figura 2.4. Curvas Pareto para *TAX* de \$5/ton CO₂ eq. a \$100/ton CO₂ eq.

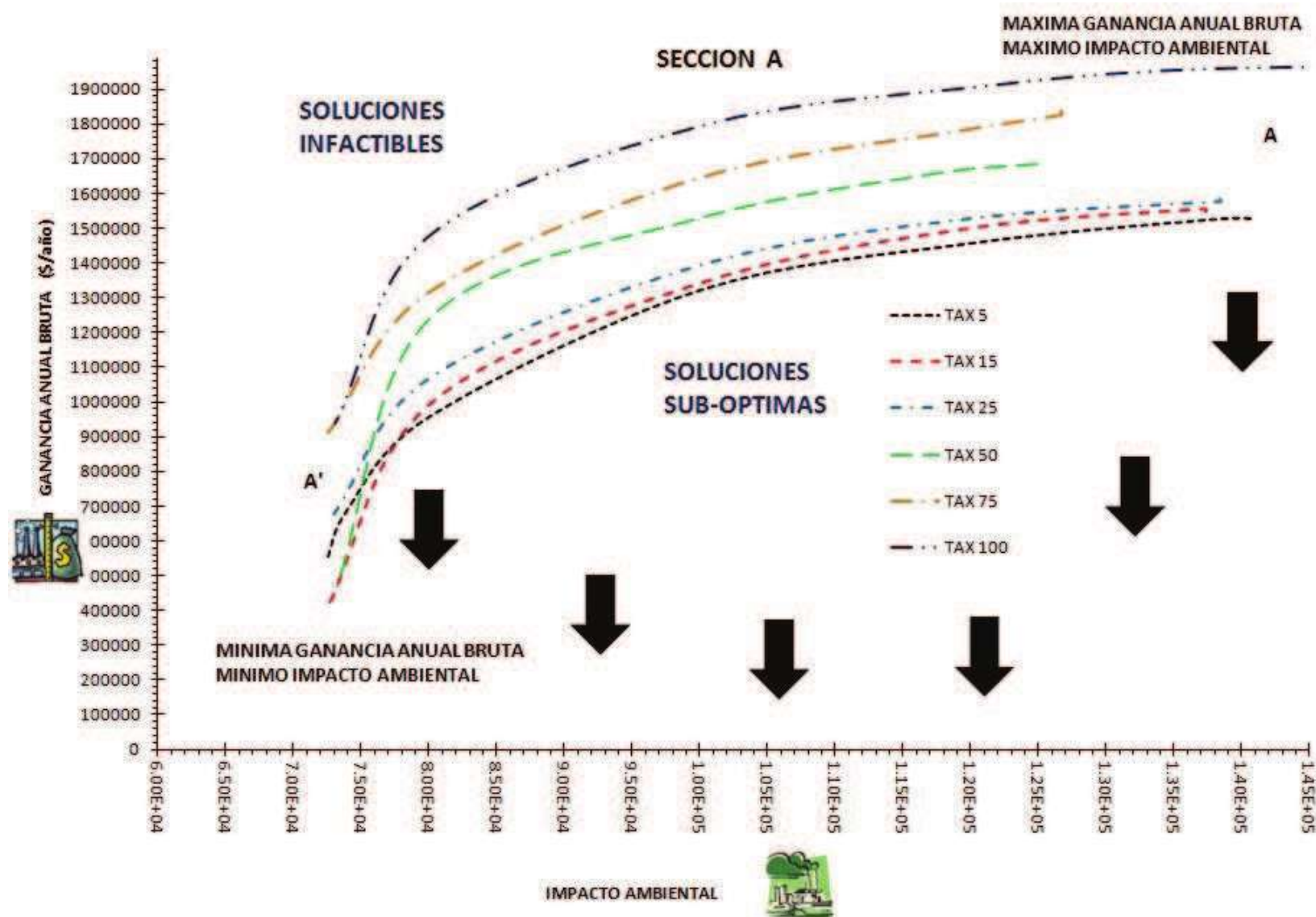


Figura 2.5. Zonas positivas de las curvas Pareto para *TAX* de \$5/ton CO₂ eq. a \$100/ton CO₂ eq.

CAPÍTULO 3

INTEGRACIÓN SUSTENTABLE PARA LA PRODUCCIÓN DE BIODIESEL DE ALGAS CON PLANTAS DE POTENCIA ELÉCTRICAS DE VAPOR PARA LA MITIGACIÓN DE GASES CON EFECTO INVERNADERO

CAPÍTULO 3. INTEGRACIÓN SUSTENTABLE PARA LA PRODUCCIÓN DE BIODIESEL DE ALGAS CON PLANTAS DE POTENCIA ELÉCTRICAS DE VAPOR PARA LA MITIGACIÓN DE GASES CON EFECTO INVERNADERO

3.1 RESUMEN

En este capítulo se presenta un estudio que tiene como objetivo investigar los aspectos económicos y ambientales de la sustentabilidad asociados a la integración de la producción de biodiesel de algas con una planta de energía eléctrica para la biofijación de CO_2 del gas de combustión en microalgas y luego la conversión de la biomasa de algas a biodiesel. Este sistema de energía integrado es un proceso de usos múltiples que proporciona el CO_2 requerido por los cultivos de microalgas, así como la electricidad, el biodiesel producido a partir de la biomasa de algas y la biomasa de lípidos-agotado que es, a su vez, utilizado como combustible auxiliar para la planta de energía. Se propone una estrategia de optimización multi-objetivo basado en algoritmos genéticos para producir un conjunto de soluciones óptimas que proporcionan el mejor compromiso entre la ganancia y el impacto ambiental de las plantas de generación de energía regenerativas Rankine, acopladas con instalaciones para la producción de algas a biodiesel. La planta de potencia opera continuamente, pero el CO_2 se alimenta en estanques abiertos llamados "Raceway" solo durante el día (12 horas al día) para el crecimiento de las algas. La formulación rigurosa IAPWS-IF97 se utiliza para calcular las propiedades termodinámicas del agua y el vapor en el ciclo de la planta de vapor. El impacto ambiental se mide por la metodología del Eco-indicador 99 que sigue los principios del LCA. El problema de optimización incluye la selección de múltiples fuentes de energía primaria para la caldera de la planta de potencia, como combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural), biocombustible (biogás) y biomasa (pasto, madera blanda y madera dura) con el fin de conseguir una reducción significativa de las emisiones de CO_2 . Los diseños óptimos compensados se obtienen mediante la implementación del método " ε -constraint". El método de optimización se ha aplicado a un caso de estudio hipotético en México. Las soluciones Pareto-óptimas indican que el precio actual de biodiesel de \$3.91/gal en promedio haría que el sistema de energía bajo consideración sea rentable. Además, el sistema podría lograr mejoras ambientales significativas debido a las reducciones de gases de

efecto invernadero del ciclo de vida que resulta no sólo de biofijación de CO₂ de los gases de escape de combustión mediante microalgas y la conversión de la biomasa de algas y su uso como combustibles renovables (es decir, biodiesel y biomasa de lípidos-agotado) que sustituye a los combustibles fósiles, sino también por la reducción del requerimiento de combustible fósil significativamente en comparación con las independientes plantas eléctricas de carbón.

El capítulo es organizado de la siguiente forma, en la sección 3.2 se presenta la descripción del sistema, en la sección 3.3 se presenta el planteamiento del problema abordado, en la sección 3.4 se presenta la evaluación del impacto ambiental, donde se describen cuatro pasos esenciales de la metodología del LCA, en la sección 3.5 se presenta el método de solución que consiste del marco de simulación-optimización aplicando el método “ ε -constraint” y, finalmente en la sección 3.6 se presentan los resultados obtenidos con la aplicación de la metodología propuesta para el caso de estudio de interés.

3.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA

El diagrama esquemático del sistema integrado de energía hipotético, que resume las principales operaciones de transformación, así como los flujos de materia y energía, se muestra en la Figura 3.1. El sistema tiene que ver con la generación sustentable de energía eléctrica que incorpora una planta de potencia de vapor regenerativa con recalentamiento avanzada que utiliza diferentes fuentes de energía (es decir, combustibles fósiles, biocombustibles y biomasa), junto con microalgas para la biofijación de CO₂ de los gases de combustión de la planta de potencia, conversión de la biomasa de algas para biodiesel y el uso del lípido-agotado (*LD*) de la biomasa de microalgas para la combustión combinada en la planta de energía. Se supone que el sistema hipotético se encuentra localizado en una zona soleada, cerca del lago de Cuitzeo, en la parte central de México, debido a las grandes cantidades de agua y área de tierra disponible para respaldar la instalación de cultivo de algas.

La planta de potencia avanzada se describe en un trabajo previo de Gutiérrez-Arriaga y col. (2013) en la optimización multi-objetivo de las plantas de potencia de vapor. Un modelado detallado de la planta de potencia se lleva a cabo usando la formulación IAPWS-IF 97 (Wagner y col., 2000) para la predicción de las propiedades termodinámicas del vapor y agua. La caldera de

la planta de potencia puede consumir combustibles fósiles, biocombustibles, biomasa externa y la biomasa de alga de lípido-agotado procedente de la planta de extracción de aceite como fuentes de energía para generar electricidad. La cantidad de 400 MW de potencia eléctrica producida por la planta de potencia es elegida como el escenario de referencia para la evaluación ambiental del sistema.

La producción de biodiesel de algas comienza con la etapa de cultivo de biomasa que requiere del cultivo del inóculo (*Chlorella vulgaris*), agua, flujo de gas CO₂, luz solar y nutrientes inorgánicos que incluyen principalmente nitratos y fosfatos. La *Chlorella vulgaris* es cultivada en estanques abiertos mezclados con ruedas de paletas en un período de crecimiento de doce meses (el número de días de cultivo es 329 por año de acuerdo a las condiciones climáticas de las instalaciones de cultivo). El modelo de la biomasa considera que la tasa de producción es de 30 g/m² d (Darzins y col., 2010; Campbell y col., 2011) y el contenido de lípidos de microalgas es de 30% en peso (Benemann y Oswald, 1996). Además, se considera que el agua de la cosecha se recicla, por lo que para generar 1 kg de biodiesel, se requiere de 0.182 kg de nitrógeno y 0.039 kg de fosfato (Yang y col., 2011).

El dióxido de carbono en los gases de combustión de la planta de potencia adyacente opera continuamente durante las 24 horas del día y se entrega directamente a los estanques a través de un sistema de tuberías de distribución. El CO₂ se suministra en una proporción de 1.83 toneladas/tonelada de biomasa de algas (Chisti, 2007). Se supone que la eficiencia de absorción del CO₂ en general (es decir, la utilización) es del 70% (Brune y col., 2009) y que el CO₂ se entrega al medio de crecimiento de las algas por un total de 12 horas sólo durante el día, asegurando que las células de algas se exponen a un ciclo normal de luz-oscuridad de la radiación solar con el fin de mantener la actividad fotosintética.

Cada diseño del estanque abierto se supone que es consistente con los estándares industriales (Lardon y col., 2009): 100 m de largo, 10 m de ancho y 0.3 m de profundidad. La velocidad del agua en el estanque se mantuvo a 0.25 m/s por mezcladores de rueda de paletas y el ciclo de cosecha-crecimiento se supone que es de 3 días (Brune y col., 2009). Durante el proceso de cultivo en los estanques abiertos, el agua se pierde principalmente por evaporación. En este estudio, se supone que la sección de cultivo requiere adición de agua de reposición debido a la evaporación y fugas con una cantidad de 0.5 cm/d (Brune y col., 2009).

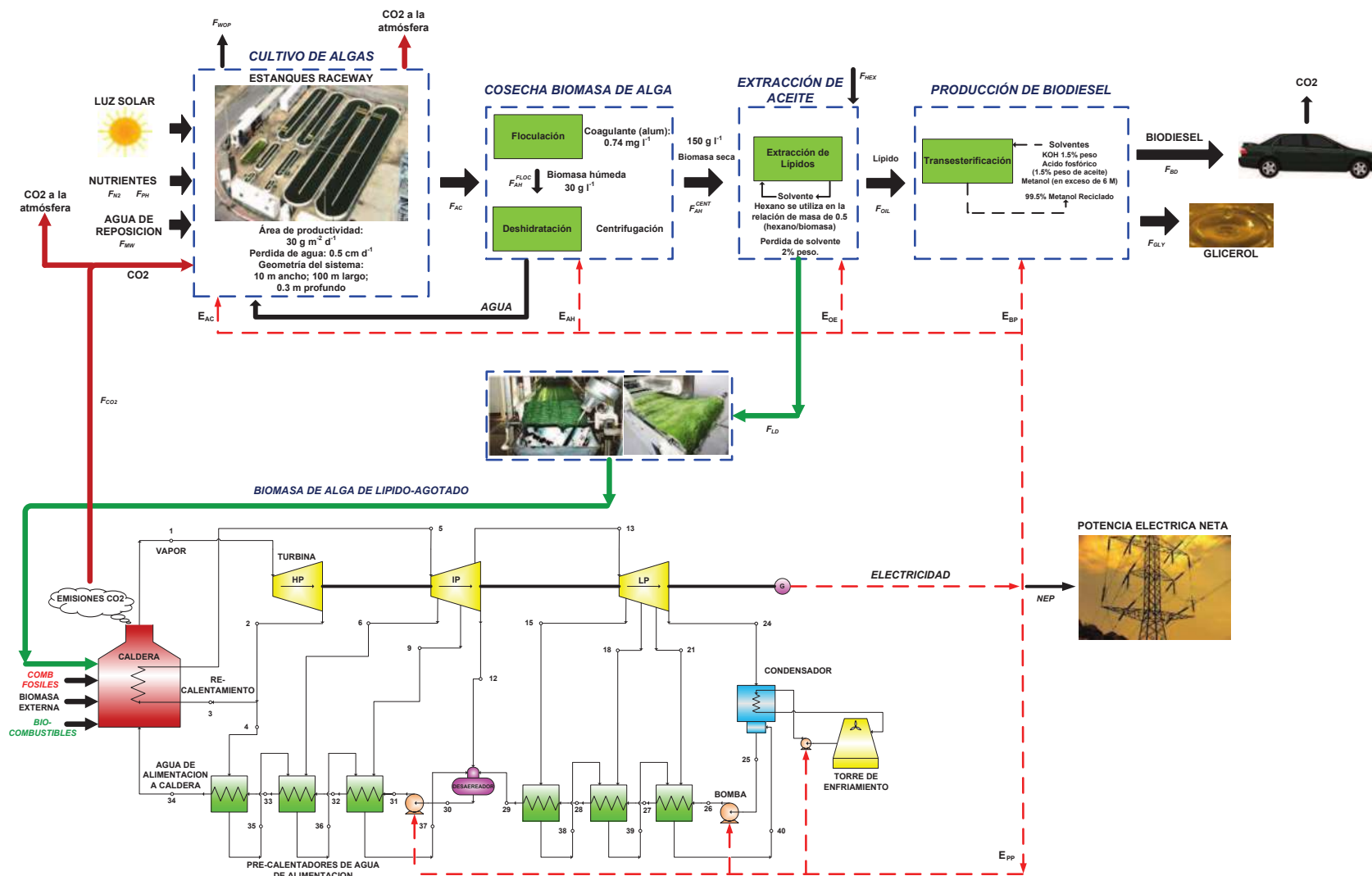


Figura 3.1. Sistema integrado de energía propuesto para la captura biológica de las emisiones de CO₂ de las plantas de potencia de vapor utilizando el cultivo de microalgas para la producción de biodiesel.

La etapa de cultivo de microalgas es seguida por la recolección de algas que consiste en la recuperación de la biomasa del medio de cultivo. La biomasa de algas primero se recupera usando una operación de coagulación-floculación-sedimentación con un rendimiento de recuperación del 97% (Benemann y Tillet, 1987). La concentración del coagulante alumbre es 0.74 mg/L (Molina Grima y col., 2003). Se supone que la biomasa de algas sale de la recolección primaria teniendo una concentración de 30 g/L (Benemann y Tillet, 1987). Este concentrado se deshidrata en una etapa secundaria de la cosecha utilizando centrifugadoras con un rendimiento de recuperación del 85% (Darzins y col., 2010; Molina Grima y col., 2003; Heasman y col., 2000), en el que se obtiene una concentración final de 150 g/L de biomasa de algas (Ventura y col., 2013). El caldo acuoso que contiene nutrientes solubles en agua de ambos pasos de la cosecha se captura y se retorna al proceso de cultivo para disminuir el agua fresca y la demanda de nutrientes del sistema, mientras que la suspensión de algas que sale de las unidades de centrifugación a 12% en peso de humedad se seca en un secador térmico sin pérdida de biomasa (Ventura y col., 2013).

En el proceso de extracción de aceite, el n-hexano se utiliza para la extracción de las moléculas del lípido a partir de la biomasa de microalgas en una relación de masa de 0.5 (hexano/biomasa). Este proceso tiene un rendimiento de recuperación de lípidos del 80% y los resultados en la pérdida del disolvente es del 2% en peso (Darzins y col., 2010). El disolvente se recupera por destilación y se reutiliza. Después de la extracción del aceite, la biomasa de lípidos-agotado (biomasa residual) se quema en la caldera de la planta de potencia para desplazar las fuentes de combustible fósil. En la etapa final, cada gramo de triglicéridos extraído se convierte aproximadamente en 1 g de biodiesel y 0.11 g de glicerol a través de la transesterificación con un catalizador alcalino (KOH en 1.5% en peso) y metanol (en exceso 6 M) (Darzins y col., 2010). El exceso de metanol sin reaccionar se recupera por destilación a una eficacia supuesta de 95%, mientras que el biodiesel crudo se limpia con ácido fosfórico (1.5% en peso de aceite) y agua (15% en peso de aceite) (Darzins y col., 2010).

Se supone que la electricidad y las demandas de energía térmica del proceso de algas a biodiesel son satisfechas por la planta de potencia. Rickman y col. (2013) mostraron que el secado de la biomasa de algas se puede conseguir usando el calor residual de los gases de combustión de la planta de potencia. Por lo tanto, es una consideración razonable suponer que la

corriente de gases de la planta de potencia proporciona la energía térmica requerida por las columnas de destilación y para secar la biomasa de algas utilizando un proceso de recuperación de calor residual.

La energía eléctrica requerida por cada etapa del proceso de producción de biodiesel a partir de microalgas se muestra en la Tabla 3.1. Estas demandas de energía se tomaron de Ventura y col. (2013). Nótese que la potencia requerida para el transporte y la inyección de CO₂, así como para el agua y bombeo del caldo y mezclado se incluyen en el análisis de la etapa del cultivo.

Los resultados del modelo de producción de alga a biodiesel se presentan en el Apéndice B.

Tabla 3.1. Consumo de electricidad de las etapas del proceso de producción de biodiesel a partir de microalgas (Ventura y col., 2013).

Parámetro (Unidad: kWh/tonelada de alga)	Valor	Parámetro (Unidad: kWh/tonelada de alga)	Valor
CULTIVO		EXTRACCIÓN DE ACEITE	
Transporte de CO ₂	45	Extracción	130.7
Rueda de paletas	200		
Inyección de CO ₂ /bombeo	28.9		
Bombeo de agua y caldo	153		
COSECHA		TRANSESTERIFICACIÓN	
Coagulación con Alum	167	Mezclado	20.4
Centrifugación	26.5		

3.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El propósito de este trabajo de tesis es abordar la optimización económica y ambiental del sistema considerado. La función objetivo económica es maximizar la ganancia bruta anual (*PROFIT*), la cual se define como los ingresos procedentes de la venta de la electricidad y los

bioproductos como son el biodiesel y glicerol (*REVENUE*), menos el costo total anualizado (*TAC*), más el subsidio total (*TAX CREDIT*) debido a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, es decir:

$$PROFIT = REVENUE - TAC + TAX CREDIT \quad (3.1)$$

Las ecuaciones necesarias para calcular los términos *REVENUE* y *TAC* de la Ecuación (3.1) se dan a detalle en el Apéndice C, mientras que en la sección 3.4.3 se presenta el cálculo del *TAX CREDIT*. Debe notarse que nuestro interés principal está en la etapa preliminar del diseño del sistema, el *PROFIT* ha sido seleccionado como un objetivo económico apropiado para evaluar el potencial de rentabilidad del sistema y decidir si los diseños más detallados se pueden justificar.

La función objetivo ambiental es minimizar el impacto ambiental global (*EI99*) asociado con la generación de electricidad y biodiesel en el sistema integrado de energía utilizando diferentes tipos de fuentes de energía primaria. El impacto ambiental se define por la Ecuación (3.7) y se mide a través del Eco-indicador 99 que se calcula siguiendo la metodología del LCA (ISO, 2006a; ISO, 2006b), como se presenta en la siguiente sección. Cabe señalar que esta metodología evalúa el impacto ambiental no sólo en el nivel de planta del sistema integrado, sino que también incluye la evaluación de los impactos resultantes de las operaciones de cada una de sus etapas del ciclo de vida asociadas (por ejemplo, todos los procesos asociados con la extracción de materias primas y el procesamiento, la generación de energía y la producción de capital). Por lo tanto, este método determina el comportamiento ambiental global del sistema integrado expandido (ciclo de vida completo del sistema), el cual puede ser útil para la toma de decisiones.

El problema de optimización del sistema integrado de energía se aborda a través de un enfoque de simulación-optimización con el objetivo de la maximización de la ganancia bruta anual (*PROFIT*) y en la minimización del impacto ambiental global (*EI99*). La solución al problema multi-objetivo está dado por un conjunto de puntos óptimos Pareto que implican diseños alternativos, cada uno de los cuales representa un compromiso óptimo entre los criterios ambientales y económicos.

