



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE QUÍMICA**

**CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE  
GENERACIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA  
VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE RSU.**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE**

**INGENIERO QUÍMICO**

**PRESENTA**

**JESÚS TORIBIO ESPINOZA SANDOVAL**



**MÉXICO, D.F.**

**2013**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



**JURADO ASIGNADO:**

**PRESIDENTE:** José Antonio Ortiz Ramírez:

**VOCAL:** María Rafaela Gutiérrez Lara:

**SECRETARIO:** Alfonso Duran Moreno:

**1er. SUPLENTE:** Alejandro Zanelli Trejo

**2° SUPLENTE:** José Agustín García Reynoso

**SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:**

**3er piso, Torre de Ingeniería, Ciudad Universitaria**

**ASESOR DEL TEMA:** Dr. Alfonso Duran Moreno

**SUPERVISOR TÉCNICO** M. en I Abril Moreno Gutiérrez

**SUSTENTANTE** Jesús Toribio Espinoza Sandoval

---



## CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN .....	15
1.1	Planteamiento del problema.....	15
1.1.1	Problemática respecto a la generación de energía.....	15
1.1.2	Problemática respecto al sector energético .....	16
1.2	Justificación .....	18
1.3	Objetivos .....	20
1.3.1	Objetivo general.....	20
1.3.2	Objetivos específicos .....	20
2	MARCO DE REFERENCIA .....	21
2.1	Marco teórico.....	21
2.1.1	Residuos sólidos urbanos.....	21
2.1.2	Biogás.....	22
2.1.3	Gas de síntesis (syngas) .....	29
2.1.4	Maquinas térmicas.....	32
2.1.5	Generación de energía con gases de bajo poder calorífico.....	49
2.1.6	Requerimientos mínimos de limpieza del gas de bajo poder calorífico.....	54
2.1.7	Evaluación de proyectos.....	57
2.2	Marco legal .....	67
3	METODOLOGÍA.....	71
3.1	Evaluación general de tecnologías de generación de energía eléctrica.....	72
3.2	Indicadores de pre factibilidad.....	75
3.3	Caso práctico de generación de energía a partir de gas de síntesis proveniente de la gasificación de RSU del DF. ....	78



---

3.3.1	Identificación de caso aplicable .....	79
3.3.2	Evaluación mediante indicadores de decisión .....	80
3.3.3	Evaluación de alternativas comerciales .....	81
3.3.4	Análisis de generación de energía.....	81
3.3.5	Análisis de costos .....	82
3.3.6	Análisis de emisiones .....	83
3.3.7	Análisis financiero .....	85
3.3.8	Análisis de sensibilidad.....	90
3.3.9	Análisis de riesgo.....	91
4	PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	93
4.1	Criterios para la selección de máquinas térmicas para la generación de energía a partir de biogás/syngas.....	93
4.1.1	Eficiencia bruta o rendimiento calórico .....	93
4.1.2	Costo de inversión .....	94
4.1.3	Costo de generación de energía eléctrica .....	95
4.1.4	Usos propios.....	95
4.1.5	Vida útil .....	96
4.1.6	Consumo de agua.....	96
4.1.7	Tipo de demanda y factor de carga .....	97
4.1.8	Factor de planta .....	98
4.1.9	Capacidad de planta .....	98
4.2	Valores de criterios para la evaluación de alternativas de generación de energía eléctrica.....	99
4.2.1	Eficiencia bruta o rendimiento calórico .....	99



---

4.2.2	Costo de inversión .....	102
4.2.3	Costo de O&M .....	106
4.2.4	Usos propios .....	109
4.2.5	Vida útil .....	109
4.2.6	Consumo de agua.....	110
4.2.7	Tipo de demanda .....	115
4.3	Evaluación de criterios para la selección de alternativas en la generación de energía eléctrica .....	116
4.3.1	Evaluación general .....	116
4.3.2	Evaluación de alternativas de equipos comerciales de generación .....	120
4.4	Indicadores de pre factibilidad .....	132
5	CASO PRÁCTICO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE GAS DE SÍNTESIS PROVENIENTE DE LA GASIFICACIÓN DE RSU DEL DF .....	136
5.1	Evaluación mediante indicadores pre factibilidad .....	136
5.2	Evaluación de alternativas comerciales.....	137
5.3	Análisis de generación de energía .....	138
5.4	Análisis de costos.....	139
5.5	Análisis de emisiones .....	140
5.6	Análisis financiero.....	141
5.7	Análisis de sensibilidad .....	144
5.8	Análisis de riesgo .....	146
6	CONCLUSIONES.....	148
7	BIBLIOGRAFÍA .....	153
8	ANEXOS .....	162