3.4 EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL

El LCA es un método de análisis sistemático para la evaluación ambiental (PRé-Consultants, 2000; Guillén-Gosálbez y col., 2008; Ponce-Ortega y col., 2011a), normalizado por el sistema de gestión ambiental ISO (ISO, 2006a; ISO, 2006b). El cálculo del *EI* sigue los pasos secuenciales de: (i) definición del objetivo y alcance, (ii) análisis del inventario, (iii) evaluación del impacto, y (iv) interpretación y reporte. Estos cuatro se describen a continuación en el contexto de nuestro estudio.

3.4.1 Definición del objetivo y alcance

El objetivo del estudio del LCA es determinar el impacto ambiental del sistema para facilitar el proceso de toma de decisiones para la generación de electricidad sustentable en la planta de potencia de vapor integrada con la instalación de producción de algas a biodiesel. El alcance del estudio del LCA es llevar a cabo un análisis de la cuna a la tumba que explica la generación de fuentes de energía primaria (es decir, combustibles fósiles, biocombustibles y biomasa) y nutrientes consumidos por el sistema, así como el impacto de la fase de construcción de las principales unidades de los equipos de la planta de potencia y las emisiones liberadas a la atmósfera. Por lo tanto, los límites del sistema identificados en la Figura 3.1 se ampliaron para incluir todos los procesos asociados con la extracción de materias primas y la generación de energía, así como nutrientes y la producción de materiales de construcción para las principales unidades de los equipos de la planta de potencia. El impacto ambiental durante la construcción del subsistema de algas a biodiesel se supone que es insignificante en comparación con el que tiene durante el funcionamiento (Clarens y col., 2010). Además, el agua de reposición para el cultivo de microalgas se supone que estará disponible sin penalización ambiental. Además, el transporte y distribución del biodiesel no se consideran dentro de los límites del sistema. La cantidad de 400 MW de potencia eléctrica producida por la planta de potencia es seleccionada como la unidad funcional o base de comparación para este estudio, mientras que la unidad temporal es 1 año.

Dado que la producción de electricidad supera a la del biodiesel en términos de valor y contenido total de energía, se supone que la electricidad es responsable de todos los impactos ambientales del sistema integrado. Esta suposición también refleja que la función principal de la

instalación de las algas a biodiesel es contribuir a la mejora de la sustentabilidad de la planta de potencia termoeléctrica utilizando simultáneamente sus emisiones de CO₂ para la bio-mitigación del CO₂ y la producción de biodiesel para reemplazar el diesel fósil.

Para la clasificación y caracterización de los inventarios de emisiones de cada etapa del ciclo de vida, el Eco-indicador 99 propone once categorías de impacto. Cada categoría de impacto se agrega en una de las tres categorías principales: daño a la salud humana (HH), daño a la calidad del ecosistema (EQ), y daño debido a la reducción de los recursos (RD). Estas categorías principales se traducen finalmente en una unidad métrica, el Eco-indicador 99 total. Además, las reducciones de las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida en relación con los combustibles fósiles se modelan en este estudio para determinar el *TAX CREDIT* asociado a la operación del sistema integrado.

3.4.2 Análisis del inventario

En el segundo paso del LCA, los balances de masa y energía se llevan a cabo para cuantificar las entradas y salidas de materia y energía asociados con la operación y construcción del sistema de electricidad y producción de biodiesel. En este trabajo, el consumo de las fuentes primarias de energía (combustibles fósiles, biocombustibles y biomasa) y el flujo de nutrientes y agua son considerados como entradas, mientras que las emisiones liberadas a la atmósfera son las salidas del sistema. Las cantidades de material (acero inoxidable, acero al carbono, vidrio o plástico) requeridos para la construcción de las principales unidades de los equipos de las plantas de potencia son también entradas. El inventario de las entradas y salidas directas de energía y masa (recursos utilizados y emisiones liberadas) debe traducirse en el inventario del ciclo de vida correspondiente (es decir, las cargas ambientales) de todos los requerimientos de materias primas y de emisiones liberadas al ambiente durante todo el ciclo de vida del sistema. Matemáticamente, la entrada total del inventario del ciclo de vida (es decir, emisiones y requerimientos de materias primas) del químico b está representado por una variable continua LCI_b^{tot} , que se expresa como una función de corrientes de entrada de energía y masa, así como las emisiones durante el funcionamiento del sistema de energía integrado, como se muestra en la Ecuación (3.2).

$$LCI_b^{tot} = \left[\begin{array}{l} \sum_f LCIE_b^f F_f + \sum_{bf} LCIE_b^{bf} F_{bf} + \sum_{bm} LCIE_b^{bm} F_{bm} \\ + \sum_n LCIE_b^n F_n + \sum_{emis} LCIE_b^{emis} F_{emis} + \sum_u LCIE_b^u we_u \end{array} \right] \quad \forall b \quad (3.2)$$

Aquí, $LCIE_b^f$, $LCIE_b^{bf}$, $LCIE_b^{bm}$ y $LCIE_b^n$ denotan las entradas del inventario del ciclo de vida del químico b por unidad de combustible fósil f , biocombustible bf , biomasa externa bm y nutrientes n , respectivamente. Por otra parte, el parámetro $LCIE_b^u$ representa las emisiones liberadas/requerimientos de materias primas del químico b durante la fase de construcción por unidad de masa del equipo u y $LCIE_b^{emis}$ se refiere a las emisiones del químico b por unidad de emisiones $emis$ liberadas durante la operación del sistema. Las variables continuas F_f , F_{bf} y F_{bm} son los flujos de combustible fósil f , biocombustible bf , y biomasa externa bm quemados en la caldera de la planta de potencia, respectivamente; F_n y F_{emis} denotan el consumo de nutrientes n y el total de las emisiones liberadas durante la operación del sistema. Por último, we_u representa el peso del material de construcción para la unidad principal u .

Cabe señalar que los valores de las entradas del inventario del ciclo de vida se pueden obtener a partir de la base de datos ambientales (Ecobalance-UK, 1998; PRé-Consultants, 1998; Swiss Center for Life Cycle Inventories) o mediante la realización de un análisis del LCA específicos de aquellos componentes que no están en la base de datos.

3.4.3 Evaluación del impacto

Como se muestra en la Figura 3.2, este paso consiste en la agregación de las emisiones liberadas y los recursos utilizados (fuentes de energía, nutrientes y materiales de construcción) para cuantificar los posibles impactos ambientales, que luego se reducen a una sola medida del comportamiento ambiental del sistema (Eco -indicador 99). En primer lugar, las sustancias del inventario del ciclo de vida se reunieron en una serie de grupos que representan a las 11 categorías de impacto del marco del Eco-indicador 99, como se indica en la ecuación. (3.3).

$$IMP_c = \sum_b DF_b^c LCI_b^{tot} \quad \forall c \quad (3.3)$$

Aquí IMP_c es el daño ambiental causado en la categoría de impacto c , LCI_b^{tot} es el inventario del ciclo de vida de las emisiones y los requerimientos de materias primas relacionados con el químico b , y DF_b^c es el factor de daño asociado con el químico b y la categoría de impacto c .

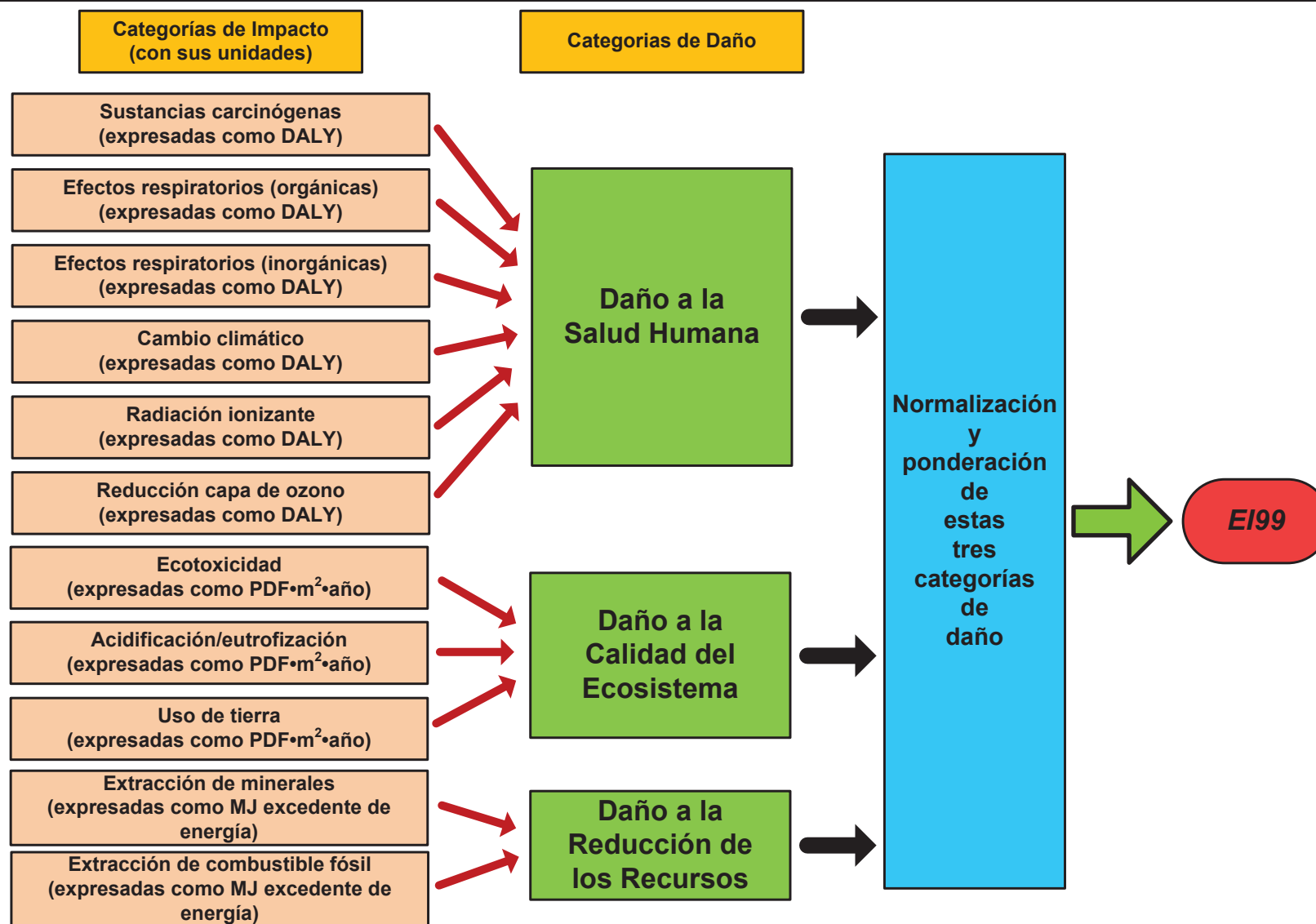


Figura 3.2. Agregación de los efectos y categorías de daño para calcular el valor del Eco-indicador.

Los factores de daños se dan por modelos ambientales específicos que están disponibles en la literatura para cada categoría de impacto (ISO, 2006b). Como puede verse en la ecuación anterior, estos factores permiten un mayor nivel de agregación del inventario del ciclo de vida para evaluar el daño en cada categoría de impacto. También, nótese que una sustancia del inventario del ciclo de vida puede contribuir a más de una categoría de impacto, y que varias sustancias dentro de un grupo pueden contribuir al mismo problema ambiental.

La Figura 3.2 muestra que las 11 categorías de impacto se agregan en las siguientes tres categorías de daño:

- Categoría de daño a la salud humana, la cual incluye los siguientes impactos: (i) efectos carcinógenos en los seres humanos, (ii) efectos respiratorios en los seres humanos que son causados por sustancias orgánicas, (iii) efectos respiratorios en los seres humanos que son causados por sustancias inorgánicas, (iv) daño a la salud humana que es causada por el cambio climático, (v) efectos en la salud humana que son causados por las radiaciones ionizantes, (vi) efectos sobre la salud humana causados por la reducción de la capa de ozono. Los daños a la salud humana se expresan como DALY por sus siglas en inglés (Disability Adjusted Life Years). Un daño de 1 significa que 1 año de vida de un individuo se pierde, o una persona sufre 4 años de una discapacidad con un peso de 0.25.
- Categoría de daño a la calidad del ecosistema, la cual cuenta de los siguientes impactos: (vii) daño a la calidad del ecosistema que es causado por las emisiones tóxicas de los ecosistemas, (viii) daño a la calidad del ecosistema que es causada por el efecto combinado de la acidificación y la eutrofización, (ix) daño a la calidad del ecosistema que es causado por la ocupación y conversión de la tierra. Los daños a la calidad del ecosistema se expresan como PDF·m²·año por sus siglas en inglés (Potentially Disappear Fraction of Species). Un daño de 1 significa todas las especies desaparecen de 1 m² durante 1 año, o el 10% de todas las especies desaparecen de 1 m² durante 10 años.
- Categoría de daño a la reducción de los recursos, la cual incluye los siguientes impactos: (x) daño a la calidad del ecosistema que es causado por la extracción de minerales, y (xi) daño a los recursos que es causada por la extracción de combustibles fósiles. Los daños a los recursos se expresan como MJ excedente de energía. Un daño de 1 significa que

debido a una cierta extracción de recursos, además de la extracción de los mismos recursos en el futuro requerirá un MJ adicional de energía debido a la concentración de recursos más bajos u otras características desfavorables de las reservas restantes.

Por lo tanto, el impacto causado en cada categoría de daño se calcula de la siguiente manera:

$$DAM_d = \sum_{c \in IC(d)} IMP_c \quad \forall d \quad (3.4)$$

Aquí $IC(d)$ denota el conjunto de las categorías de impacto c que contribuyen a la categoría de daño d (es decir, daño a la salud humana, calidad del ecosistema y reducción de los recursos).

De acuerdo a la Figura 3.2, las categorías de daño finalmente se adicionan y multiplican por los factores de normalización específica (NF_d) y de ponderación (WF_d) para calcular la unidad métrica llamada Eco-indicador 99 (es decir, el impacto ambiental global):

$$EI99 = \sum_d NF_d WF_d DAM_d \quad (3.5)$$

Para llevar a cabo el proceso de normalización en este estudio, el daño a la salud humana se divide por el factor de 1.54×10^{-2} , el daño a la calidad del ecosistema por 5.13×10^3 , y el daño a los recursos por 8.41×10^3 . Además, se utiliza la perspectiva jerárquica (PRé-Consultants, 2000) combinado con los factores de ponderación por defecto (es decir, 400-400-200 para HH, EQ y RD, respectivamente).

La ecuación anterior puede ser considerada en términos del factor de daño total (ODF_{re}) para cada recurso utilizado y la emisión liberada por unidad de flujo de referencia (es decir, combustible fósil, biocombustible, biomasa, nutrientes, emisión) o por unidad de peso del equipo u , que puede ser calculada por la siguiente expresión general:

$$ODF_{re} = \sum_d \sum_{c \in IC(d)} \sum_b NF_d WF_d DF_b^c LCIE_b^{re} \quad \forall re \in (f, bf, bm, n, emis, u) \quad (3.6)$$

Como resultado, el impacto ambiental global del sistema integrado de energía se calcula como la suma del factor de daño global por cada recurso utilizado y la emisión liberada

multiplicada por su flujo asociado o peso en el caso del material de construcción, como se indica a continuación:

$$EI99 = \left[\sum_f ODF_f F_f + \sum_{bf} ODF_{bf} F_{bf} + \sum_{bm} ODF_{bm} F_{bm} + \sum_n ODF_n F_n + \sum_{emis} ODF_{emis} F_{emis} + \sum_u ODF_u w e_u \right] \quad (3.7)$$

Por lo tanto, el objetivo ambiental consiste en minimizar el impacto ambiental global dado por la Ecuación (3.7). Los factores generales de daños a los recursos utilizados y las emisiones liberadas se dan en la Tabla 3.2. Estos factores se calcularon basados en los datos ambientales dados por la Base de datos de PRé-Consultants (2000). Los factores de daño global se dan en el Apéndice D.

Tabla 3.2. Factores de daño global para los materiales y combustibles considerados.

Material/Combustible	Factor de daño global	Unidades
<i>Acero</i>	0.086	Eco-puntos/kg de acero
<i>Urea (Nitrógeno)</i>	0.13	Eco-puntos/kg de urea
<i>DAP (Fosfato)</i>	0.099	Eco-puntos/kg de fosfato
<i>Carbón</i>	24.13	Eco-puntos/ton de carbón
<i>Petróleo</i>	158.04	Eco-puntos/ton de petróleo
<i>Gas Natural</i>	124.52	Eco-puntos/ton de gas natural
<i>Pasto</i>	2.48	Eco-puntos/ton de pasto
<i>Biogás</i>	15.48	Eco-puntos/ton de biogás
<i>Madera suave</i>	12.66	Eco-puntos/ton de madera suave
<i>Madera dura</i>	11.42	Eco-puntos/ton de madera dura
<i>Biodiesel</i>	14.40	Eco-puntos/ton de biodiesel

Además, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida de la electricidad y la producción de biodiesel por el sistema integrado de energía deben ser considerados para calcular el subsidio total obtenido que se conoce como *TAX CREDIT* de la siguiente manera:

$$TAX\ CREDIT = (\text{Reducción total de las emisiones de GEI}) \cdot S^{GHG}$$

Aquí S^{GHG} es el subsidio unitario para la reducción de las emisiones de GEI del ciclo de vida (\$/ton de GEI reducido).

La contribución de GEI al calentamiento global para cada combustible toma en cuenta las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O que se agrupan en un sólo factor de emisión, el cual se calcula utilizando el modelo Potencial de Calentamiento Global IPCC (GWP) (IPCC, 2007), con un horizonte de tiempo de 100 años. De hecho, para cada combustible, este factor GWP representa el factor de daño total asociado con todas sus emisiones de gases de efecto invernadero y la categoría de impacto del calentamiento global. Este factor se expresa en kilogramos de emisiones equivalentes de dióxido de carbono por unidad de energía de combustible (es decir, kg CO₂ equiv./kJ). Por lo tanto, el flujo de cada fuente de energía primaria (es decir, combustible fósil, biocombustible y biomasa) que puede ser quemado en la caldera de la planta de potencia se multiplica por el poder calorífico inferior y el factor GWP del combustible para dar sus emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida.

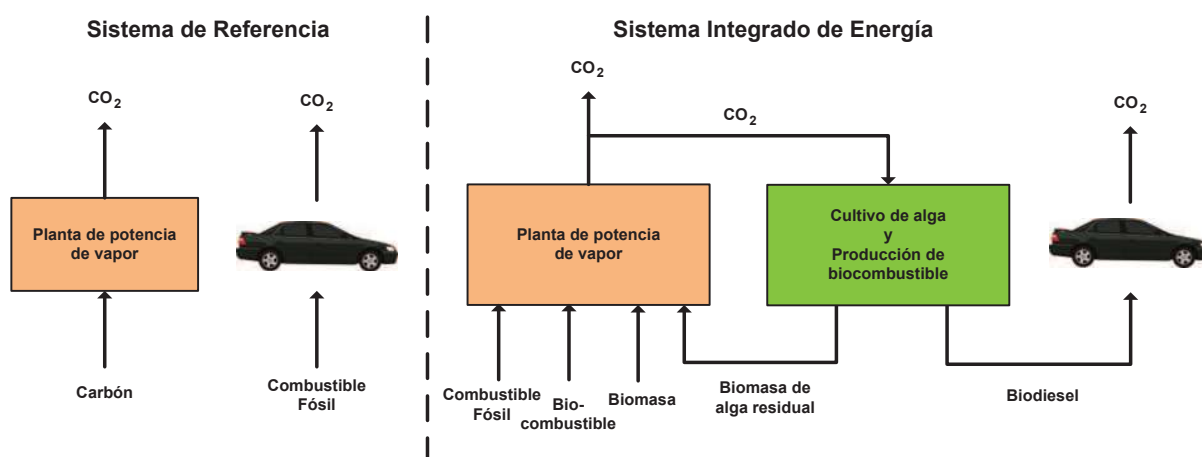


Figura 3.3. Presentación esquemática de los combustibles y flujos de CO₂ con y sin el proceso de producción de biodiesel de algas.

Para determinar la cantidad de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida, el sistema integrado de energía tiene que ser comparado con las emisiones de GEI de un sistema de referencia para la misma cantidad de energía eléctrica producida. El esquema

simplificado de la Figura 3.3 ilustra el combustible y los flujos de carbono en el sistema de referencia sin el proceso de producción de biocombustible de algas y el sistema integrado de la energía, el cual incluye todos los procesos de la producción de microalgas del gas de combustión de la planta de potencia a la combustión de biodiesel. Desde el cambio de combustible de carbón a biomasa como materia prima en la caldera de la planta de potencia se puede lograr la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero debido al desplazamiento de diesel derivado fósil con biodiesel en el sector del transporte para el cálculo del *TAX CREDIT* para el sistema integrado de energía. Por lo tanto, esta variable está dada por:

$$TAX\ CREDIT = (HV_{FD}Em_{FD}^{LCA}F_{FD} - HV_{BD}Em_{BD}^{LCA}F_{BD})S^{GHG} \quad (3.8)$$

Aquí HV_{FD} y HV_{BD} son los valores caloríficos del diesel fósil y biodiesel, respectivamente. Em_{FD}^{LCA} y Em_{BD}^{LCA} son las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida para el diesel fósil y biodiesel, respectivamente. Cabe señalar que las emisiones directas de CO₂ eliminado del gas de combustión de la planta de potencia por las microalgas no están incluidos en la ecuación anterior, porque este carbono está incrustado entre dos combustibles renovables (biodiesel y biomasa de algas residual) y se libera inmediatamente a la atmósfera durante la combustión de combustibles resultando en ningún secuestro a largo plazo (es decir, la reducción de GEI, las emisiones del ciclo de vida).

El flujo del diesel fósil desplazado se calcula sobre la base del contenido energético neto equivalente de diesel derivado de fósiles y biodiesel. Por lo tanto, este flujo se define como:

$$F_{FD} = \frac{HV_{BD}}{HV_{FD}}F_{BD} \quad (3.9)$$

Los valores calóricos y las emisiones de GEI del ciclo de vida para el biodiesel y el diesel derivado de fósiles se tomaron de Stephenson y col. (2010). Los valores caloríficos inferiores de biodiesel y el diesel fósil han sido tomadas como 37.2 MJ/kg y 43.1 MJ/kg, mientras que sus emisiones de GEI del ciclo de vida para el biodiesel y el diesel fósil se tomaron como 713 kg de CO₂ equiv./tonelada de biodiesel y 3707 kg de CO₂ equiv./tonelada de diesel.

3.4.4 Interpretación

La solución del problema multi-objetivo consiste en un conjunto de puntos óptimos (es decir, conjunto óptimo Pareto) que representa los diseños alternativos del sistema, cada uno logrando una combinación única de los criterios de optimización dados. En el último paso de la metodología del LCA, las soluciones Pareto se analizan para elegir la mejor solución en la que las mejoras ambientales importantes se pueden lograr en una disminución marginal en la ganancia bruta anual o de acuerdo a la preferencia de la toma de decisiones y la normativa ambiental aplicable. Asimismo, se formulan una serie de conclusiones y recomendaciones para el sistema.

3.5 MÉTODO DE SOLUCIÓN

3.5.1 Método “ ϵ -constraint”

La principal ventaja de utilizar biocombustibles y biomasa como fuente de energía en la planta de potencia de vapor junto con la remoción del CO₂ con microalgas de la corriente de combustión para la producción de biodiesel es la reducción del impacto ambiental global. Sin embargo, un menor impacto ambiental está asociado con un sistema de baja ganancia bruta anual. Esto plantea un problema de optimización multi-objetivo desafiante donde el impacto ambiental global (*EI99*) debe ser minimizado, mientras se maximiza la ganancia bruta anual del sistema (*PROFIT*).

Se utilizó el método “ ϵ -constraint” (Haimes y col., 1971; Diwekar, 2003) para generar el conjunto de soluciones óptimas que representan el compromiso entre los criterios económicos y ambientales. La estrategia básica de esta técnica es la de transformar el problema de optimización multi-objetivo en una serie de problemas de optimización de un sólo objetivo, en las que uno de los objetivos es seleccionado para minimizar (o maximizar), mientras que cada uno de los demás se convierte en una restricción adicional que se ve obligado a ser inferior a un conjunto de parámetros epsilon. Por lo tanto, el problema de optimización multi-objetivo de interés puede, por lo tanto, ser formulado matemáticamente de la siguiente manera:

Maximizar:

$$PROFIT(x, u, x_D)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} EI99(x, u, x_D) &\leq \varepsilon \\ h_l(x, u, x_D) &= 0 \\ g_E(x, u, x_D) &\leq 0 \end{aligned} \tag{P1}$$

Aquí ε es un parámetro auxiliar que toma diferentes valores para obtener el conjunto completo de soluciones Pareto. Las restricciones de igualdad h_l son el sistema de ecuaciones algebraicas no lineales (es decir, relaciones de propiedades termodinámicas, balances de masa y energía, costos y limitaciones del LCA) que modelan el problema, mientras que las restricciones de desigualdad g_E representan las especificaciones del diseño (es decir, límites de capacidad y límites superior e inferior de las variables de decisión). Los objetivos económicos y ambientales son definidos por las Ecuaciones (3.1) y (3.7), respectivamente.

El problema bajo consideración consiste en un conjunto de variables de optimización continuas D llamadas variables de decisión, los cuales son indicados por el vector x_D .

El vector x representa las variables continuas que son salidas del proceso de optimización (es decir, las propiedades termodinámicas, los flujos másicos, las condiciones de operación y tamaño de las unidades de los equipo). Las variables continuas están relacionadas con las variables de decisión x_D por las ecuaciones del modelo. Los parámetros no modificados durante los cálculos están representados por el vector u .

3.5.2 Marco de simulación-optimización

El método de solución propuesto tiene dos bucles exteriores anidados como el propuesto por Gutiérrez-Arriaga y col. (2013). En el bucle externo, el método define los valores de ε para los impactos ambientales. En el bucle interior, el problema de optimización individual (P1) se resuelve para un valor dado de ε . El algoritmo para resolver el problema del bucle interior

combina un módulo de simulación del sistema con una metodología de optimización que incluye algoritmos genéticos (AG) (Goldberg, 1989).

Los pasos del algoritmo para resolver cada problema de un sólo objetivo son los siguientes:

Paso 1. Se genera aleatoriamente una población inicial de un tamaño especificado con un número de individuos N_{pop} fijos. La identidad de cada individuo (es decir, cromosoma) de la población está determinada por las variables de decisión del problema, que pueden cambiar dentro del proceso de optimización de acuerdo a los límites previamente establecidos. Por lo tanto, hay diferentes combinaciones de las variables de decisión o individuos N_{pop} . El conjunto de variables de decisión (es decir, las variables independientes) para las plantas de potencia de vapor regenerativa con recalentamiento se muestran en la Figura 3.1 que incluye la presión y temperatura principal de vapor, la presión y temperatura de recalentamiento, presiones de extracción de vapor, presión del desaireador y la presión del condensador.

Paso 2. En cada generación, la función fitness de cada individuo es evaluada por la simulación y los individuos se ordenan en base a este criterio.

En este capítulo de la presente tesis, la función fitness correspondiente a la función objetivo económica (ganancia bruta anual) y el objetivo es maximizar su valor. El módulo de simulación proporciona las condiciones de los componentes de la planta de potencia (es decir, variables dependientes) para cada individuo: las condiciones del vapor y la caldera (temperatura, presión, flujo, caída de presión), condiciones de recalentamiento (temperatura de salida y caída de presión), turbinas de vapor (condiciones de entrada y salida: temperatura, presión, entalpía, flujo), condiciones de extracción (temperatura, presión, entalpía, flujo), condensador (área, así como las condiciones de entrada y salida: temperatura, presión, entalpía, flujo), calentadores de agua de alimentación (área, entrada de condensado, salida de condensado, entrada de extracción de vapor, condiciones de los drenes: temperatura, presión, entalpía, flujo), bombas (potencia de la bomba, presión de entrada, presión de salida, flujo). También, para cada individuo, el módulo de simulación proporciona el calor adicionado en la caldera, los flujos de emisiones, el costo del equipo como una función del tamaño y otra información para calcular la función objetivo económica que corresponde a la función fitness.

La descripción detallada del problema para obtener el costo mínimo de energía es la siguiente.

Para cada individuo, el calor requerido por la caldera puede ser proporcionada por múltiples fuentes de energía, incluyendo combustibles fósiles, biocombustibles y biomasa. Por lo tanto, hay varias combinaciones posibles de fuentes de energía en lugar de uno sólo para satisfacer las demandas de energía de la caldera. Pero sólo uno de ellos permite que la planta de potencia de vapor opere con el mínimo costo anual de energía para un valor dado del impacto ambiental (es decir, el parámetro ε del método constraint). El problema de la combinación óptima de las fuentes de energía consiste en una variable dependiente, donde dicha selección de los combustibles representa el balance de energía sobre la caldera, y muestra que el flujo de energía proporcionada por las diferentes fuentes de energía sirve para satisfacer la carga de calor de la caldera QH , y se formula de la siguiente manera:

$$\sum_{f \in F(nc)} \eta_f HV_f F_f + \sum_{bf} \eta_{bf} HV_{bf} F_{bf} + \sum_{bm} \eta_{bm} HV_{bm} F_{bm} + \eta_{LD} HV_{LD} F_{LD} = QH \quad (3.10)$$

Aquí F_{LD} es la biomasa de alga de lípido-agotado o biomasa residual; HV_f , HV_{bf} , HV_{bm} y HV_{LD} son los valores caloríficos del combustible fósil f , biocombustible bf , biomasa bm y biomasa de algas de lípido-agotado, respectivamente. η_f , η_{bf} , η_{bm} y η_{LD} son las eficiencias de la caldera para el combustible fósil f , biocombustible bf , biomasa bm y biomasa de algas de lípido-agotado, respectivamente. $F(nc)$ denota el conjunto de los combustibles fósiles que contribuyen a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (gas natural y petróleo) en comparación con el carbón.

El flujo total del CO_2 de la combustión de los combustibles fósiles, biocombustibles, biomasa externa y biomasa de algas en la caldera de la planta de potencia está dada de la siguiente manera:

$$\sum_{f \in F(nc)} Em_f^{Comb} F_f + \sum_{bf} Em_{bf}^{Comb} F_{bf} + \sum_{bm} Em_{bm}^{Comb} F_{bm} + Em_{LD}^{Comb} F_{LD} = F_{CO_2} \quad (3.11)$$

Aquí F_{CO_2} es el flujo de CO_2 generado por la caldera de la planta de potencia; Em_f^{Comb} , Em_{bf}^{Comb} , Em_{bm}^{Comb} y Em_{LD}^{Comb} son los factores de las emisión directas de CO_2 procedentes de la combustión

en la planta de potencia para el combustible fósil f , biocombustible bf , biomasa bm y biomasa de algas de lípido-agotado, respectivamente.

El costo anual de las fuentes de energía expresado como Z , se calcula de la siguiente manera:

$$Z = \sum_{f \in F(nc)} C_f F_f + \sum_{bf} C_{bf} F_{bf} + \sum_{bm} C_{bm} F_{bm} + C_{LD} F_{LD} \quad (3.12)$$

Aquí C_f , C_{bf} , C_{bm} y C_{LD} son los costos unitarios para el combustible fósil f , biocombustible bf , biomasa bm y biomasa de algas de lípido-agotado, respectivamente.

La Tabla 3.3 presenta los costos unitarios, los valores caloríficos, y las emisiones directas de CO₂ de los combustibles asociados con el problema. Las emisiones directas se obtuvieron del informe SENER-CONUEE (2009). Como se puede ver en esta tabla, el costo unitario de la biomasa de algas de lípido-agotado es muy pequeña, por lo que esta será siempre parte de cualquier solución óptima.

Por lo tanto, la búsqueda a través de AG permite el cálculo de los tipos y cantidades óptimas de las fuentes de energía primaria que requiere la caldera para cada individuo en cada generación (es decir, la iteración) del proceso de optimización. Para cada individuo, el modelo toma en cuenta las iteraciones de masa y energía entre la planta de potencia y el subsistema de producción de algas para biodiesel.

Después de resolver la combinación de los diferentes tipos de fuentes de energía, los costos de capital para las principales unidades del sistema se calculan utilizando las relaciones de costos dadas en los Apéndices A y C, los cuales se basan en correlaciones reportadas en la literatura (Bruno y col., 1998; Peters y col., 2003), así como los datos de costos reportados por Ventura y col. (2013). Adicionalmente, los costos totales de operación son evaluados de las ecuaciones presentadas en los Apéndices B y C.

Tabla 3.3. Costos unitarios, valores caloríficos y factores de emisiones para los combustibles considerados.

Combustibles	Costos unitarios (\$/ton)	Valores caloríficos (MJ/ton)	Emisiones directas (g CO ₂ /MJ)
Carbón	97.1	35000	94.60
Petróleo	740	45200	72.78
Gas Natural	855.2	54000	56.09
Pasto	45	4480	100.00
Biogás	444	52000	54.42
Madera suave	51.67	20400	111.76
Madera dura	53.31	18400	111.95
Biomasa de alga	0.01	28000	21.42
Biodiesel	-----	37200	70.77
Diesel	-----	43100	74.08

Paso 3. Los individuos con los mayores valores de la función fitness (es decir, los individuos más aptos) son seleccionados como padres para generar un nuevo conjunto de individuos (es decir, un nuevo conjunto de variables de decisión).

En este trabajo, el criterio de selección fue el enfoque de *Roulette Wheel*, el cual se basa en la selección de los padres a través de la simulación en una ruleta, donde el área de selección es proporcional a la función fitness. Los padres seleccionados se utilizan para generar la nueva población. Para este propósito, los operadores genéticos de reproducción, como el elite count (los dos mejores individuos sin cambio pasan a la próxima generación), crossover (dos individuos seleccionados al azar se combinan para producir un nuevo individuo) y la mutación (un cambio al azar se realiza en las variables de búsqueda de un individuo determinado para producir un nuevo

individuo), se aplican a este grupo seleccionado. De esta manera, se genera una nueva población con el mismo número de individuos como la anterior.

Paso 4. Los individuos de la nueva población se evalúan de nuevo basados en la función fitness. El algoritmo puede continuar la evolución de la población de esta manera de forma indefinida. Sin embargo, el proceso de cálculo continúa hasta que se satisface el criterio de convergencia (por ejemplo, si el número de generaciones es mayor que un número fijo). Cuando se alcanza el criterio de convergencia, el algoritmo se detiene y la mejor solución es la de la mayor ganancia en la generación actual. Nótese que este enfoque satisface la restricción ambiental previamente fijada por el método “ ε -constraint”.

El modelo fue desarrollado en la plataforma de MATLAB® y utilizado en nuestro análisis para la realización de balances de materia y energía del sistema integrado de energía para determinar la materia prima y entradas de energía, así como para resolver el problema de optimización utilizando AG. Para el presente estudio, se utilizó un tamaño poblacional de 120 cromosomas y un elite count de dos individuos. La fracción de crossover fue tomada como 0.8 y el número máximo de generaciones fue seleccionado como 2000. El modelo se simuló en una computadora con un procesador Intel(R) Core(TM) i7 (2.20 GHz) con una memoria RAM de 6 GB.

3.6 RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN Y DISCUSIÓN

La solución del problema multi-objetivo proporciona las curvas Pareto (es decir, un conjunto de soluciones que representan los mejores compensaciones posibles entre los objetivos económico y ambiental) mostradas en la Figura 3.4 para ambos casos, sin y con un subsidio para la reducción de las emisiones de GEI. Estos resultados se obtuvieron en base a los siguientes datos de rendimiento de las unidades de la planta de potencia: eficiencia de las bombas del 70% y una eficiencia isoentrópica de la turbina del 90%, un grado de subenfriamiento en el condensador de 5 °C y una diferencia de temperatura terminal de 5 °C. El precio de venta por unidad de electricidad, biodiesel y glicerol se tomaron como \$0.14/kWh (CESOP, 2013), \$3.91/gal (DOE, 2013) y \$90.91/tonelada (Ventura y col., 2013), respectivamente. Cabe señalar que el precio de venta por unidad de biodiesel se obtiene del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE).

Tabla 3.4. Puntos **A** y **B** de la curva Pareto para un S^{GHG} de \$5/ton CO₂ equiv.

Solución	ESTANQUES RACEWAY	
	<i>PROFIT</i> <i>(millones US\$/año)</i>	<i>EI99</i> <i>(millones Eco-puntos /año)</i>
Punto A	105.17	15.03
Punto B	-32.70	12.50

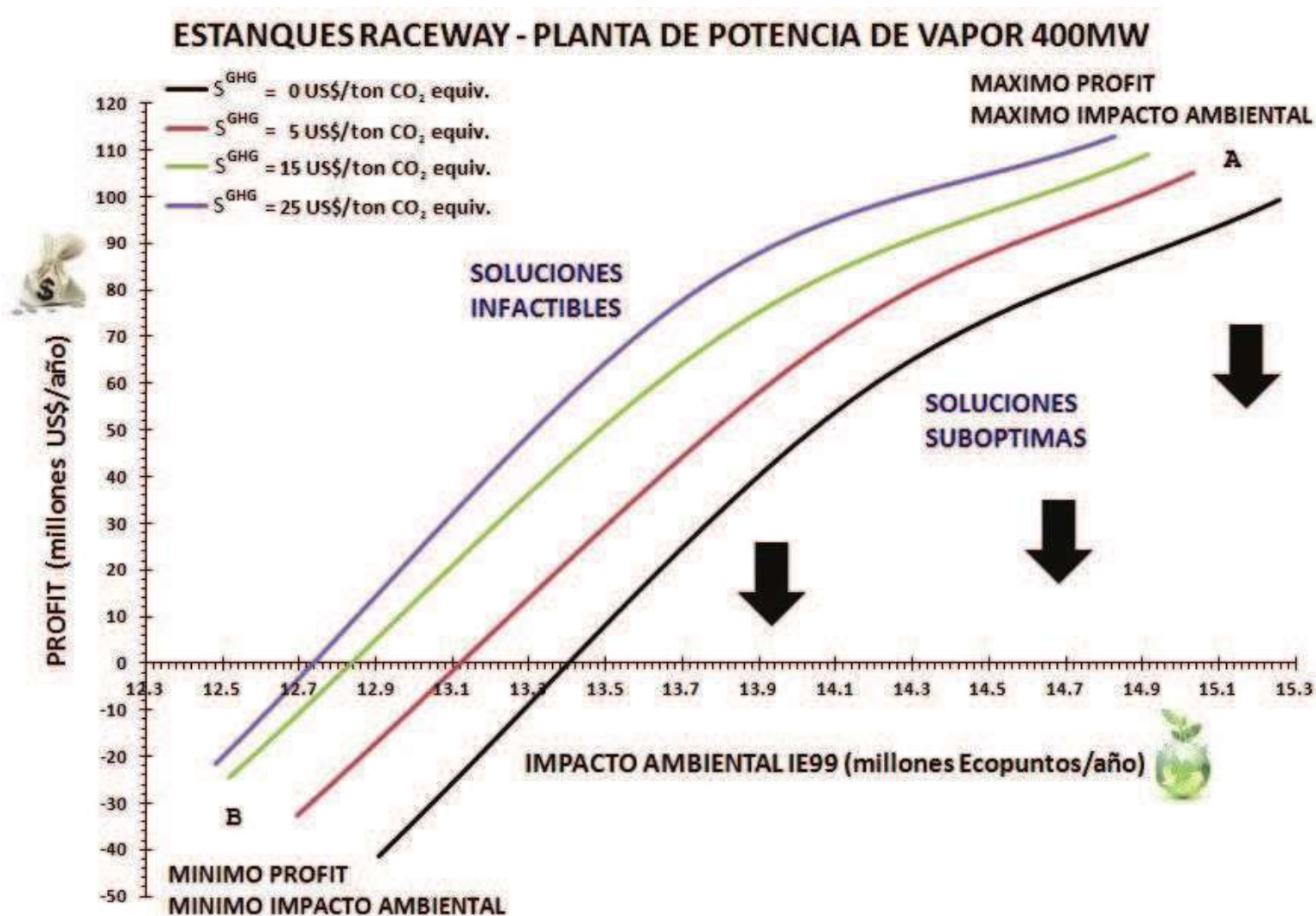


Figura 3.4. Curvas Pareto para el sistema integrado de energía con y sin un subsidio para la reducción de las emisiones de GEI de \$5/ton CO₂ equiv.

Tabla 3.5. Flujos de materiales y combustibles en los puntos **A** y **B** para un S^{GHG} de \$5/ton CO₂ equiv.

Material/Combustible	<i>ESTANQUES RACEWAY</i>			
	Punto A		Punto B	
	<i>Q</i> (MJ/año)	<i>Flujo</i> (ton/año)	<i>Q</i> (MJ/año)	<i>Flujo</i> (ton/año)
<i>Carbón</i>	1.75x10 ¹⁰	501,015	----	----
<i>Pasto</i>	----	----	2.35x10 ¹⁰	3.86x10 ⁶
<i>Biogás</i>	----	----	----	----
<i>Madera suave</i>	----	----	----	----
<i>Madera dura</i>	----	----	----	----
<i>Biomasa de alga (F_{AC})</i>	----	341,850	----	357,099
<i>Biomasa residual (F_{LD})</i>	5.99x10 ⁹	214,210	6.26x10 ⁹	223,765
<i>CO₂ generado (F_{CO2})</i>	----	1.78x10 ⁶	----	1.86x10 ⁶
<i>Vapor a la salida de la caldera</i>	----	7.36x10 ⁶	----	7.44x10 ⁶
<i>Consumo de Urea</i>	----	12,277	----	12,825
<i>Consumo de DAP</i>	----	2,641	----	2,759
<i>Agua de reposición</i>	----	5.85x10 ⁷	----	6.11x10 ⁷
<i>Biodiesel producido</i>	----	67,645	----	70,662
<i>Glicerol producido</i>	----	7,440	----	7,772

Los puntos A y B en la Figura 3.4 representan las soluciones óptimas de diseño con la máxima ganancia bruta y el mínimo impacto ambiental, respectivamente. Como se muestra en esta figura, una reducción en el Eco-indicador 99 sólo puede lograrse a expensas de una disminución en la ganancia bruta anual (es decir, aumento en el costo total anual), por lo que existe equilibrio claro entre ambos criterios. La Tabla 3.4 muestra que el Eco-indicador 99 para un subsidio de \$5/tonelada de CO₂ equiv. se reduce de 15.03x10⁶ Eco-puntos/año a 12.70x10⁶ Eco-puntos/año a lo largo de la curva Pareto. Además, la Figura 3.4 muestra que la reducción del impacto ambiental por debajo de unos 13.45x10⁶ Eco-puntos/año requiere enormes costos

anuales totales que, a su vez, conduce a ganancias anuales brutas negativas. Además, el valor más grande del subsidio unitario por la reducción de las emisiones de GEI, se hará más beneficioso. En general, la ganancia (*PROFIT*) calculada es prometedora para ambos casos.

En el conjunto Pareto del problema, cada punto corresponde a un diseño diferente del sistema en términos de condiciones de operación y selección de fuentes de energía. Como se muestra en la Tabla 3.5 para un subsidio de \$5/toneladas de CO₂ equiv., las soluciones extremas utilizan biomasa de algas de lípido-agotado como fuente de energía en la caldera de la planta de potencia, pero se diferencian en el tipo de los otros combustibles de la mezcla de energía: la solución al maximizar la ganancia bruta anual (punto A) utiliza carbón, mientras que la solución al minimizar el *EI99* (punto B) utiliza pasto. Estas son las principales diferencias entre ambas soluciones.

En la Tabla 3.6 se observa que los ingresos por la venta de biodiesel es mayor en el punto B (es decir, 90.74×10^6 \$/año) que en el punto A (es decir, 85.86×10^6 \$/año). Esto se debe a que la cantidad de CO₂ generado en la planta de potencia y entregado a la biorrefinería de algas es mayor en el punto B que en el punto A, y como resultado, la biomasa de algas disponibles para ser convertida en biodiesel es mayor en el punto B respecto al punto A. También se puede observar que en las Tablas 3.4 a 3.6 las fuentes de energía seleccionadas para las soluciones representan las contribuciones más importantes a la ganancia bruta anual y el impacto ambiental global. En la solución óptima A, se selecciona sólo carbón como combustible externo en la caldera, porque es la opción con el mayor impacto ambiental, pero también es el más económico. Por otro lado, el punto B utiliza pasto en lugar de carbón, reduciendo simultáneamente el Eco-indicador 99 y la ganancia bruta anual asociada.

Recientemente, Wong y You (2014) abordaron el diseño óptimo y la síntesis de los procesos de biorrefinería de algas para el secuestro de carbono biológico. Sus resultados de la optimización indican que la biorrefinería de algas gana \$12.23/ton de CO₂ secuestrado para el cultivo de algas en los estanques abiertos, cuando la cantidad secuestrada anual equilibra las emisiones de una planta de potencia de 2400 MW que utiliza carbón y el gas de alimentación se suministra a la biorefinería sólo durante el día. Por lo tanto, estos resultados y los resultados obtenidos en el presente trabajo ponen de manifiesto que el sistema integrado de energía podría

ser una estrategia rentable para la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero de las plantas de potencia.

Tabla 3.6. Resultados económicos para los puntos A y B para un S^{GHG} de \$5/ton CO₂ equiv.

Descripción	<i>ESTANQUES RACEWAY</i>	
	Punto A (US\$/año)	Punto B (US\$/año)
<i>Ingreso por la venta de Biodiesel</i>	86,861,278	90,735,921
<i>Ingreso por la venta de Glicerol</i>	676,459	706,634
<i>Ingreso por la venta de NEP</i>	402,112,545	400,653,236
<i>REVENUE</i>	489,650,282	492,095,791
<i>TAX CREDIT</i>	841,015	878,530
<i>Costo del combustible</i>	48,648,582	174,059,477
<i>Costo de Urea</i>	5,524,929	5,771,381
<i>Costo de DAP</i>	1,717,006	1,793,597
<i>Costo del agua de reposición</i>	585,721	611,849
<i>Costo del coagulante alum</i>	126	132
<i>Costo del Hexano</i>	4,227,830	4,416,422
<i>Costo del Metanol</i>	4,464,589	4,663,742
<i>Costo del KOH</i>	369,952	386,454
<i>Costo del H₃PO₄</i>	710,275	741,959
<i>Costo de operación (OC)</i>	66,249,014	192,445,017
<i>Costo de capital anual (FC)</i>	319,072,398	333,227,579
<i>Costo total anual (TAC)</i>	385,321,413	525,672,597
<i>PROFIT</i>	105,169,885	-32,698,273

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES GENERALES Y TRABAJO FUTURO

CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES GENERALES Y TRABAJO FUTURO

4.1 CONCLUSIONES

Los resultados de este trabajo de tesis muestran que la captura biológica del CO₂ mediante el cultivo de microalgas para la producción de biodiesel podría ser una estrategia rentable para la mitigación de las emisiones de gases con efecto invernadero de las plantas de potencia. Esto se debe principalmente a los siguientes dos factores:

1. El sistema integrado tiene un balance energético favorable, que se refleja en la importante cantidad de energía eléctrica disponible para su venta después de que la planta de potencia suministra las enormes cantidades de energía eléctrica requeridas por las diversas etapas del proceso de producción de biodiesel a partir de microalgas.
2. El sistema integrado de energía reduce las emisiones de CO₂ de la planta de potencia mediante el cultivo de microalgas para la mitigación biológica del CO₂ y, al mismo tiempo, produce combustibles renovables (es decir, biodiesel y biomasa de lípido-agotado que se quema en la planta de potencia) de la biomasa de algas que desplazan las fuentes de combustibles fósiles. Por lo tanto, esta situación también origina ahorros en la factura energética al reducir el consumo de fuentes externas de energía primaria.

Por otra parte, los resultados también muestran que mediante la incorporación de un subsidio debido a las reducciones de GEI en la formulación del problema, la ganancia bruta anual se incrementa y es positiva en la mayoría de los puntos de la curva Pareto. Este comportamiento es el esperado; sin embargo, la importancia de este resultado radica en que podría ser utilizado como base por diferentes instancias gubernamentales del sector energético y ambiental para cuantificar los subsidios a otorgar a empresarios para obtener reducciones pre-especificadas de GEI.

Actualmente, la producción de biodiesel a partir de algas resulta ser un proceso infactible económicamente, debido a los enormes costos de operación y capital requeridos en las etapas de producción y procesamiento de las microalgas; sin embargo, la integración del sistema de algas con la planta de potencia de vapor resulta ser un panorama muy atractivo económicamente, ya que las ganancias obtenidas por la integración de estos dos sistemas resulta ser factible

económicamente, además de reducir el consumo de combustibles fósiles en la planta de potencia utilizando como combustible adicional la biomasa de alga y así mitigar las enormes emisiones de CO₂ que se generan por el uso de combustibles fósiles, obteniendo como productos de valor agregado el biodiesel y el glicerol.

4.2 PRODUCTOS OBTENIDOS

Los resultados obtenidos durante el desarrollo de la presente tesis han sido sometidos a evaluación en revistas con arbitraje estricto y en congresos nacionales e internacionales; tales productos son enlistados a continuación:

a) Artículos en revistas internacionales con arbitraje estricto

1. **Gutiérrez-Arriaga, C. G.**, Serna-González, M., Ponce-Ortega, J. M., El-Halwagi, M. M. (2013). Multi-Objective Optimization of Steam Power Plants for Sustainable Generation of Electricity. *Clean Technologies Environmental Policy*. 15 (4), 551-566.
2. **Gutiérrez-Arriaga, C. G.**, Serna-González, M., Ponce-Ortega, J. M., El-Halwagi, M. M. (2014). Sustainable Integration of Algal Biodiesel Production with Steam Electric-Power Plants for Greenhouse Gas Mitigation. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*. 2 (6), pp. 1388-1403. DOI: 10.1021/sc400436a.
3. **Gutiérrez-Arriaga, C. G.**, Abdelhady, F., Bamufleh, H., Serna-González, M., Ponce-Ortega, J. M., El-Halwagi, M. M. (2014). Energy Integration Involving Waste Heat Recovery and Organic Rankine Cycles. *Clean Technologies Environmental Policy*. DOI: 10.1007/s10098-014-0833-5.

b) Artículos en proceedings con arbitraje estricto

1. **Gutiérrez-Arriaga, C. G.**, Serna-González, M., Ponce-Ortega, J. M., El-Halwagi, M. M., Faissal Abdelhady, Hisham S. Bamufleh. (2014). Sustainable Integration of Algal Biodiesel Production with Steam Electric-Power Plants for Mitigating CO₂ Emissions. 9th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 20-27 September 2014. Venice-Istanbul.

2. **Gutiérrez-Arriaga, C. G.**, Serna-González, M., Ponce-Ortega, J. M., El-Halwagi, M. M. (2012). Optimal Design of Integrated Electric-Power and Algal Biofuel Generation Systems. AIChE Annual Meeting 2012, October-November 2012. Pittsburgh, PA, USA.
3. **Gutiérrez-Arriaga, C. G.**, Serna-González, M., Ponce-Ortega, J. M., El-Halwagi, M. M. (2013). Sustainable Optimization of Steam Power Plants. AIChE Annual Meeting 2011. 16-21 October 2011. Minneapolis, Minnesota, USA.

c) Memorias en congreso con extenso

1. **Gutiérrez-Arriaga, C. G.**, Serna-González, M., Ponce-Ortega, J. M. (2013). Integración Energética de Procesos para la Recuperación de Calor Residual. 8° Congreso Estatal de Ciencia, Tecnología e Innovación y Segundo Encuentro de Tesistas y Beneficiarios del Programa Becas-Tesis, CONACyT-CECTI, Morelia, Michoacán, México, 7 y 8 de Noviembre de 2013.
2. **Gutiérrez-Arriaga, C. G.**, Serna-González, M., Ponce-Ortega, J. M. (2013). Diseño Optimo Multi-Objetivo de un Sistema de Algas para la Producción de Biodiesel Integrado a una Planta de Potencia. XXXIV Encuentro Nacional y 3er. Congreso Internacional de la AMIDIQ, Mazatlán, Sinaloa, México, 7-10 de Mayo de 2013.
3. **Gutiérrez-Arriaga, C. G.**, Serna-González, M., Ponce-Ortega, J. M. (2012). Diseño Optimo Multi-Objetivo de un Sistema de Algas para la Producción de Biodiesel Integrado a una Planta de Potencia. 7° Congreso Estatal de Ciencia, Tecnología e Innovación y Primer Encuentro de Tesistas y Beneficiarios del Programa Becas-Tesis, CONACyT-CECTI, Morelia, Michoacán, México, 30 y 31 de Octubre de 2012.
4. **Gutiérrez-Arriaga, C. G.**, Serna-González, M., Ponce-Ortega, J. M. (2011). Multi-Objective (-Environmental and Economic-) Optimization of Steam Power Plants”, XXXII Encuentro Nacional y 1er. Congreso Internacional de la AMIDIQ, Riviera Maya, Quintana Roo, México, 3-6 de Mayo de 2011.

4.3 TRABAJO FUTURO

El tema de minimización de las emisiones de gases con efecto invernadero de las plantas de potencia representa un reto de investigación actual. En este sentido, se deben de proponer nuevos enfoques de integración que permitan reducir las emisiones a un menor costo. Para esto las herramientas de integración de procesos pueden ser opciones atractivas (integración simultánea de masa y energía, uso de bombas de calor integradas). Así mismo, aspectos de sustentabilidad no considerados en el presente proyecto deben ser involucrados en la toma de decisiones (aspectos sociales y de seguridad). Adicionalmente, es recomendable desarrollar nuevos algoritmos de optimización que permitan obtener soluciones óptimas globales del problema bajo estudio, así como cuantificar de una mejor manera los diversos objetivos planteados. Finalmente, debido al enorme número de datos inciertos involucrados, es recomendable incluir un análisis de la incertidumbre asociada en los procesos involucrados.

APÉNDICE A

FUNCIONES DE COSTO DE CAPITAL

APÉNDICE A. FUNCIONES DE COSTO DE CAPITAL

Los costos de capital para las unidades se calculan considerando los costos fijos y variables, y teniendo en cuenta las economías de escala. Los coeficientes para las funciones de costos se obtuvieron de diferentes informes (Bruno y col., 1998; Peters y col., 2003; Ponce-Ortega y col., 2011b).

Costos de operación y de capital para el colector solar

Los costos de operación del colector solar se calculan de la siguiente manera:

$$C_{op}^{Solar} = H_y \left[Cu^{Solar} A^{Solar} \left(\frac{Q^{Solar}}{D_t} \right) \right] \quad (A1)$$

Aquí Cu^{Solar} es el costo unitario operacional. El costo de capital anual para el colector solar parabólico se calcula basándose en el área del colector A^{Solar} de la siguiente manera:

$$CAP_{Solar} = K_F \left[FC^{Solar} + VC^{Solar} \left(A^{Solar} \right)^{0.8} \right] \quad (A2)$$

Aquí FC^{Solar} es el costo unitario fijo y VC^{Solar} es el costo unitario variable, y esta ecuación considera el exponente a tomar en cuenta en las economías de escala.

Costo de capital para la turbina

El costo de inversión para la turbina se calcula de la siguiente manera:

$$CAP_{TURB} = 2237 W_{ST}^{0.41} \quad (A3)$$

Aquí W_{ST} es la potencia generada por la turbina en kW .

Costo de capital para el condensador

El costo de capital para el condensador se calcula de la siguiente manera:

$$CAP_{COND} = 43 Q_L^{0.68} \quad (A4)$$

Aquí Q_L es el calor removido del condensador en kW .

Costo de capital para las bombas centrífugas

El costo de capital para las bombas centrífugas se calcula de la siguiente manera:

$$CAP_{PUMP} = (475.3 + 34.95 P_w - 0.0301 P_w^2) f_{pw} \quad (A5)$$

Aquí P_w es la potencia de bombeo de la bomba en (kW) y f_{pw} es igual a 1 para presiones hasta 1.03MPa.

Costo de capital para los calentadores de agua de alimentación

Los costos para los calentadores de agua de alimentación se calculan de la siguiente manera:

$$CAP_{HEATER} = (30800 + (1644 A_{heater}^{0.81})) K_F \quad (A6)$$

Aquí A_{heater} es el área del calentador de agua de alimentación.

Costo de capital para el desaereador

El costo de capital para el desaereador se calcula de la siguiente manera:

$$CAP_{DEAERATOR} = 904 F_B^{0.62} \quad (A7)$$

Aquí F_B es el flujo en ton/h.

APÉNDICE B

MODELO DE PRODUCCIÓN DE

ALGAS PARA BIODIESEL

APÉNDICE B. MODELO DE PRODUCCIÓN DE ALGAS PARA BIODIESEL

En este apéndice se presenta un conjunto de ecuaciones algebraicas lineales que describen el proceso de producción de algas para biodiesel en términos de flujos de masa y energía que se muestra en la Figura 3.2.

Las dimensiones de los estanques abiertos ($Largo = 100\text{ m}$; $Ancho = 10\text{ m}$ y $Profundidad = 0.3\text{ m}$) utilizados en esta tesis, se muestran en la Fig. B1:

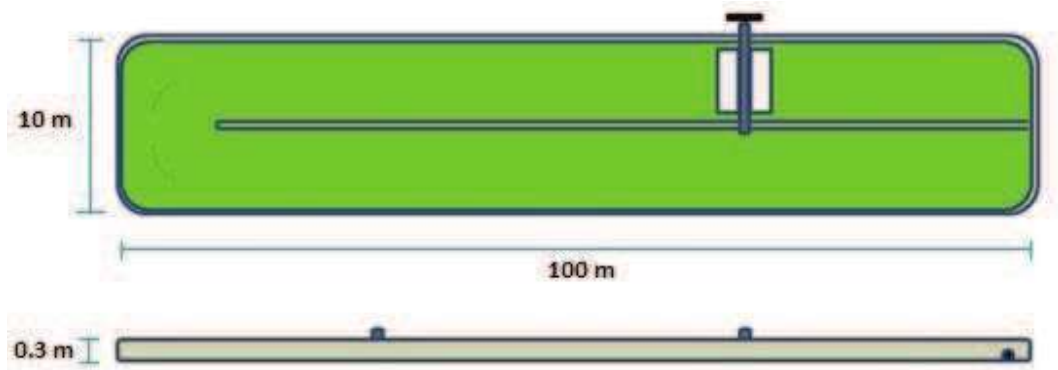


Figura B1. Dimensiones de los estanques abiertos ó "Raceway Ponds".

Algunos parámetros utilizados para los estanques abiertos son: el tiempo de operación de los estanques abiertos, $T_{operación} = 329 \text{ días/año}$; el tiempo de residencia de las algas en los estanques abiertos, $T_{residencia} = 3 \text{ días}$; la velocidad del agua en el estanque, $v_{agua} = 0.25 \text{ m/s}$; y la tasa de producción de la biomasa, $\gamma_{AB} = 30 \text{ g/m}^2 \cdot \text{d}$.

La concentración de biomasa de algas obtenida a la salida de los estanques abiertos ($Conc_{AC} = \text{g/L}$), que posteriormente es la entrada a la recolección primaria se determina de la siguiente manera:

$$Conc_{AC} = \frac{\gamma_{AB} \cdot T_{residencia}}{Profundidad \left(\frac{1000\text{ L}}{\text{m}^3} \right)} \quad (\text{B1})$$

La biomasa de algas (F_{AC}) producida en la etapa de cultivo es dado por:

$$F_{AC} = \frac{\alpha_{AC}^{CO_2} \tau_{DT} F_{CO_2}}{\delta_{CO_2}} = \frac{(0.7)(0.5)}{1.83} F_{CO_2} \quad (B2)$$

Aquí $\alpha_{AC}^{CO_2}$ es la eficiencia de la transferencia de CO₂ en el medio de crecimiento de las algas, δ_{CO_2} es la demanda de CO₂ en kg-CO₂/kg-biomasa, τ_{DT} es la fracción de las horas de todo el día que el CO₂ de la planta de potencia (gas de alimentación) se entrega a la etapa de cultivo, y F_{CO_2} es el flujo de CO₂ generado por la caldera de la planta de potencia.

En este trabajo, el suministro de gas de alimentación se restringe sólo durante el día, así que $\tau_{DT} = 0.5$. Además, el parámetro δ_{CO_2} se establece en 1.83 ya que para 100 toneladas de microalgas producidas, 183 toneladas de CO₂ se consumen en promedio (Chisti, 2007). Por lo tanto, la eliminación de CO₂ de los gases de combustión de las plantas de potencia por microalgas y luego la conversión de la biomasa de algas a biocombustibles para reemplazar los combustibles fósiles pueden producir una importante reducción en las emisiones de GEI a la atmósfera.

Para el cálculo del área requerida en m² por los estanques (A_{LAG}), se determina primero la cantidad de biomasa de algas producida en la etapa de cultivo por día (F_{AC}^{DIA}), de la siguiente manera:

$$F_{AC}^{DIA} = \frac{F_{AC}}{T_{operación}} \quad (B3)$$

Posteriormente se calcula el área requerida por dichos estanques

$$A_{LAG} = \frac{F_{AC}^{DIA}}{\gamma_{AB}} \quad (B4)$$

El numero de lagunas utilizadas (N_{LAG}), para satisfacer el área requerida calculada en la ecuación B4, se da de la siguiente manera:

$$N_{LAG} = \frac{A_{LAG}}{Largo \cdot Ancho} \quad (B5)$$

El cálculo del consumo de agua total en litros utilizados en los estanques abiertos ($AGUA_{LAG}$), se da de la siguiente manera:

$$AGUA_{LAG} = Largo \cdot Ancho \cdot Profundidad \cdot N_{LAG} \quad (B6)$$

Las ecuaciones del balance de masa para la biomasa de algas en ambas etapas de la cosecha se expresan como sigue:

$$F_{AH}^{FLOC} = \alpha_{AH}^{FLOC} F_{AC} = (0.97) F_{AC} \quad (B7)$$

$$F_{AH}^{CENT} = \alpha_{AH}^{CENT} F_{AH}^{FLOC} = (0.85) F_{AH}^{FLOC} \quad (B8)$$

Aquí α_{AH}^{FLOC} y α_{AH}^{CENT} son las fracciones de recuperación de la biomasa de algas en la recolección primaria y secundaria, respectivamente, F_{AH}^{FLOC} y F_{AH}^{CENT} representan los flujos de la biomasa de algas que salen de las operaciones de floculación y centrifugación, respectivamente.

En la etapa de extracción de aceite, la cantidad de triglicéridos recuperados (F_{OIL}) a partir de la biomasa de algas es:

$$F_{OIL} = \alpha_{OIL} w_{OIL} F_{AH}^{CENT} = (0.8)(0.3) F_{AH}^{CENT} \quad (B9)$$

Aquí α_{OIL} es la fracción de recuperación de aceite, utilizando n-hexano como disolvente y w_{OIL} es el contenido de lípidos en la biomasa de algas (% en peso de biomasa seca).

El consumo de hexano para la extracción del aceite está dada por:

$$F_{HEX} = (0.5)(0.02) F_{AH}^{CENT} = 0.0016 F_{CO_2} \quad (B10)$$

La biomasa de alga de lípido-agotado o biomasa residual (F_{LD}) generada por la operación de extracción está dada por:

$$F_{LD} = (1 - \alpha_{OIL} w_{OIL}) F_{AH}^{CENT} = [1 - (0.8)(0.3)] F_{AH}^{CENT} \quad (B11)$$

Combinando las ecuaciones (B1), (B6), (B7) y (B9), se obtiene:

$$F_{LD} = \sigma_{Algae} F_{CO_2} \quad (B12)$$

con

$$\sigma_{Algae} = \frac{(\alpha_{AC}^{CO_2})(\tau_{DT})(\alpha_{AH}^{FLOC})(\alpha_{AH}^{CENT})(1 - \alpha_{OIL}w_{OIL})}{\delta_{CO_2}} = 0.1198 \quad (B13)$$

El biodiesel (F_{BD}) y glicerol (F_{GLY}) producido en la etapa final del sistema vienen dados por:

$$F_{BD} = F_{OIL} \quad (B14)$$

$$F_{GLY} = (0.11)F_{OIL} \quad (B15)$$

Las ecuaciones (B1), (B6), (B7) y (B13) dan una expresión simple para el biodiesel producido en términos de la variable F_{CO_2} :

$$F_{BD} = \frac{(\alpha_{AC}^{CO_2})(\tau_{DT})(\alpha_{AH}^{FLOC})(\alpha_{AH}^{CENT})(\alpha_{OIL}w_{OIL})}{\delta_{CO_2}} F_{CO_2} = 0.03785 F_{CO_2} \quad (B16)$$

Los requerimientos de nitrógeno y fósforo para el cultivo de microalgas se pueden determinar a partir de las siguientes ecuaciones:

$$F_{N_2} = (0.182)F_{BD} = (0.00689)F_{CO_2} \quad (B17)$$

$$F_{PH} = (0.039)F_{BD} = (0.001475)F_{CO_2} \quad (B18)$$

Las pérdidas de agua por evaporación y fugas (F_{WLOP} en toneladas/año) se pueden expresar como:

$$F_{WLOP} = 1 \times 10^6 \frac{(h_{WEV} + h_{WL})}{\gamma_{AB}} F_{AC} = 31.8761 F_{CO_2} \quad (B19)$$

Aquí h_{WEV} es la profundidad de la evaporación diaria (m/d), h_{WL} es la pérdida de agua al día debido a las fugas (m/d), y γ_{AB} es la productividad de cultivo de algas (g/m² d). En la ecuación (B19), 1×10^6 es el factor de conversión entre g y tonelada. En este trabajo, la pérdida total diaria de agua ($h_{WEV} + h_{WL}$) es de 0.005 m/d (Brune y col., 2009), proporcionando un volumen de pérdida de agua diaria de 0.005 m³ por m².

Después de la etapa de cosecha secundaria, toda el agua presente en la corriente de salida (F_{WLC}) que se dirige al secador también se pierde. Esta pérdida de agua se calcula de la siguiente manera:

$$F_{WLC} = \left(\frac{\rho_{SOL}^{CENT}}{C_{ABS}^{CENT}} - 1 \right) F_{AH}^{CENT} \quad (B20)$$

Aquí ρ_{SOL}^{CENT} es la densidad de la suspensión de biomasa que deja la etapa secundaria y C_{ABS}^{CENT} es la concentración de la biomasa de algas en esa corriente. Esta ecuación puede reordenarse de la siguiente manera:

$$F_{WLC} = \left(\frac{\rho_{SOL}^{CENT}}{C_{ABS}^{CENT}} - 1 \right) \frac{(\alpha_{AC}^{CO_2})(\tau_{DT})(\alpha_{AH}^{FLOC})(\alpha_{AH}^{CENT})}{\delta_{CO_2}} F_{CO_2} = 0.8936 F_{CO_2} \quad (B21)$$

Para obtener esta ecuación, dejamos que $C_{ABS}^{CENT} = 150$ g/L (Ventura y col., 2013) y asumimos que $\rho_{SOL}^{CENT} = 1000$ g/L.

Por lo tanto, la cantidad de agua de reposición que debe ser adicionada al proceso de algas para biodiesel para compensar la pérdida de agua se puede expresar como:

$$F_{MW} = W_{WLOP} \rho_W + F_{WLC} = 0.9565 \rho_W F_{CO_2} + 0.8936 F_{CO_2} \quad (B22)$$

Aquí ρ_W es la densidad del agua líquida.

La potencia eléctrica neta anual para el sistema de energía integrado está dada como la diferencia entre la energía eléctrica generada por la planta de potencia y la que se consume por el subsistema de algas para biodiesel:

$$NEP = 400 \text{ MW} - E_{AC} - E_{AH} - E_{OE} - E_{BP} - E_{PP} \quad (B23)$$

Aquí E_{AC} , E_{AH} , E_{OE} , E_{BP} , y E_{PP} son los requerimientos de energía anuales para el cultivo de microalgas, la recolección de la biomasa de algas, extracción de aceite a partir de la biomasa de algas, la producción de biodiesel y bombeo de agua de alimentación de la planta de potencia, respectivamente (ver Figura 3.2). Los consumos de energía para las etapas del sistema de algas

para biodiesel se calcularon utilizando los datos que se muestran en la Tabla 3.1. (Ventura y col., 2013).

APÉNDICE C
CÁLCULO DE LOS TÉRMINOS
REVENUE Y TAC

APÉNDICE C. CÁLCULO DE LOS TÉRMINOS *REVENUE* Y *TAC*

Este apéndice provee en detalle las ecuaciones necesarias para calcular los términos *REVENUE* y *TAC* de la Ecuación (3.1) del Capítulo 3. El término *REVENUE* es dado mediante la suma de los ingresos anuales totales obtenidos por la venta de los productos (electricidad, biodiesel y glicerol):

$$REVENUE = C_{EP}NEP + C_{BD}F_{BD} + C_{GLY}F_{GLY} \quad (C1)$$

Aquí C_{EP} , C_{BD} y C_{GLY} son los precios de venta por unidad de electricidad, biodiesel y glicerol, respectivamente; NEP es la potencia eléctrica neta anual generada por año.

El costo total anual (*TAC*) es la suma de los costos de capital anual (*FC*) y de operación (*OC*).

$$TAC = FC + OC \quad (C2)$$

El costo de capital anual (*FC*) se expresa como la suma del costo de capital de cada unidad de equipo principal del sistema (CAP_u) multiplicado por el factor de recuperación de capital (K_F), como se muestra por:

$$FC = K_F \sum_{u=1}^{NU} CAP_u \quad (C3)$$

Aquí NU es el número de unidades de equipo principal en el sistema (por ejemplo, calderas, turbinas, condensador, bombas, estanques abiertos, centrífugas, tanques, etc.) Para este trabajo, el factor K_F se tomó como 0.3/año.

El costo de operación (*OC*) es responsable por el costo de las fuentes de energía externas utilizadas en la caldera de la planta de potencia, así como los nutrientes y el agua consumida por el sistema de producción de biodiesel de algas.

$$OC = H_Y \left[\sum_b C_f F_f + \sum_{bf} C_{bf} F_{bf} + \sum_{bm} C_{bm} F_{bm} \right. \\ \left. + \sum_n C_n F_n + C_w F_{MW} + C_{hex} F_{HEX} \right] \quad (C4)$$

Aquí C_f , C_{bf} , C_{bm} , C_n , C_w y C_{hex} son los costos unitarios del combustible fósil f , biocombustible bf , biomasa bm , nutrientes n , agua de reposición y hexano, respectivamente. Nótese que todos los flujos en esta ecuación son proporcionados por la simulación del sistema y proceso de optimización.

En este estudio, los costos unitarios de la urea, fosfato y hexano se tomaron como \$450/tonelada, \$650/tonelada y \$1500/tonelada, respectivamente (Ventura et al., 2013). Se supuso que el costo unitario del agua de reposición fue de \$0.01/tonelada, porque la instalación del cultivo de microalgas se encuentra cerca del lago de Cuitzeo, donde el agua está disponible a un costo muy bajo.

Los costos de capital para las principales unidades del proceso de algas para biodiesel se calcularon utilizando los datos de los costos reportados por Ventura et al. (2013).

APÉNDICE D
CÁLCULO DE LOS FACTORES
DE DAÑO GLOBAL

APÉNDICE D. CÁLCULO DE LOS FACTORES DE DAÑO GLOBAL

Este apéndice provee en detalle las ecuaciones necesarias para calcular los factores de daño global de los combustibles fósiles, biocombustibles, biomasa externa y biodiesel mostrados en la Tabla 3.2 del Capítulo 3:

El factor de daño global de cada combustible se da mediante la siguiente relación:

$$Factor = Daño_{Cambio\ climático} + Daño_{Reducción\ recursos} \quad (D1)$$

donde

$$Daño_{Cambio\ climático} = Dato\ ambiental \bullet Factor\ GEI^{Combustión} \bullet HV_{f,bf,bm\ o\ BD} \quad (D2)$$

Los datos ambientales ($Daño\ ambiental$ y $Daño_{Reducción\ recursos}$) son dados de la base de datos de PRé-Consultants (2000), las emisiones directas ($Factor\ GEI^{Combustión}$) para los diferentes combustibles fósiles, biocombustibles, biomasa externa y biodiesel se obtienen del reporte SENER-CONUEE (2009).

Para el carbón, el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CO_2) está dado por:

$$Carbón_{CO_2} = \left(5.45 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{kg\ CO_2} \right) \left(94,600 \frac{kg\ CO_2}{TJ} \right) \left(35,000 \frac{MJ}{Ton\ Carbón} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6\ MJ} \right)$$

$$Carbón_{CO_2} = 18.0449 \frac{Ecopuntos}{Ton\ Carbón}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CH_4) está dado por:

$$Carbón_{CH_4} = \left(1.14 \times 10^{-1} \frac{Ecopuntos}{kg\ CH_4} \right) \left(1 \frac{kg\ CH_4}{TJ} \right) \left(35,000 \frac{MJ}{Ton\ Carbón} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6\ MJ} \right)$$

$$Carbón_{CH_4} = 0.0039 \frac{Ecopuntos}{Ton\ Carbón}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el N_2O) está dado por:

$$Carbón_{N_2O} = \left(1.79 \frac{Ecopuntos}{kg N_2O} \right) \left(1 \frac{kg N_2O}{TJ} \right) \left(35,000 \frac{MJ}{Ton Carbón} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Carbón_{N_2O} = 0.0939 \frac{Ecopuntos}{Ton Carbón}$$

El daño a la reducción de los recursos está dado por:

$$Carbón_{Reducción Recursos} = 5.99 \frac{Ecopuntos}{Ton Carbón}$$

Por lo tanto, el factor de daño global del carbón se calcula de la siguiente manera:

$$Factor_{Carbón} = 18.0449 + 0.0039 + 0.0939 + 5.99$$

$$Factor_{Carbón} = 24.1319 \frac{Ecopuntos}{Ton Carbón}$$

Para el petróleo, el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CO_2) está dado por:

$$Petróleo_{CO_2} = \left(5.45 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{kg CO_2} \right) \left(73,000 \frac{kg CO_2}{TJ} \right) \left(45,200 \frac{MJ}{Ton Petróleo} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Petróleo_{CO_2} = 17.9828 \frac{Ecopuntos}{Ton Petróleo}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CH_4) está dado por:

$$Petróleo_{CH_4} = \left(1.14 \times 10^{-1} \frac{Ecopuntos}{kg CH_4} \right) \left(3 \frac{kg CH_4}{TJ} \right) \left(45,200 \frac{MJ}{Ton Petróleo} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Petróleo_{CH_4} = 0.0154 \frac{Ecopuntos}{Ton Petróleo}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el N_2O) está dado por:

$$Petróleo_{N_2O} = \left(1.79 \frac{Ecopuntos}{kg N_2O} \right) \left(0.6 \frac{kg N_2O}{TJ} \right) \left(45,200 \frac{MJ}{Ton Petr6leo} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Petr6leo_{N_2O} = 0.0485 \frac{Ecopuntos}{Ton Petr6leo}$$

El da1o a la reducci3n de los recursos est1 dado por:

$$Petr6leo_{Reducci3n Recursos} = 140 \frac{Ecopuntos}{Ton Petr6leo}$$

El factor de da1o global del petr6leo se calcula de la siguiente manera:

$$Factor_{Petr6leo} = 17.9828 + 0.0154 + 0.0485 + 140$$

$$Factor_{Petr6leo} = 158.0467 \frac{Ecopuntos}{Ton Petr6leo}$$

Para el gas natural, el da1o a la salud humana causado por el cambio clim1tico (por el CO_2) est1 dado por:

$$Gas Nat_{CO_2} = \left(5.45 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{kg CO_2} \right) \left(56,100 \frac{kg CO_2}{TJ} \right) \left(54,000 \frac{MJ}{Ton Gas Nat} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Gas Nat_{CO_2} = 16.5102 \frac{Ecopuntos}{Ton Gas Nat}$$

Para el da1o a la salud humana causado por el cambio clim1tico (por el CH_4) est1 dado por:

$$Gas Nat_{CH_4} = \left(1.14 \times 10^{-1} \frac{Ecopuntos}{kg CH_4} \right) \left(1 \frac{kg CH_4}{TJ} \right) \left(54,000 \frac{MJ}{Ton Gas Nat} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Gas Nat_{CH_4} = 6.156 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{Ton Gas Nat}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el N_2O) está dado por:

$$Gas\ Nat_{N_2O} = \left(1.79 \frac{Ecopuntos}{kg\ N_2O} \right) \left(0.1 \frac{kg\ N_2O}{TJ} \right) \left(54,000 \frac{MJ}{Ton\ Gas\ Nat} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6\ MJ} \right)$$

$$Gas\ Nat_{N_2O} = 9.666 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{Ton\ Gas\ Nat}$$

El daño a la reducción de los recursos está dado por:

$$Gas\ Nat_{Reducción\ Recursos} = 108 \frac{Ecopuntos}{Ton\ Gas\ Nat}$$

El factor de daño global del gas natural se calcula de la siguiente manera:

$$Factor_{Gas\ Nat} = 16.5102 + 6.156 \times 10^{-3} + 9.666 \times 10^{-3} + 108$$

$$Factor_{Gas\ Nat} = 124.5260 \frac{Ecopuntos}{Ton\ Gas\ Nat}$$

Para el pasto, el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CO_2) está dado por:

$$Pasto_{CO_2} = \left(5.45 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{kg\ CO_2} \right) \left(100,000 \frac{kg\ CO_2}{TJ} \right) \left(4,480 \frac{MJ}{Ton\ Pasto} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6\ MJ} \right)$$

$$Pasto_{CO_2} = 2.4416 \frac{Ecopuntos}{Ton\ Pasto}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CH_4) está dado por:

$$Pasto_{CH_4} = \left(1.14 \times 10^{-1} \frac{Ecopuntos}{kg\ CH_4} \right) \left(30 \frac{kg\ CH_4}{TJ} \right) \left(4,480 \frac{MJ}{Ton\ Pasto} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6\ MJ} \right)$$

$$Pasto_{CH_4} = 1.5321 \times 10^{-2} \frac{Ecopuntos}{Ton\ Pasto}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el N_2O) está dado por:

$$Pasto_{N_2O} = \left(1.79 \frac{Ecopuntos}{kg N_2O} \right) \left(4 \frac{kg N_2O}{TJ} \right) \left(4,480 \frac{MJ}{Ton Pasto} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Pasto_{N_2O} = 3.2076 \times 10^{-2} \frac{Ecopuntos}{Ton Pasto}$$

El factor de daño global del pasto se calcula de la siguiente manera:

$$Factor_{Pasto} = 2.4416 + 1.5321 \times 10^{-2} + 3.2076 \times 10^{-2}$$

$$Factor_{Pasto} = 2.4889 \frac{Ecopuntos}{Ton Pasto}$$

Para el biogás, el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CO_2) está dado por:

$$Biogás_{CO_2} = \left(5.45 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{kg CO_2} \right) \left(54,600 \frac{kg CO_2}{TJ} \right) \left(52,000 \frac{MJ}{Ton Biogás} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Biogás_{CO_2} = 15.4736 \frac{Ecopuntos}{Ton Biogás}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CH_4) está dado por:

$$Biogás_{CH_4} = \left(1.14 \times 10^{-1} \frac{Ecopuntos}{kg CH_4} \right) \left(1 \frac{kg CH_4}{TJ} \right) \left(52,000 \frac{MJ}{Ton Biogás} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Biogás_{CH_4} = 5.928 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{Ton Biogás}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el N_2O) está dado por:

$$Biogás_{N_2O} = \left(1.79 \frac{Ecopuntos}{kg N_2O} \right) \left(0.1 \frac{kg N_2O}{TJ} \right) \left(52,000 \frac{MJ}{Ton Biogás} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Biogás_{N_2O} = 9.308 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{Ton Biogás}$$

El factor de daño global del biogás se calcula de la siguiente manera:

$$Factor_{Biogás} = 15.4736 + 5.928 \times 10^{-3} + 9.308 \times 10^{-3}$$

$$Factor_{Biogás} = 15.4888 \frac{Ecopuntos}{Ton Biogás}$$

Para la madera suave, el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CO₂) está dado por:

$$Mad Suave_{CO_2} = \left(5.45 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{kg CO_2} \right) \left(112,000 \frac{kg CO_2}{TJ} \right) \left(20,400 \frac{MJ}{Ton Mad Suave} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Mad Suave_{CO_2} = 12.4521 \frac{Ecopuntos}{Ton Mad Suave}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CH₄) está dado por:

$$Mad Suave_{CH_4} = \left(1.14 \times 10^{-1} \frac{Ecopuntos}{kg CH_4} \right) \left(30 \frac{kg CH_4}{TJ} \right) \left(20,400 \frac{MJ}{Ton Mad Suave} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Mad Suave_{CH_4} = 6.9768 \times 10^{-2} \frac{Ecopuntos}{Ton Mad Suave}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el N₂O) está dado por:

$$Mad Suave_{N_2O} = \left(1.79 \frac{Ecopuntos}{kg N_2O} \right) \left(4 \frac{kg N_2O}{TJ} \right) \left(20,400 \frac{MJ}{Ton Mad Suave} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Mad Suave_{N_2O} = 1.4606 \times 10^{-1} \frac{Ecopuntos}{Ton Mad Suave}$$

El factor de daño global de la madera suave se calcula de la siguiente manera:

$$Factor_{Mad Suave} = 12.4521 + 6.9768 \times 10^{-2} + 1.4606 \times 10^{-1}$$

$$Factor_{Mad Suave} = 12.6679 \frac{Ecopuntos}{Ton Mad Suave}$$

Para la madera dura, el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CO₂) está dado por:

$$Mad Dura_{CO_2} = \left(5.45 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{kg CO_2} \right) \left(112,000 \frac{kg CO_2}{TJ} \right) \left(18,400 \frac{MJ}{Ton Mad Dura} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Mad Dura_{CO_2} = 11.2313 \frac{Ecopuntos}{Ton Mad Dura}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CH₄) está dado por:

$$Mad Dura_{CH_4} = \left(1.14 \times 10^{-1} \frac{Ecopuntos}{kg CH_4} \right) \left(30 \frac{kg CH_4}{TJ} \right) \left(18,400 \frac{MJ}{Ton Mad Dura} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Mad Dura_{CH_4} = 6.2928 \times 10^{-2} \frac{Ecopuntos}{Ton Mad Dura}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el N₂O) está dado por:

$$Mad Dura_{N_2O} = \left(1.79 \frac{Ecopuntos}{kg N_2O} \right) \left(4 \frac{kg N_2O}{TJ} \right) \left(18,400 \frac{MJ}{Ton Mad Dura} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Mad Dura_{N_2O} = 1.3174 \times 10^{-1} \frac{Ecopuntos}{Ton Mad Dura}$$

El factor de daño global de la madera dura se calcula de la siguiente manera:

$$Factor_{Mad Dura} = 11.2313 + 6.2928 \times 10^{-2} + 1.3174 \times 10^{-1}$$

$$Factor_{Mad Dura} = 11.4259 \frac{Ecopuntos}{Ton Mad Dura}$$

Para el biodiesel, el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CO₂) está dado por:

$$Biodiesel_{CO_2} = \left(5.45 \times 10^{-3} \frac{Ecopuntos}{kg CO_2} \right) \left(70,800 \frac{kg CO_2}{TJ} \right) \left(37,200 \frac{MJ}{Ton Biodiesel} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Biodiesel_{CO_2} = 14.3539 \frac{Ecopuntos}{Ton Biodiesel}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el CH₄) está dado por:

$$Biodiesel_{CH_4} = \left(1.14 \times 10^{-1} \frac{Ecopuntos}{kg CH_4} \right) \left(3 \frac{kg CH_4}{TJ} \right) \left(37,200 \frac{MJ}{Ton Biodiesel} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Biodiesel_{CH_4} = 1.2722 \times 10^{-2} \frac{Ecopuntos}{Ton Biodiesel}$$

Para el daño a la salud humana causado por el cambio climático (por el N₂O) está dado por:

$$Biodiesel_{N_2O} = \left(1.79 \frac{Ecopuntos}{kg N_2O} \right) \left(0.6 \frac{kg N_2O}{TJ} \right) \left(37,200 \frac{MJ}{Ton Biodiesel} \right) \left(\frac{TJ}{1 \times 10^6 MJ} \right)$$

$$Biodiesel_{N_2O} = 3.9952 \times 10^{-2} \frac{Ecopuntos}{Ton Biodiesel}$$

El factor de daño global del biodiesel se calcula de la siguiente manera:

$$Factor_{Biodiesel} = 14.3539 + 1.2722 \times 10^{-2} + 3.9952 \times 10^{-2}$$

$$Factor_{Biodiesel} = 14.4065 \frac{Ecopuntos}{Ton Biodiesel}$$

APÉNDICE E

MODELO TERMODINÁMICO DEL

CICLO RANKINE REGENERATIVO

CON RECALENTAMIENTO

APÉNDICE E. MODELO TERMODINÁMICO DEL CICLO RANKINE REGENERATIVO CON RECALENTAMIENTO

El modelo termodinámico del ciclo Rankine regenerativo con recalentamiento se presenta en este apéndice, esta planta de potencia consiste de una etapa de recalentamiento de vapor, un desaireador y seis calentadores de agua de alimentación cerrados con drenajes en cascada hacia atrás, que opera a diferentes niveles de presión como se muestra en la Figura 2.1. Estos modelos incluyen explícitamente las ecuaciones que constituyen los modelos matemáticos de cada componente del ciclo de potencia en una forma apropiada para su implementación en computadora (Gutiérrez-Arriaga y col., 2013).

Modelos y simulación de los componentes

El número asignado a cada corriente en la Figura 2.1 se utiliza para representar las variables asociadas a las corrientes del ciclo y los diferentes estados termodinámicos del fluido de trabajo, comúnmente agua en diferentes fases (líquida, vapor o mezcla líquido-vapor). Una unidad de masa del fluido de trabajo ha sido empleada, por lo que en el modelo se utilizan cantidades específicas. La simulación de un componente implica el cálculo de la información de salida deseada (variables dependientes) dada la información de entrada (variables independientes) constituida por variables de corrientes y/o parámetros de equipo. Las variables de entrada al ciclo Rankine regenerativo con recalentamiento son las siguientes: la presión y temperatura del vapor principal, P_1 y T_1 , la presión y temperatura del vapor de recalentamiento, P_5 y T_5 , las presiones de extracción de vapor en las turbinas, P_6 , P_9 , P_{12} , P_{15} , P_{18} y P_{21} , y la presión del condensador, P_{24} . Las eficiencias isoentrópicas se considera que son 0.9 y 0.7 para las turbinas y bombas, respectivamente. El grado de subenfriamiento del condensador ΔT_C , de los drenes de los calentadores de agua de alimentación ΔT_{AG} , del calentador de agua de alimentación abierto ΔT_{AB} , es de 5 °C y el valor de la diferencia de temperatura terminal de cada calentador ΔT_{TTD} , es de 5 °C.

Módulo de la Turbina

Especificaciones. Las variables independientes del módulo de la turbina son la presión del vapor principal, P_1 , la temperatura del vapor sobrecalentado T_1 , la cual es la máxima temperatura de vapor permitida $T_1 = T_{max}$ a la entrada de la turbina, también es especificada, la presión del vapor de recalentamiento, P_5 , y la eficiencia isentrópica de la turbina η_T .

Modelo. El vapor sobrecalentado en el estado 1 entra a la turbina, donde es expandido para convertir la energía térmica a energía mecánica. Después de la expansión, el fluido de trabajo abandona la turbina en el estado 2' ó 2 comúnmente como un vapor de alta calidad, el cual, ingresa a la etapa de recalentamiento.

La presión de salida de la turbina en el estado 2 es igual a la presión del vapor que entra a la etapa de recalentamiento, por lo tanto, la siguiente ecuación proporciona la presión a la salida de la turbina P_2 :

$$P_5 = P_4 = P_3 = P_2 \quad (E.1)$$

La entalpía específica h_1 y la entropía específica s_1 dependen únicamente de la presión del vapor principal y la máxima temperatura del ciclo. Por lo tanto, h_1 y s_1 tienen que satisfacer las siguientes relaciones:

$$h_1 = f_1(T_1, P_1) \quad (E.2)$$

$$s_1 = f_2(T_1, P_1) \quad (E.3)$$

El trabajo de la turbina ideal se define como:

$$w_{T'} = h_1 - h_{2'} \quad (E.4)$$

Se deduce que el máximo trabajo que la turbina puede generar usando vapor en el estado 1 y expandiéndolo de P_1 a P_2 es dada por la ecuación (E.4).

En una turbina real hay pérdidas asociadas al flujo de vapor que evitan la conversión de toda la energía térmica disponible en el proceso de expansión a energía mecánica. Las pérdidas en el proceso de expansión ocasionan trabajo perdido y un incremento en la entropía. Así, el

trabajo real producido por la turbina adiabática por unidad de masa del flujo de vapor a través de ésta, es dado por:

$$w_T = h_1 - h_2 \quad (\text{E.5})$$

La desviación que existe entre una turbina real y una isentrópica se toma en cuenta, en la práctica, mediante el uso de la eficiencia isentrópica de la turbina, η_T , definida como

$$\eta_T = \frac{w_T}{w_{T'}} \quad (\text{E.6})$$

Las turbinas de vapor tienen eficiencias isentrópicas en el rango de 0.80-0.90. Por lo tanto, de esta ecuación es evidente que una turbina real produce un menor trabajo que una turbina ideal como resultado de las irreversibilidades.

El valor de la entalpía específica $h_{2'}$ depende de la presión y entalpía en el estado 2', el cual es el estado de la salida de la turbina ideal. Debido a que la presión del vapor principal P_1 es conocida, la ecuación (E.1) puede ser utilizada para calcular la presión a la salida de la turbina P_2 . Para una turbina ideal, la entropía entrando y saliendo debe ser igual. Por lo tanto, la entropía ideal se encuentra de

$$s_{2'} = s_1 \quad (\text{E.7})$$

A la entropía calculada $s_{2'}$, el vapor que abandona la turbina ideal puede existir como una mezcla líquido-vapor en equilibrio o como vapor saturado o sobrecalentado. En la región de vapor húmedo, la temperatura y presión no son independientes. En esta región, la temperatura y el porcentaje de humedad deben ser conocidas para encontrar la entalpía ideal de la mezcla $h_{2'}$. Por otro lado, la evaluación de $h_{2'}$ es sencilla cuando el estado 2' es un vapor saturado debido a que sólo depende de la presión. Finalmente, si el estado del punto 2' está en la región del vapor sobrecalentado, la entalpía específica $h_{2'}$ depende de los valores conocidos de P_2 y $s_{2'}$. Por lo tanto, la condición de fase a la salida de la turbina ideal debe ser determinada antes de que la entalpía $h_{2'}$ pueda ser obtenida.

La determinación de la condición de fase en el estado 2' se realiza mediante un algoritmo cuyos datos a la entrada son P_2 y $s_{2'}$. El algoritmo puede ser formulado como sigue:

1. A la presión P_2 dada, la entropía del vapor saturado s_2^V , la entalpía del vapor saturado h_2^V y la temperatura de saturación T_2^{sat} son calculadas de:

$$s_2^V = f_3(P_2) \quad (E.8)$$

$$h_2^V = f_4(P_2) \quad (E.9)$$

$$T_2^{sat} = f_5(P_2) \quad (E.10)$$

2. Si $s_{2'} < s_2^V$, entonces la fase bajo consideración es una mezcla líquido-vapor. Calcular la entropía del líquido saturado (s_2^L):

$$s_2^L = f_6(P_2) \quad (E.11)$$

Calcular la entalpía del líquido saturado (h_2^L):

$$h_2^L = f_6(P_2) \quad (E.12)$$

Calcular la calidad del vapor $x_{2'}$, la entalpía específica del el vapor húmedo $h_{2'}$ y la temperatura T_2 en el estado 2':

$$x_{2'} = \frac{s_{2'} - s_2^L}{s_2^V - s_2^L} \quad (E.13)$$

$$h_{2'} = x_{2'} h_2^V + (1 - x_{2'}) h_2^L \quad (E.14)$$

$$T_{2'} = T_2^{sat} \quad (E.15)$$

3. Si $s_{2'} > s_2^V$, entonces el vapor a la salida es un vapor sobrecalentado. Calcular las propiedades T_2 y h_2 a la salida de la turbina ideal, que dependen de la presión y entropía:

$$T_{2'} = f_7(P_2, s_{2'}) \quad (E.16)$$

$$h_{2'} = f_8(P_2, s_{2'}) \quad (E.17)$$

4. De lo contrario, si $s_{2'} = s_2^V$, entonces el vapor a la salida es un vapor saturado. La entalpía y temperatura correspondientes se calculan a partir de las relaciones

$$h_{2'} = h_2^V \quad (E.18)$$

$$T_{2'} = T_2^{sat} \quad (E.19)$$

Una vez que $h_{2'}$ es conocida, las ecuaciones (E.4)-(E.6) pueden ser combinadas para calcular la entalpía h_2 a la salida de la turbina real:

$$h_2 = h_1 - (h_1 - h_{2'})\eta_T \quad (E.4a)$$

Si se conoce tanto P_2 y h_2 , entonces se puede identificar totalmente el estado 2. Si $h_2 < h_2^V$, entonces el fluido que abandona la turbina real es una mezcla líquido-vapor. A esta condición, la calidad del vapor x_2 , la entropía s_2 y la temperatura T_2 son calculadas de:

$$x_2 = \frac{h_2 - h_2^L}{h_2^V - h_2^L} \quad (E.20)$$

$$s_2 = x_2 s_2^V + (1 - x_2) s_2^L \quad (E.21)$$

$$T_2 = T_2^{sat} \quad (E.22)$$

Si $h_2 > h_2^V$, entonces el vapor a la salida es un vapor sobrecalentado. La correspondiente entropía s_2 y temperatura T_2 de salida de la turbina real se calculan usando relaciones termodinámicas para el vapor sobrecalentado:

$$s_2 = f_9(h_2, P_2) \quad (E.23)$$

$$T_2 = f_{10}(h_2, P_2) \quad (E.24)$$

De lo contrario, si $h_2 > h_2^V$, el vapor a la salida es saturado en el estado 2 y la temperatura T_2 es dada por la ecuación (E.22).

Algoritmo. En la Figura E1 se muestran los pasos del procedimiento de cálculo del módulo de la turbina.

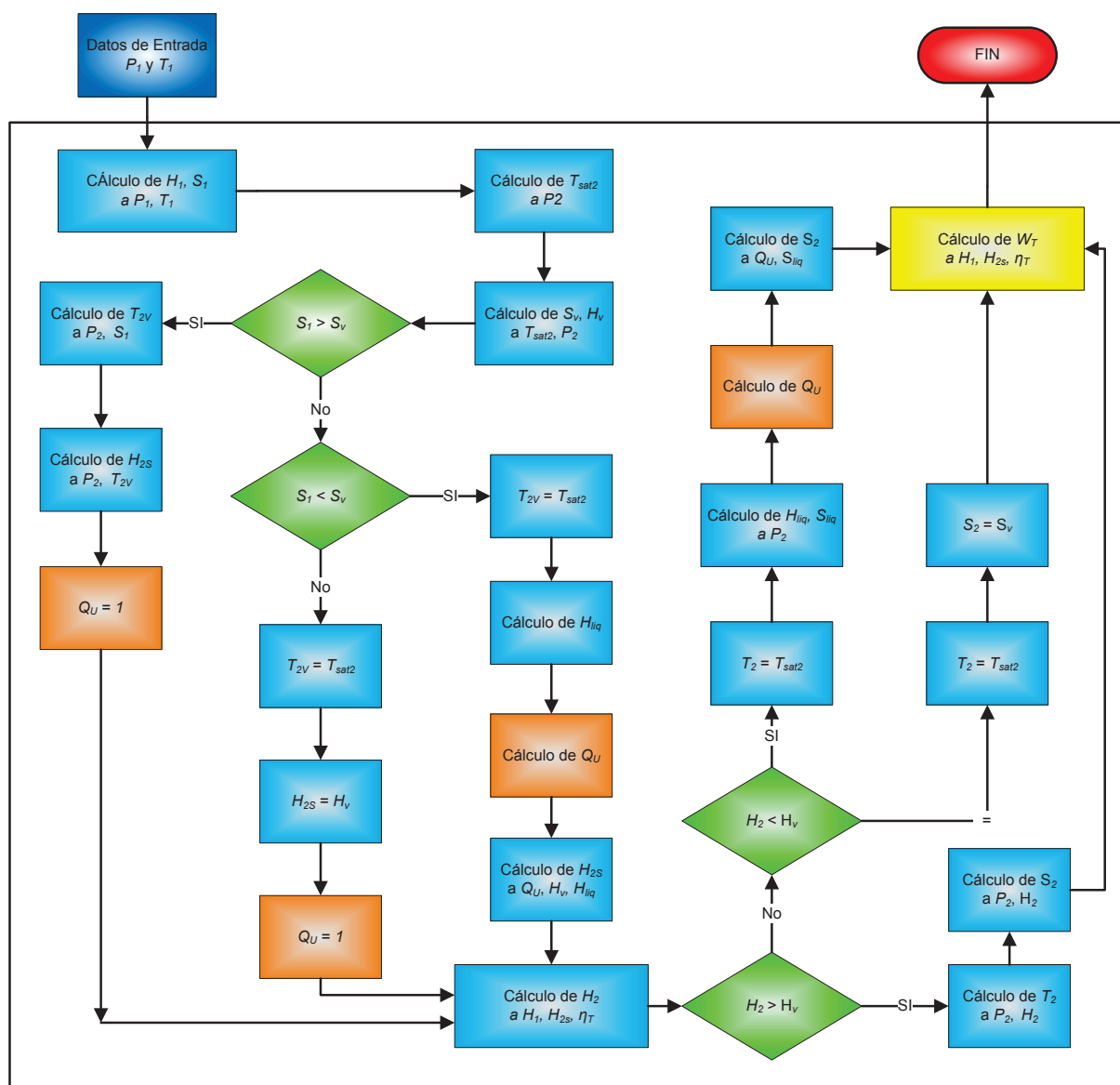


Figura E1. Algoritmo de cálculo del módulo de la turbina.

Este algoritmo se utiliza para cada una de las etapas de la turbina, donde el cálculo de la información de salida deseada en la primera etapa (variables dependientes) se utiliza como información de entrada (variables independientes) a la segunda etapa de la turbina, y así consecutivamente para todas las etapas de la turbina en el ciclo de la Figura 2.1.

Módulo de la bomba de agua de alimentación

Especificaciones. Las entradas al módulo son: presión del condensador, P_{24} , grado de subenfriamiento en el condensador, ΔT_C , la eficiencia de la bomba isentrópica, η_p , y la presión de salida de la bomba hacia la entrada del desaireador, P_{26} , que previamente fue calculada.

Modelo. La presión de salida de la bomba en el estado 26 es igual a la presión del vapor extraído en la turbina en el estado 12, la cual fue calculada en el modelo de la turbina, por lo tanto, la siguiente ecuación proporciona la presión a la salida de la turbina P_{26} :

$$P_{26} = P_{12} \quad (\text{E.25})$$

Después de la expansión, el fluido de trabajo abandona la turbina en el estado 24' ó 24 comúnmente como un vapor de alta calidad a baja presión y entra al condensador. Haciendo uso de la suposición de un proceso de enfriamiento a presión constante en el condensador, la siguiente ecuación proporciona la presión a la salida P_{25} :

$$P_{25} = P_{24} \quad (\text{E.26})$$

En el estado 25, el agua sale del condensador como un líquido y entra a la bomba de alimentación. El estado 25 se supone como un líquido subenfriado a lo largo de este trabajo. De esta manera se evita la cavitación de la bomba, debido a que se suprime la presencia de vapor en el fluido de trabajo.

El trabajo real requerido por unidad de masa de agua fluyendo a través de la bomba es dado por:

$$|w_p| = h_{26} - h_{25} \quad (\text{E.27})$$

La entalpía por unidad de masa a la entrada de la bomba h_{25} puede ser calculada con la ecuación de estado:

$$h_{25} = f_{11}(T_{25}, P_{25}) \quad (\text{E.28})$$

y la temperatura T_{25} puede ser obtenida de

$$T_{25} = f_{12}(P_{25}, \Delta T_C) \quad (\text{E.29})$$

El proceso de bombeo ideal o isentrópico, el cual considera el mínimo valor posible para el trabajo de la bomba y está dado por

$$|w_{P'}| = h_{26'} - h_{25} \quad (\text{E.30})$$

La desviación que existe entre una bomba real y una isentrópica se toma en cuenta, en la práctica, mediante el uso de la eficiencia isentrópica de bombeo, η_P , definida como

$$\eta_P = \frac{w_{P'}}{w_P} \quad (\text{E.31})$$

Las bombas típicamente tienen una eficiencia isentrópica alrededor de 90%.

De la primera ley de la termodinámica se tiene que $dw_{P'} = -dh$. Para un proceso de bombeo isentrópico, el cambio en la entalpía puede ser derivado de la siguiente relación termodinámica básica: $dh = v dp$ (Moran y Shapiro, 2006). Combinando estas ecuaciones se encuentra que el trabajo ideal de una bomba es dado por $dw_{P'} = -v dp$. Por lo tanto, la integración de esta ecuación, suponiendo constante el volumen específico del agua, da lugar a la siguiente expresión para el trabajo de una bomba ideal (isentrópica):

$$|w_{P'}| = v_{25} (P_{26} - P_{25}) \quad (\text{E.32})$$

Aquí v_{25} es el volumen específico del agua subenfriada a la presión del condensador

$$v_{25} = f_{13}(T_{25}, P_{25}) \quad (\text{E.33})$$

Debido a que el trabajo de la bomba es bastante pequeño comparado con el trabajo de la turbina, cualquier error en la determinación del trabajo de la bomba introducirá únicamente un pequeño error en la eficiencia térmica del ciclo. Por lo tanto, se puede considerar que la Ec. (E.32) es una aproximación bastante buena del trabajo isentrópico de la bomba.

Algoritmo. El modelo de la bomba tiene 11 variables (T_{25} , P_{25} , h_{25} , v_{25} , P_{26} , h_{26} , $h_{26'}$, w_P , $w_{P'}$, ΔT_C y η_P) y 7 ecuaciones independientes. Dado que P_{25} , ΔT_C , P_{26} y η_P son conocidas (información de entrada), hay 7 variables dependientes en el modelo de la bomba (T_{25} , h_{25} , v_{25} , h_{26} , $h_{26'}$, w_P y $w_{P'}$). Como resultado, el modelo de la bomba tiene cero grados de libertad, es decir, tiene 7 ecuaciones y 7 variables desconocidas, lo cual lo hace matemáticamente consistente.

Para las variables de entrada especificadas, de las ecuaciones (E.29), (E.28), (E.33), (E.32), (E.31), (E.30), y (E.27), en este orden secuencial, se calculan directamente T_{25} , h_{25} , v_{25} , $w_{P'}$, w_P , $h_{26'}$ y h_{26} , respectivamente.

Módulo de los calentadores cerrados de agua de alimentación

Especificaciones. Las entradas para este módulo incluyen el grado de los drenes de los calentadores de agua de alimentación ΔT_{AG} , el valor de la diferencia de temperatura terminal de cada calentador ΔT_{TTD} , y la presión del vapor extraído de la turbina que entra a cada calentador (por ejemplo, la presión P_{21}), que también es fijado.

Modelo. Los drenes de un calentador de tipo cerrado, con los drenes en cascada hacia atrás, se estrangulan a la presión del siguiente calentador de baja presión. En los calentadores de baja presión se estrangula a la presión del condensador. El proceso de estrangulamiento se supone para ser isoentalpico. Por lo tanto, refiriendo a la Figura 2.1

$$h_{40} = h_{40'} \quad (E.34)$$

El calentador de agua de alimentación de tipo cerrado es el más simple y el más usado generalmente en las plantas de potencia. Son normalmente intercambiadores de calor de coraza y tubos con agua de alimentación que fluye dentro de los tubos, y el vapor extraído por el lado de la coraza. La entalpía y entropía a la salida del calentador de agua de alimentación, h_{27} y s_{27} , puede ser calculada con la ecuación de estado:

$$h_{27} = f_{14}(T_{27}, P_{21}) \quad (E.35)$$

$$s_{27} = f_{15}(T_{27}, P_{21}) \quad (E.36)$$

y la temperatura del líquido saturado T_{27} puede ser obtenida de

$$T_{27} = f_{16}(P_{21}, \Delta T_{TTD}) \quad (E.37)$$

El vapor extraído de las turbinas se condensa, después de transferir parte de su energía al agua de alimentación. Este es removido y vuelve alimentar el sistema, estrangulando hacia atrás al siguiente calentador de agua de alimentación de baja presión. La entalpía y entropía del vapor

condensado a la salida de los drenes del calentador de agua de alimentación, h_{40} y s_{40} , puede ser calculada con la ecuación de estado:

$$h_{40} = f_{17}(T_{40}, P_{21}) \quad (\text{E.38})$$

$$s_{40} = f_{18}(T_{40}, P_{21}) \quad (\text{E.39})$$

y la temperatura del líquido saturado T_{27} a la salida de los drenes del calentador de agua de alimentación puede ser obtenida de

$$T_{40} = f_{19}(P_{21}, \Delta T_{AG}) \quad (\text{E.40})$$

Algoritmo. La solución para estos calentadores de agua de alimentación, se realiza primero calculando las entalpías, entropías y temperaturas de las corrientes que son extraídas hacia cada calentador y a la salida de la turbina, estos cálculos se determinan en el algoritmo de la turbina el cual es descrito anteriormente, como ya se mencionó, la entalpía, entropía, temperatura y el trabajo realizado en cada paso de la turbina, que corresponde a cada extracción, asignando una presión, se generan estos cálculos. Posteriormente, el programa utiliza el módulo de la bomba de alimentación a la salida del condensador para determinar las entalpías de entrada y salida de esta bomba, además el programa calcula las entalpías y entropías de las salidas de cada calentador en función de la temperatura de saturación y presión de extracción que corresponde a cada calentador de agua de alimentación.

Para las variables de entrada especificadas, de las ecuaciones (E.37), (E.35), (E.36), (E.40), (E.38), (E.39), y (E.34), en este orden secuencial, se calculan directamente T_{27} , h_{27} , s_{27} , T_{40} , h_{40} , s_{40} y $h_{40'}$, respectivamente.

Módulo del calentador abierto de agua de alimentación o desaireador

Especificaciones. Las entradas que se incluyen en este a este modelo para calentadores abiertos son: grado de subenfriamiento del calentador de agua de alimentación abierto ΔT_{AB} , la presión del vapor extraído de la turbina que entra al calentador abierto P_{12} .

Modelo. En un calentador abierto de agua de alimentación o desaireador (ver Figura 2.1) el vapor extraído de la turbina se mezcla directamente con el agua subenfriada entrante para producir, idealmente, agua saturada a la presión del vapor de la extracción. Sin embargo, para prevenir la incidencia de la cavitación en las bombas, es preferible limitar la masa de vapor extraído de manera que el agua emerja como agua subenfriada del calentador de agua de alimentación.

La temperatura del agua subenfriada T_{30} a la salida calentador abierto de agua de alimentación puede ser obtenida de

$$T_{30} = f_{20}(P_{12}, \Delta T_{AB}) \quad (E.41)$$

La entalpía específica h_{30} y la entropía específica s_{30} se obtienen de las siguientes relaciones:

$$h_{30} = f_{21}(T_{30}, P_{12}) \quad (E.42)$$

$$s_{30} = f_{22}(T_{30}, P_{12}) \quad (E.43)$$

Algoritmo. Para las variables de entrada especificadas, de las ecuaciones (E.41), (E.42), y (E.43), en este orden secuencial, se calculan directamente T_{30} , h_{30} , y s_{30} , respectivamente.

Cálculo de los flujos máscicos

Al determinar las entalpías de todas las corrientes de cada calentador el algoritmo realiza balances de energía en los calentadores que son empleados en el ciclo para determinar el flujo máscico (kilogramo de vapor) que entra a cada calentador de agua de alimentación. Al determinar estos flujos (m_1 , m_2 , m_3 , m_4 , m_5 , m_6 y m_7), el programa determina los balances de masa y energía en cada calentador de agua de alimentación de la Figura 2.1. Estos balances se pueden expresar como

$$\text{Calentador I: } m_1 (h_4 - h_{35}) = h_{34} - h_{33}$$

$$\text{Calentador II: } m_2 h_7 + m_1 h_{35} - (m_1 + m_2) h_{36} = h_{33} - h_{32}$$

$$\text{Calentador III: } m_3 h_{10} + (m_1 + m_2) h_{36} - (m_1 + m_2 + m_3) h_{37} = h_{32} - h_{31}$$

$$\text{Desaireador: } m_5 (h_{16} - h_{38}) = (1 - m_1 - m_2 - m_3 - m_4) (h_{29} - h_{28})$$

$$\text{Calentador IV: } m_4 h_{13} + (1 - m_1 - m_2 - m_3 - m_4) h_{29} + (m_1 + m_2 + m_3) h_{37} = h_{30}$$

$$\text{Calentador V: } m_6 h_{19} + m_5 h_{38} - (m_5 + m_6) h_{39} = (1 - m_1 - m_2 - m_3 - m_4) (h_{28} - h_{27})$$

$$\text{Calentador VI: } m_7 h_{22} + (m_5 + m_6) h_{39} - (m_5 + m_6 + m_7) h_{40} = (1 - m_1 - m_2 - m_3 - m_4) (h_{27} - h_{26})$$

Módulo del condensador

Especificaciones. Las entradas para este módulo incluyen las entalpías específicas h_{24} , h_{25} y h_{40} , que previamente fueron calculadas.

Modelo. Durante la condensación, el vapor sobrecalentado o húmedo en el estado 24 es enfriado y condensado a presión constante P_{24} , rechazando el calor al medio de enfriamiento, ya sea agua o aire. El condensado abandona el condensador como un líquido subenfriado en el estado 25 y entra a la bomba. El condensador es básicamente un intercambiador de calor grande de coraza y tubos que opera a vacío.

El calor que se debe rechazar del fluido de trabajo al medio de enfriamiento en el condensador está dado por

$$|q_c| = (1 - m_1 - m_2 - m_3 - m_4 - m_5 - m_6 - m_7) h_{24} + (1 - (1 - m_5 - m_6 - m_7)) (h_{40} - h_{25}) \quad (\text{E.44})$$

Módulo de la caldera

Especificaciones. La presión de la caldera P_I , las entalpías específicas h_1 , h_3 y h_5 son conocidas y la entalpía específica h_{34} depende del trabajo real de la bomba, que previamente fue calculado, por lo que también es conocida. Por lo tanto, el estado 34 es fijado. La temperatura

del vapor sobrecalentado T_I , la cual es la máxima temperatura de vapor permitida $T_I = T_{max}$ a la entrada de la turbina, también es especificada.

Modelo. En el estado 34, el agua sale de la bomba como un líquido subenfriado a alta presión (llamado agua de alimentación a la caldera) y entra en la caldera. La caldera, también conocida como generador de vapor, utiliza de manera eficiente el calor producido por la combustión del combustible para convertir el agua a vapor sobrecalentado a una presión constante P_I . La generación de vapor es básicamente un proceso de tres etapas. Por suministro de calor a presión constante, la temperatura del agua líquida subenfriada es primeramente elevada a su punto de ebullición. Luego, el agua líquida saturada se evapora isotérmicamente. Finalmente, el vapor saturado es calentado a la máxima temperatura en el estado 1 (por encima de su temperatura de saturación). Así, el agua abandona la caldera como un vapor sobrecalentado a alta presión y temperatura en el estado 1.

Con la suposición de un proceso de transferencia de calor a presión constante en la caldera, la presión en el estado 34 se obtiene de:

$$P_{34} = P_1 \quad (E.45)$$

De acuerdo con la Figura 2.1, el recalentamiento permite la adición del calor en la caldera dos veces: de 34 a 1 y de 3 a 5. Por lo tanto, el calor total agregado es dado por un balance de energía en la caldera origina:

$$q_B = (h_1 - h_{34}) + (1 - m_1)(h_5 - h_3) \quad (E.46)$$

Aquí q_B es la tasa de transferencia de calor de la fuente de energía al fluido de trabajo por unidad de masa que pasa a través de la caldera. Una vez que las entalpías específicas son conocidas, la energía suministrada al ciclo por unidad de masa de fluido de trabajo q_B puede ser determinada mediante la ecuación (E.46).

Eficiencia térmica en el ciclo Rankine regenerativo con recalentamiento

Los resultados de la simulación de cada uno de los componentes del ciclo Rankine regenerativo con recalentamiento se pueden integrar para determinar el funcionamiento del ciclo en su conjunto.

Desde el punto de vista de la primera ley, la medida de la efectividad del ciclo Rankine es la *eficiencia térmica neta* (η_{th}), que indica que tan eficientemente se está utilizando la energía en el sistema. La *eficiencia térmica neta* se define como la relación entre el trabajo neto del ciclo y el calor suministrado a partir de fuentes externas,

$$\eta_{th} = \frac{w_{net}}{q_B} \times 100 \quad (E.47)$$

Aquí el trabajo neto está dado por:

$$w_{net} = w_T - |w_P| \quad (E.48)$$

Por lo tanto, el trabajo total producido por este ciclo por unidad de masa del vapor que fluye a través de él es la suma algebraica del trabajo real de las etapas de la turbina:

$$\begin{aligned} w_T = & (h_1 - h_2) + (1 - m_1)(h_5 - h_6) + (1 - m_1 - m_2)(h_8 - h_9) + (1 - m_1 - m_2 - m_3)(h_{11} - h_{12}) \\ & + (1 - m_1 - m_2 - m_3 - m_4)(h_{14} - h_{15}) + (1 - m_1 - m_2 - m_3 - m_4 - m_5)(h_{17} - h_{18}) \\ & + (1 - m_1 - m_2 - m_3 - m_4 - m_5 - m_6)(h_{20} - h_{21}) \\ & + (1 - m_1 - m_2 - m_3 - m_4 - m_5 - m_6 - m_7)(h_{23} - h_{24}) \end{aligned} \quad (E.49)$$

El trabajo de las bombas está dado por la suma del trabajo que realizan las dos bombas en el ciclo:

$$w_P = (1 - m_1 - m_2 - m_3 - m_4)(h_{26} - h_{25}) + (h_{31} - h_{30}) \quad (E.50)$$

Propiedades termodinámicas del agua y vapor

Para resolver las ecuaciones del modelo de cada componente, las subrutinas de módulo necesitan datos de propiedades termodinámicas, por ejemplo, entalpía, entropía, volumen. Tales propiedades aparecen en términos de funciones implícitas f_1 a f_{22} , que se llaman ecuaciones constitutivas (representan las propiedades de los modelos). Las funciones dependen de los modelos termodinámicos utilizados para calcular las propiedades termodinámicas del agua y vapor. Los diversos subíndices de las f 's indican las diferentes dependencias funcionales. Al fin de obtener los datos de propiedades termodinámicas solicitados por el módulo, estas ecuaciones deben ser evaluadas o resueltas.

Por ejemplo, para relacionar implícitamente la entalpía específica de la fase líquida subenfriada a la temperatura y presión en el estado 25, la siguiente relación genérica se ha utilizado en el modelo de la bomba:

$$h_{25} = f_{11}(T_{25}, P_{25}) \quad (\text{E.28})$$

Aquí la ecuación constitutiva f_{11} representa un modelo apropiado para calcular la propiedad h_{25} dadas T_{25} y P_{25} . Así, la ecuación (E.28) sólo establece una relación funcional entre tres variables.

De acuerdo a la simulación modular secuencial, las ecuaciones constitutivas forman un conjunto independiente de subrutinas de propiedades (modelos) que están disponibles para cualquier módulo cada vez que éste se simula. Por lo tanto, las propiedades termodinámicas son suministradas automáticamente a los módulos con cierto control del usuario sobre las opciones de las propiedades del modelo. Esta separación entre las subrutinas del componente (módulos) y las subrutinas de la propiedad reduce el tamaño del modelo del ciclo y permite una rápida elección del modelo adecuado para el cálculo de una propiedad termodinámica

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Akgul, O.; Shah, N.; Papageorgiou, L.G. (2012). An optimisation framework for a hybrid first/second generation bioethanol supply chain. *Comput. Chem. Eng.*, 42, 101-114.
- Al-Azri, N.; Al-Thibaiti, M.; El-Halwagi, M.M. (2009). An algorithmic approach to the optimization of process cogeneration. *Clean Technol. Environ. Policy*, 11, 329-338.
- Alves, A.; Caridade, S.G.; Mano, J.F.; Sousa, R.A.; Reis, R.L. (2010). Extraction and physico-chemical characterization of a versatile biodegradable polysaccharide obtained from green algae. *Carbohydrate Research*, 345, 2194-2200.
- Azapagic, A.; Clift, R. (1999). Application of life cycle assessment to process optimization. *Comput. Chem. Eng.*, 23, 1509-1526.
- Bamufleh, H.S.; Ponce-Ortega, J.M.; El-Halwagi, M.M. (2012). Multi-objective optimization of process cogeneration systems with economic, environmental, and social tradeoffs. *Clean Technol. Environ. Policy*, 15, 185-197.
- Batan, L.; Quinn, J.; Willson, B.; Bradley, T. (2010). Net energy and greenhouse gas emission evaluation of biodiesel derived from microalgae. *Environ. Sci. Technol.*, 44, 7975-7980.
- Bejan, A.; Tsatsaronis, G.; Moran, M.J. (1996). Thermal design and optimization, Wiley-Interscience.
- Benemann, J.R.; Tillet, D.M. (1987). Effect of fluctuating environments on the selection of high yielding microalgae. Final Report, Subcontract XK-4-04136-06, Solar Energy Institute, Golden, Colorado.
- Benemann, J.R.; Oswald, W.J. (1996). System and economic analysis of microalgae ponds for conversion of CO₂ to biomass. Quarterly Technical Progress Report to the Department of Energy Pittsburgh Energy Technology Center. Grant No. DEFG22-93PC93204.
- Benemann, J.R. (1997). CO₂ Mitigation with microalgae systems. *Energy Conversion and Management*, 38, S475-S479.
- Borowitzka, M.A. (1999). Commercial production of microalgae: ponds, tanks and fermenters. *Journal of Biotechnology*, 35, 313-321.

- Brune, D.E.; Lundquist, T.J.; Benemann, J.R. (2009). Microalgal biomass for greenhouse gas reductions: Potential for replacement of fossil fuels and animal feeds. *J. Environ. Eng.*, 135, 1136-1144.
- Brunet, R.; Kumar, K.S.; Guillen-Gosalbez, G.; Jimenez, L. (2011). Integrating process simulation, multi-objective optimization and LCA for the development of sustainable processes: application to biotechnological plants. *Comput. Aided Chem. Eng.*, 29, 1271-1275.
- Brentner, L.B.; Eckelman, M.J.; Zimmerman, J.B. (2011). Combinatorial life cycle assessment to inform process design of industrial production of algal biodiesel. *Environ. Sci. Technol.*, 45, 7060-7067.
- Bruno, J.C.; Fernandez, F.; Castells, F.; Grossmann, I.E. (1998). A rigorous MINLP model for the optimal synthesis and operation of utility plants. *Chem. Eng. Res. Des.*, 76, 246-258.
- Campbell, P.K.; Beer, T.; Batten, D. (2011). Life cycle assessment of biodiesel production from microalgae in ponds. *Bioresour. Technol.*, 102, 50-56.
- Cardozo, K.H.M.; Guaratini, T.; Barros, M.P.; Falcao, V.R.; Tonon, A.P.; Lopes, N.P.; Campos, S.; Torres, M.A.; Souza, A.O.; Colepicolo, P.; Pinto, E. (2007). Metabolites from algae with economical impact. *Comparative Biochemistry and Physiology Part C: Toxicology & Pharmacology*, 146, 60-78
- Cengel, Y.A.; Boles, M.A. (1994). Thermodynamics: an engineering approach. McGraw-Hill Higher Education, New York.
- CESOP - Centre for Social and Public Opinion Studies. Electric tariffs in Mexico. *En contexto*, (2013), No. 31.
- Chisti, Y. (2007). Biodiesel from microalgae. *Biotechnol. Advances*, 25, 294-306.
- Chouinard-Dussault, P.; Bradt, L.; Ponce-Ortega, J.M.; El-Halwagi, M.M. (2010). Incorporation of process integration into life cycle analysis for the production of biofuels. *Clean Technol. Environ. Policy*, 13, 673-685.

- Ciric, A.R.; Huchette, S.G. (1993). Multiobjective optimization approach to sensitivity analysis: waste treatment costs in discrete process synthesis and optimization problems. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 32, 2636-2646.
- Clarens, A.F.; Resurreccion, E.P.; White, M.A.; Colosi, L.M. (2010). Environmental life cycle comparison of algae to other bioenergy feedstocks. *Environ. Sci. Technol.*, 44, 1813-1819.
- Clarens, A.F.; Nassau, H.; Resurreccion, E.P.; White, M.A.; Colosi, L.M. (2011). Environmental impacts of algae-derived biodiesel and bioelectricity for transportation. *Environ. Sci. Technol.*, 45, 7554-7560.
- Cristóbal, J.; Guillén-Gosálbez, G.; Jiménez, L.; Irabien, A. (2011). Multi-objective optimization of the electricity production from coal burning. *Comput. Aided. Chem. Eng.*, 29, 1814-1818.
- Darzens, A.; Pienkos, P.; Edye, L. (2010). Current status and potential for algal biofuels production. A Report to IEA Bioenergy Task 39, Report T39-T2 6, NREL.
- Dantus, M.M.; High, K.A. (1999). Evaluation of waste minimization alternatives under uncertainty: a multiobjective optimization approach. *Comput. Chem. Eng.*, 23, 1493-1508.
- Demirbas, A. (2011). Biodiesel from oilgae, biofixation of carbon dioxide by microalgae: A solution to pollution problems. *Applied Energy*. 88, 3541-3547.
- DE/EIA (2010). Department of Energy-Energy Information Administration. International Energy Outlook 2010. Report No. DOE/EIA- 0383(2011), U.S. Department of Energy, Washington, DC, available from [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2011).pdf).
- DOE. Fuel prices. <http://www.afdc.energy.gov/fuels/prices.html>.
- Diwekar, U.M. (2003). Introduction to applied optimization. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers.
- Ecobalance-UK, *TEAM and DEAM*. Ecobalance UK, The Ecobilan Group, Arundel, UK (www.ecobalance.com/uk_tam.php). (1998).
- El-Halwagi, M.M. (2012). Sustainable design through process integration: fundamentals and application to industrial pollution prevention, resource conservation, and profitability enhancement. Butterworth-Heinemann, London.

- Eliceche, A.M.; Corvalán, S.M.; Martinez, P. (2007). Environmental life cycle impact as a tool for process optimization of a utility plant. *Comput. Chem. Eng.*, 31, 648-656.
- El-Wakil, M.M. (1984). *Power Plant Technology*. McGraw-Hill, New-York.
- Farhad, S.; Saffar-Avval, M.; Younessi-Sinaki, M. (2008). Efficient design of feedwater heater network in steam power plants using pinch technology and exergy analysis. *Int. J. Energy Res.*, 32, 1-11.
- Farrelly, D.J.; Everard, C.D.; Fagan, C.C.; McDonell, K.P. (2013). Carbon sequestration and the role of biological carbon mitigation: A review. *Renew. Sustain. Energy. Rev.*, 21, 712-727.
- Finnveden, G.; Nilsson, M.; Johansson, J.; Persson, A.; Moberg, A.; Carlsson, T. (2003). Strategic environmental assessment methodologies--applications within the energy sector. *Environ. Impact Asses.*, 23, 91-123.
- Fu, Y., Diwekar, U.M. (2004). Cost effective environmental control technology for utilities. *Adv. Environ. Research*, 8, 173-196.
- Gebreslassie, B.H.; Waymire, R.; You, F. (2013a). Sustainable design and synthesis of algae-based biorefinery for simultaneous hydrocarbon biofuel production and carbon sequestration. *AIChE J.*, 59, 1599-1621.
- Gebreslassie, B.H.; Slivinsky, M.; Wang, B.; You, F. (2013b). Life cycle optimization for sustainable design and operations of hydrocarbon biorefinery via fast pyrolysis, hydrotreating and hydrocracking. *Comput. Chem. Eng.*, 50, 71-91.
- Goldberg, D.E. (1989). *Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning*. Addison-Wesley, Reading, MA.
- Guillén-Gosálbez, G.; Caballero, J.A.; Esteller, L.J. (2008). Application of life cycle assessment to the structural optimization of process flowsheets. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 47, 777-789.
- Guinée, J.B.; Heijungs, R.; Udo de Haes, H.A.; Huppes, G. (1993a). Quantitative life cycle assessment of products: 2. Classification, valuation and improvement analysis. *J. Clean Prod.*, 1, 81-91.

- Guinée, J.B.; Udo de Haes, H.A.; Huppes, G. (1993b). Quantitative life cycle assessment of products: 1: Goal definition and inventory. *J. Clean Prod.*, 1, 3-13.
- Gutiérrez-Arriaga, C.G.; Serna-González, M.; Ponce-Ortega, J.M.; El-Halwagi, M.M. (2013). Multi-objective optimization of steam power plants for sustainable generation of electricity. *Clean Techn. Environ. Policy*, 15, 551-566.
- Haimes, Y.Y.; Lasdon, L.S.; Wismer, D.A. (1971). On a bicriterion formulation of the problems of integrated system identification and system optimization. *IEEE T Syst Man Cy.*, 1, 269-297.
- Harun, R.; Singh, M.; Forde, G.M.; Danquah, M.K. (2010). Bioprocess engineering of microalgae to produce a variety of consumer products. *Renew. Sustain. Energy. Rev.*, 1037-1047.
- Haywood, R.W. (1991). Analysis of engineering cycles. Oxford, England, Pergamon Press.
- Heasman, D.J.; O'Connor, W.; Sushanes, T.; Foulkes, L. (2000). Development of extended shelf-life microalgae concentrate diets harvested by centrifugation for bivalve molluscs – a summary. *Aquacult. Res.*, 31, 637-659.
- Hetland, J. (2012). Broaching CCS into society. Timeline considerations for deployment CO₂ capture and storage linked with the challenge of capacity building. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 9, 172-183.
- Hugo, A.; Pistikopoulos, E.N. (2005). Environmentally conscious long-range planning and design of supply chain networks. *J. Clean Prod.*, 13, 1471-1491.
- IEA (2008). CO₂ Emissions from Fuel Combustion: 1971/2006. International Energy Agency, Paris, 21, 1-530.
- IEA (2010). World Energy Outlook. International Energy Agency, Paris, 21, 1-530.
- IPCC (2007). Climate Change 2007: The Physical Science Basis Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.

- ISO (2006a). International Standards Organization. ISO 14040:2006. Environmental management - Life cycle assessment – Principles and framework. ISO, Geneva, Switzerland.
- ISO (2006b). International Standards Organization. ISO 14044:2006. Environmental management - Life cycle assessment – Requirements and guidelines. ISO, Geneva, Switzerland.
- Jenni, K.E.; Baker, E.D.; Nemet, G.F. (2013). Expert elicitations of energy penalties for carbon capture technologies. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 12, 136-145.
- Jeswani, H.K.; Gujba, H.; Azapagic, A. (2011). Assessing options for electricity generation from biomass on a life cycle basis: environmental and economic evaluation. *Waste Biomass Valor.*, 2, 33-42.
- Jorquera, O.; Kiperstok, A.; Sales, E.A.; Embiruçu, M.; Ghirardi, M.L. (2010). Comparative energy life-cycle analyses of microalgal biomass production in open ponds and photobioreactors. *Bioresour. Technol.*, 101, 1406-1413.
- Kelloway, A.; Daoutidis, P. (2013). Process synthesis of biorefineries: optimization of biomass conversion to fuels and chemicals. *Ind. Eng. Chem. Res.*,
- Kharchenko, N.V. (1998). Advanced energy systems. Washington, DC, Hemisphere Pub.
- Khoo, H.H.; Sharratt, P.N.; Das, P.; Balasubramanian, R.K.; Naraharisetti, P.K.; Shaik, S. (2011). Life cycle energy and CO₂ analysis of microalgae-to-biodiesel: preliminary results and comparisons. *Bioresour. Technol.*, 102, 5800-5807.
- Kucukvar, M.; Tatari, O. (2011). A comprehensive life cycle analysis of cofiring algae in a coal power plant as a solution for achieving sustainable energy. *Energy*, 36, 6352-6357.
- Lam, M.K.; Lee, K.T.; Mohamed, A.R. (2012). Current status and challenges on microalgae-based carbon capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 10, 456-469.
- Lardon, L.; Hélias, A.; Sialve, B.; Steyer, J.P.; Bernard, O. (2009). Life-cycle assessment of biodiesel production from microalgae. *Environ. Sci. Technol.*, 43, 6475-6481.
- Lee, J.Y.; Yoo, C.; Jun, S.Y.; Ahn, C.Y.; Oh, H.M. (2010). Comparison of several methods for effective lipid extraction from microalgae. *Bioresource Technology*, 101, S75-S77.

- Leeper, S.A. (1981). Wet cooling towers: rule-of-thumb design and simulation, EG and G Idaho, Inc., Idaho Falls (USA).
- Li, Y.; Horsman, M.; Wu, N.; Lan, C.Q.; Dubois-Calero, N. (2008). Biofuels from microalgae. *Biotechnology Progress*, 24, 815-820.
- Liska, A.J.; Yang, H.S.; Bremer, V.; Walters, D.T.; Erickson, G.; Klopfenstein, T.; Kenney, D.; Tracy, P.; Koelsch, R.; Cassman, K.G. (2009). BESS: Biofuel energy systems simulator; Life cycle energy and emissions analysis model for corn-ethanol biofuel. Vers. 2008.3.1, www.bess.unl.edu.
- López-Maldonado, L.A.; Ponce-Ortega, J.M.; Segovia-Hernández, J.G. (2011). Multi-objective synthesis of heat exchanger networks minimizing the total annual cost and the environmental impact. *Appl. Therm. Eng.*, 31, 1099-1113.
- Martínez, P.E.; Eliceche, A.M. (2009). Minimization of life cycle CO₂ emissions in steam and power plants. *Clean Technol. Environ. Policy*, 11, 49-57.
- Martínez, P.E.; Pasquevich, D.M.; Eliceche, A.M. (2012). Operation of a national electricity network to minimize life cycle greenhouse gas emissions and cost. *Int. J. Hydrogen Energ.*, DOI:10.1016/j.ijhydene.2012.01.174.
- Metz, B.; Davidson, O.; de Coninck, H.; Loos, M.; Meyer, L. (2005). IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Cambridge University Press, New York.
- Mohan, T.; El-Halwagi, M.M. (2007). An algebraic targeting approach for effective utilization of biomass in combined heat and power systems through process integration. *Clean Technol. Environ. Policy*, 9, 13-25.
- Molina Grima, E.; Belarbi, E.H.; Ación Fernández, F.G.; Medina, A.R.; Chisti, Y. (2003). Recovery of microalgal biomass and metabolite: process options and economics. *Biotechnol. Adv.*, 20, 491-515.
- Moran, M.J.; Shapiro, H.N. (2006). Fundamentals of engineering thermodynamics. John Wiley&Sons, Chichester.

- Murillo-Alvarado, E.; Ponce-Ortega, J.M.; Serna-González, M.; Castro-Montoya, A.J.; El-Halwagi, M.M. (2013). Optimization of pathways for biorefineries involving the selection of feedstocks, products and processing steps. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 52, 5177-5190.
- Murphy, C.F.; Allen, D.T. (2011). Energy-water nexus for mass cultivation of algae. *Environ. Sci. Technol.*, 45, 5861-5868.
- Ng, R.T.L.; Tay, D.H.S.; Ng, D.K.S. (2012). Simultaneous process synthesis, heat and power integration in a sustainable integrated biorefinery. *Energy & Fuels.*, 26, 7316-7330.
- Ng, R.T.L.; Hassim, M.H.; Ng, D.K.S. (2013). Process synthesis and optimization of a sustainable integrated biorefinery via fuzzy optimisation. *AIChE J.*, 59, 4212-4227.
- Odeh, N.A.; Cockerill, T.T. (2008). Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage. *Energ. Policy*, 36, 367-380.
- Pacala, S.; Socolow, R. (2004). Stabilization wedges: Solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. *Science*, 305, 968-972.
- Peters, M.S.; Timmerhaus, K.D.; West, R.E. (2003). *Plant design and economics for chemical engineers*; McGraw-Hill Science/Engineering/Math.
- Pires, J.C.M.; Alvim-Ferraz, M.C.M.; Martins, F.G.; Simoes, M. (2012). Carbon dioxide capture from flue gases using microalgae: Engineering aspects and biorefinery concepts. *Renew. Sustain. Energy. Rev.*, 16, 3043-3053.
- Pokoo-Aikins, G.; Nadim, A.; El-Halwagi, M.M.; Mahalec, V. (2010). Design and analysis of biodiesel production from algae grown through carbon sequestration. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 12, 239-254.
- Ponce-Ortega, J.M.; Mosqueda-Jiménez, F.W.; Serna-González, M.; Jiménez-Gutiérrez, A.; El-Halwagi, M.M. (2011a). A property-based approach to the synthesis of material conservation networks with economic and environmental objectives. *AIChE J.*, 57, 2369-2387.
- Ponce-Ortega, J.M.; Tora, E.A.; González-Campos, J.B.; El-Halwagi, M.M. (2011b). Integration of renewable energy with industrial absorption refrigeration systems: systematic design

- and operation with technical, economic, and environmental objectives. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 50, 9667-9684.
- PRé-Consultants. (1998). *SimaPro 6 LCA Software*. The Netherlands (www.pre.nl/simapro/default.htm).
- PRé-Consultants. (2000). The Eco-indicator 99. A damage oriented method for life cycle impact assessment. Methodology report and manual for designers. Technical Report, PRé Consultants, Amersfoort, The Netherlands.
- Rao, A.B.; Rubin, E.S. (2002). A technical, economic, and environmental assessment of amine-based CO₂ capture technology for power plant greenhouse gas control. *Environ. Sci. & Technol.*, 36, 4467-4475.
- Rickman, M.; Pellegrino, J.; Hock, J.; Shaw, S.; Freeman, B. (2013). Life-cycle and techno-economic analysis of utility-connected algae systems. *Algal Research.*, 2, 59-65.
- Rizwan, M.; Lee, J.H.; Gani, R. (2013). Optimal processing pathway for the production of biodiesel from microalgal biomass: A superstructure based approach. *Comput. Chem. Eng.*, 58, 305-314.
- Rubin, E.S.; Chen, C.; Rao, A.B. (2007). Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage. *Energy Policy*, 35, 4444-4454.
- Rubin, E.S.; Zhai, H. (2012). The cost of carbon capture and storage for natural gas combined cycle power plants. *Environ. Sci. & Technol.*, 46, 3076-3084.
- Salisbury, J.K. (1950). *Steam turbines and their cycles*. New York: John Wiley&Sons, Inc.
- Santibañez-Aguilar, J.E.; González-Campos, J.B.; Ponce-Ortega, J.M.; Serna-González, M.; El-Halwagi, M.M. (2011). Optimal planning of a biomass conversion system considering economic and environmental aspects. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 50, 8558-8570.
- Santibañez-Aguilar, J.E.; Ponce-Ortega, J.M.; González-Campos, J.B.; Serna-González, M.; El-Halwagi, M.M. (2013). Synthesis of distributed biorefining networks for the value-added processing of water hyacinth. *ACS Sust. Chem. Eng.*, 1, 284-305.
- Santibañez-Aguilar, J.E.; González-Campos, J.B.; Ponce-Ortega, J.M.; Serna-González, M.; El-Halwagi, M.M. (2014). Optimal planning and site selection for distributed multiproduct

- biorefineries involving economic, environmental and social objectives. *Journal of Cleaner Production*, 65, 270-294.
- SENER-CONUEE. (2009). Methodologies for quantifying greenhouse gases emissions and energetic consumptions avoided by the sustainable use of energy. Mexican Ministry of Energy. Mexico City, Mexico.
- Shabani, N.; Akhtari, S.; Sowlati, T. (2013). Value chain optimization of forest biomass for bioenergy production: A review. *Renew. Sustain. Energy. Rev.*, 23, 299-311.
- Sheppard, M.C.; Socolow, R.H. (2007). Sustaining fossil fuel use in a carbon constrained world by rapid commercialization of carbon capture and sequestration. *AIChE J.*, 53, 3022-3028.
- Shirvani, T.; Yan, X.; Inderwildi, O.R.; Edwards, P.P.; King, D.A. (2011). Life cycle energy and greenhouse gas analysis for algae-derived biodiesel. *Energ. Environ. Sci.*, 4, 3773-3778.
- Smith, R. (2005). Chemical process design and integration. Wiley, New York.
- Soratana, K.; Landis, A.E. (2011). Evaluating industrial symbiosis and algae cultivation from a life cycle perspective. *Bioresour. Technol.*, 102, 6892-6901.
- Stauffer, P.H.; Keating, G.N.; Middleton, R.S.; Viswanathan, H.S.; Berchtold, K.A.; Singh, R.P.; Pawar, R.J.; Mancino, A. (2011). Greening coal: breakthroughs and challenges in carbon capture and storage. *Environ. Sci. & Technol.*, 45, 8597-8604.
- Stephenson, A.L.; Kazami, E.; Dennis, J.S.; Howe, C.J.; Scott, S.A.; Smith, A.G. (2010). Life-cycle assessment of potential algal biodiesel production in the United Kingdom: A comparison of raceways and air-lift tubular bioreactors. *Energy Fuels*, 24, 4062-4077.
- Swiss Center for Life Cycle Inventories (<http://www.ecoinvent.ch/>).
- Teoh, M.L.; Chu, W.L.; Marchant, H.; Phang, S.M. (2004). Influence of culture temperature on the growth, biochemical composition and fatty acid profiles of six antarctic microalgae. *Journal of Applied Phycology*, 16, 421-430.
- Tran, H.L.; Hong, S.J.; Lee, C.G. (2009). Evaluation of extraction methods for recovery of fatty acids from *botryococcus braunii* LB 572 and *synechocystis* Sp. PCC 6803. *Biotechnology and Bioprocess Engineering*, 14, 187-192.

- Tredici, M.R. (2010). Photobiology of microalgae mass cultures: understanding the tools for the next green revolution. *Biofuels*, 1, 143-162.
- Varun-Bhat, I.K.; Prakash, R. (2009). LCA of renewable energy for electricity generation systems – A review. *Renew. Sus.t Energ. Rev.*, 13, 1067-1073.
- Vasudevan, V.; Stratton, R.W.; Pearlson, M.N.; Jersey, G.R.; Beyene, A.G.; Weissman, J.C.; Rubino, M.; Hileman, J.I. (2012). Environmental performance of algal biofuel technology options. *Environ. Sci. Technol.*, 46, 2451-2459.
- Ventura, J.R.S.; Yang, B.; Lee, Y.W.; Lee, K.; Jahng, D. (2013). Life cycle analyses of CO₂, energy and cost for four different routes of microalgal bionergy conversión. *Bioresource Technology*, 137, 302-310.
- Wagner, W.; Kruse, A. (1998). Properties of water and steam: the industrial standard IAPWS-IF97 for the thermodynamic properties and supplementary equations for other properties: tables based on these equations, Springer-Verlag.
- Wagner, W.; Cooper, J.R.; Dittmann, A.; Kijima, J.; Krestzschmar, H.J.; Kruse, A.; Mares, R.; Oguchi, K.; Sato, H.; Stocker, I. (2000). The IAPWS industrial formulation 1997 for the thermodynamic properties of water and steam. *J. Eng. Gas Turb. Power.* 122, 150-182.
- Wang, M.; Wu, Y.; Elgowainy, A. (2007). Operating manual for GREET: Version 1.7. Center for Transportation Research, Energy Systems Division, Argonne National Laboratory, Iowa.
- Wang, B.; Li, Y.; Wu, N.; Lan, C.Q. (2008). CO₂ bio-mitigation using microalgae. *Appl. Microbiol. Biotechnol.*, 79, 707-718.
- Wang, L.; Yang, Y.; Shen, W.; Kong, X.; Li, P.; Yu, J.; Rodrigues, A.E. (2013a). CO₂ capture from flue gas in an existing coal-fired power plant by two successive pilot-scale VPSA units. *Ind Eng. Chem. Res.*, 52, 7947-7955.
- Wang, B.; Gebreslassie, B.H.; You, F. (2013b). Sustainable design and synthesis of hydrocarbon biorefinery via gasification pathway: Integrated life cycle assessment and technoeconomic analysis with multiobjective superstructure optimization. *Comput. Chem. Eng.*, 52, 55-76.
- Weisser, D. (2007). A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. *Energy*, 32, 1543-1559.

- Wong, J.; You, F. (2014). Optimal design and synthesis of algal biorefinery processes for biological carbon sequestration and utilization with zero direct greenhouse emissions. *Ind. Eng. Chem. Res.*, In press.
- Xu, L.; Brilman, D.W.F.; Withag, J.A.M.; Brem, G.; Kersten, S. (2011). Assessment of a dry and a wet route for the production of biofuels from microalgae: Energy balance analysis. *Bioresour. Technol.*, 102, 5113-5122.
- Yang, J.; Xu, M.; Zhang, X.Z.; Hu, Q.A.; Sommerfeld, M.; Chen, Y.S. (2011). Life-cycle analysis on biodiesel production from microalgae: water footprint and nutrients balance. *Bioresour. Technol.*, 102, 159-165.
- Yeh, K.L.; Chang, J.S. (2012). Effects of cultivation conditions and media composition on cell growth and lipid productivity of indigenous microalga *Chlorella vulgaris* ESP-31. *Bioresour. Technol.*, 105, 120-127.
- You, F.; Wang, B. (2011). Life cycle optimization of biomass-to-liquids supply chains with distributed-centralized processing networks. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 50, 10102-10127.
- Yuan, Z.; Chen, B.; Gani, R. (2013). Applications of process synthesis: moving from conventional chemical processes towards biorefinery processes. *Comput. Chem. Eng.*, 49, 217-229.
- Yue, D.; Kim, M.A.; You, F. (2013). Design of sustainable product systems and supply chains with life cycle optimization based on functional unit: General modeling framework, mixed-integer nonlinear programming algorithms and case study on hydrocarbon biofuels. *ACS Sust. Chem. Eng.*, 1, 1003-1014.

PORTADAS DE ARTÍCULOS PUBLICADOS

Clean Techn Environ Policy
DOI 10.1007/s10098-012-0556-4

ORIGINAL PAPER

Multi-objective optimization of steam power plants for sustainable generation of electricity

César G. Gutiérrez-Arriaga · Medardo Serna-González ·
José María Ponce-Ortega · Mahmoud M. El-Halwagi

Received: 9 September 2012 / Accepted: 16 November 2012
© Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2012

Abstract A unified framework that combines process simulation and multi-objective optimization is presented to simultaneously maximize the annual profit, while minimizing environmental impact (i.e., greenhouse gas emissions) of steam power plants with fixed flowsheet structures. The proposed methodology includes the selection of suitable primary energy sources (i.e., fossil fuels, biomass, biofuels, and solar energy) for sustainable electricity generation. For solving the problem of optimal selection of energy sources, a linear model is developed and included within a highly nonlinear simulation model for the parameter optimization of steam power plants that is solved by using genetic algorithms. This approach is robust and avoids making discrete decisions. Life cycle assessment technique is used to quantify the greenhouse gas emissions resulting from different combinations of energy sources and operating conditions of the power plants. The thermodynamic properties for liquid water and steam are calculated rigorously using the IAPWS-IF 97 formulation. An example problem of an advanced regenerative-reheat steam power plant is presented to illustrate the proposed method, which provides the Pareto optimal solutions, the

types and amounts of primary energy sources as well as the optimal values of the operating conditions of the plant that simultaneously maximize the profit while minimizing environmental impact.

Keywords Steam power plants · Sustainable electricity generation · Renewable energy · Biofuels · Greenhouse gas emissions · Multi-objective optimization · Life cycle analysis · Solar energy

List of symbols

Indexes

bf	Biofuel
bm	Biomass
f	Fossil fuel
h	Heater
NU	Number of pieces of plant equipment
t	Turbine
u	Plant equipment

Parameters

$C_{bf}^{Biofuel}$	Unit operating cost for the biofuel bf
$C_{bm}^{Biomass}$	Unit operating cost for the biomass bm
C_f^{Fossil}	Unit operating cost for the fossil fuel f
C_E	Unit electricity cost
C_{op}^{Solar}	Annual operational cost for the solar collector
C_u^{Solar}	Unit operating cost for the solar collector
D_i	Seconds per month
f_{pw}	Factor equals to 1 for pressures until 1.03 MPa in cost function (A5)
FC^{Solar}	Fixed cost for the solar collector
H_Y	Operating hours for the plant per year
K_F	Factor used to annualize the capital costs
N_{pop}	Number of individuals
Q^{Solar}	Average heat supplied by the solar collector

C. G. Gutiérrez-Arriaga · M. Serna-González (✉) ·
J. M. Ponce-Ortega
Chemical Engineering Department, Universidad Michoacana de
San Nicolás de Hidalgo, 58060 Morelia, Michoacán, Mexico
e-mail: mserna@umich.mx

M. M. El-Halwagi
Chemical Engineering Department, Texas A&M University,
College Station, TX 77843, USA

M. M. El-Halwagi
Adjunct Faculty at the Chemical and Materials Engineering
Department, Faculty of Engineering, King Abdulaziz University,
P. O. Box 80204, Jeddah 21589, Saudi Arabia

Published online: 28 November 2012

 Springer

Sustainable Integration of Algal Biodiesel Production with Steam Electric Power Plants for Greenhouse Gas Mitigation

César G. Gutiérrez-Arriaga,[†] Medardo Serna-González,^{*,†} José María Ponce-Ortega,[†] and Mahmoud M. El-Halwagi^{‡,§}

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

[‡]Chemical Engineering Department, Texas A&M University, College Station, Texas 77843, United States

[§]Adjunct Faculty at the Chemical and Materials Engineering Department, Faculty of Engineering, King Abdulaziz University, P.O. Box 80204, Jeddah 21589, Saudi Arabia

ABSTRACT: Significant reductions in anthropogenic greenhouse gas (GHG) emissions, particularly of fossil carbon dioxide (CO₂), are necessary worldwide in order to prevent adverse impacts of global climate change on the socio-economic sectors, ecological systems, and human health. In this context, this study aims to investigate the economic and environmental aspects of sustainability associated with the integration of algal biodiesel production with a steam electric power plant for microalgae biofixation of CO₂ in flue gases and then algal biomass conversion to biodiesel. This integrated energy system is a multipurpose process that provides the CO₂ required by the microalgae cultures as well as electricity, biodiesel produced from the algal biomass, and lipid-depleted biomass which is in turn used as an auxiliary fuel in the power plant. A multi-objective optimization strategy based on genetic algorithms is proposed to yield a set of optimal solutions providing the best compromise between the profit and the environmental impact of regenerative Rankine power generation plants coupled with algae-to-biodiesel production facilities. The power plant operates continuously, but CO₂ is fed to open pond raceways only during the daytime (12 h a day) for algae growth. The rigorous IAPWS-IF97 formulation is used to calculate the thermodynamic properties of water and steam in the steam power cycle. The environmental impact is measured by the Eco-indicator 99 methodology that follows LCA principles. The optimization problem includes the selection of multiple primary energy sources for the power plant boiler, such as fossil fuels (coal, oil, and natural gas), biofuels, and biomass (switchgrass, softwood, and hardwood) in order to achieve significant reductions of CO₂ emissions. The optimal trade-off designs are obtained by implementing the ϵ -constraint method. The optimization method has been applied to a case study in México. The Pareto optimal solutions indicate that the current price for biodiesel of \$3.91/gal on average would make the integrated energy system under consideration profitable. In addition, the system could achieve significant environmental improvements due to life-cycle GHG reductions that result not only from biofixation of CO₂ from combustion flue gases by microalgae and then algal biomass conversion and use as renewable fuels (i.e., biodiesel and lipid-depleted biomass) that substitute for fossil fuels, but also by significantly reducing the fossil fuel requirement compared to stand-alone coal-fired power plants.

KEYWORDS: GHG mitigation, Biological capture of CO₂, Microalgae biodiesel production, Steam power plants, Sustainable energy system, Multi-objective optimization, Life cycle assessment



INTRODUCTION

Worldwide electricity consumption is growing rapidly and is expected to rise significantly in the coming decades because of population growth and economic and social development, especially in developing countries. In fact, the International Energy Agency¹ estimated that the worldwide consumption of electricity will increase by 95.8% over the period of 2008–2035; using the reference case “current policy” scenario, it is expected to increase from 16,800 TWh to 32,900 TWh (3.55% average annual growth). For meeting this growing global demand for electricity, projections from IEA² show that fossil fuels, especially coal and natural gas, will be our main source for electricity generation in fossil fuel-fired power plants at least

over the next couple of decades. Because fossil fuel combustion power stations are responsible for over 65% of estimated carbon dioxide (CO₂) emissions caused by power generation systems,¹ a major challenge facing this electric power sector is how to reconcile the growing global electricity demand with the increasing urgency to reduce CO₂ emissions due to carbon dioxide being the main greenhouse gas (GHG) and, consequently, one of the most important contributors for the increase in anthropogenic climate change and global warming

Received: October 26, 2013

Revised: April 3, 2014

Industrial waste heat recovery and cogeneration involving organic Rankine cycles

César Giovanni Gutiérrez-Arriaga · Faissal Abdelhady · Hisham Bamuffleh · Medardo Serna-González · Mahmoud M. El-Halwagi · José María Ponce-Ortega

Received: 21 May 2014 / Accepted: 3 August 2014
© Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2014

Abstract This paper proposes a systematic approach for energy integration involving waste heat recovery through an organic Rankine cycle (ORC). The proposed approach is based on a two-stage procedure. In the first stage, heating and cooling targets are determined through heat integration. This enables the identification of the excess process heat available for use in the ORC. The optimization of the operating conditions and design of the cogeneration system are carried out in the second stage using genetic algorithms. A modular sequential simulation approach is proposed including several correlations to determine the properties for the streams in the ORC. The proposed approach is applied to a case study which addresses the tradeoffs among the different forms of energy and associated costs. The results show that the optimal selection of the operating conditions and working fluid is very important to reduce the costs associated to the process.

Keywords Organic rankine cycle · Waste heat recovery · Refrigeration · Energy integration · Genetic algorithms

List of symbols

Acronyms

AR	Absorption refrigeration
CW	Cooling water
CPS	Cold process streams
GCC	Grand composite curve
HPS	Hot process streams
H	Enthalpy
Max	Maximization
NU	Number of units
ORC	Organic Rankine cycle
P	Pressure
Ref	Refrigerant
R245fa	Coolant R245fa
R123	Coolant R123
S	Entropy
T_{in}	Inlet temperature
T_{out}	Outlet temperature
T_{sat}	Saturation temperature
T	Temperature

Parameters

C_E	Unit electric power cost
FC_p	Heat capacity flow rate
C_{cw}^{ORC}	Unit cost for the cooling water used in the ORC
H_Y	Operating hours for the plant per year
K_F	Factor used to annualize the capital costs
$\eta_{turbine}$	Turbine efficiency
η_{pump}	Pump efficiency

Electronic supplementary material The online version of this article (doi:10.1007/s10098-014-0833-5) contains supplementary material, which is available to authorized users.

C. G. Gutiérrez-Arriaga · M. Serna-González · J. M. Ponce-Ortega (✉)
Chemical Engineering Department, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, 58060 Morelia, Michoacán, Mexico
e-mail: jmponce@umich.mx

F. Abdelhady · H. Bamuffleh · M. M. El-Halwagi
Chemical and Materials Engineering Department, King Abdulaziz University, Jeddah, Saudi Arabia

M. M. El-Halwagi
Chemical Engineering Department, Texas A&M University, College Station, TX 77843-3122, USA