---

8.1	Modelos comerciales de máquinas térmicas para generar energía eléctrica a partir de gas combustible .....	162
8.2	Corrección de rendimiento calórico a condiciones de sitio .....	165
8.3	Costos iniciales de referencia.....	167
8.3.1	Construcción de caminos.....	168
8.3.2	Línea de transmisión.....	168
8.3.3	Balance del sistema y misceláneos .....	169



---

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Composición del biogás (Balat, y otros, 2009) .....	22
Tabla 2 Propiedades típicas de combustión del biogás (Balat, y otros, 2009).....	23
Tabla 3 Poder calorífico del syngas según el proceso de gasificación (Belgiorno, y otros, 2003) .....	31
Tabla 4 Composiciones típicas de gas de síntesis (Soares, 2008) .....	50
Tabla 5 Algunos fabricantes de turbinas de gas para la utilización de gas de síntesis (Gadde, y otros, 2006) (Giampaolo, 2003) (General Electric Company, 2009) .....	51
Tabla 6 Características de alimentación de combustibles gaseosos (Scottish Environment Protection Agency, 2004) .....	55
Tabla 7 Resultados de turbina a gas .....	74
Tabla 8 Resultados de motor de combustión interna .....	74
Tabla 9 Resultados de ciclo combinado .....	75
Tabla 10 Supuestos para la construcción de indicadores de pre factibilidad .....	76
Tabla 11 Condiciones del sitio de ubicación de sistema de generación de energía eléctrica .....	81
Tabla 12 Suposiciones del modelo de generación de energía .....	82
Tabla 13 Valores recomendados para el análisis de emisiones .....	83
Tabla 14 Parámetros financieros.....	85
Tabla 15 Precio CERs - European Climate Exchange en USD (European Climate Exchange, 2010) .....	89





---

Tabla 16 Parámetros del análisis de riesgo.....	91
Tabla 17 Vida útil de máquinas térmicas.....	96
Tabla 18 Ecuaciones de costo de inversión de equipo principal para maquinas térmicas .....	103
Tabla 19 Datos de costos y operación de turbinas a vapor.....	106
Tabla 20 Costo de O&M para maquinas térmicas.....	107
Tabla 21 Consumo interno de energía.....	109
Tabla 22 Tipo de carga según el sistema de generación.....	115
Tabla 23 Valores típicos de temperatura y presión para turbinas a vapor.....	123
Tabla 24 Eficiencia típica para turbinas a vapor.....	124
Tabla 25 Consideraciones para la construcción de los indicadores de pre factibilidad	132
Tabla 26 Matriz de pre factibilidad - Motor de combustión interna.....	133
Tabla 27 Matriz de pre factibilidad - Motor de combustión interna.....	133
Tabla 28 Matriz de pre factibilidad - Turbina a gas.....	134
Tabla 29 Matriz de pre factibilidad - Turbina a gas.....	134
Tabla 30 Matriz de pre factibilidad - Ciclo combinado.....	135
Tabla 31 Matriz de pre factibilidad - Ciclo combinado.....	135
Tabla 32 Indicadores de pre factibilidad - CONACYT.....	136
Tabla 33 Ranking de modelos de generación sin considerar condiciones de sitio.....	137
Tabla 34 Ranking de modelos de generación considerando condiciones de sitio.....	137



---

Tabla 35 Resultados del modelo de generación de energía .....	138
Tabla 36 Costo de sistema eléctrico de potencia .....	139
Tabla 37 Costo del balance del sistema y misceláneos <sup>23</sup> .....	139
Tabla 38 Costos anuales <sup>23</sup> .....	139
Tabla 39 Costos totales <sup>23</sup> .....	139
Tabla 40 Resumen del sistema GEI en caso de referencia.....	140
Tabla 41 Resumen del sistema GEI caso propuesto.....	140
Tabla 42 Resumen de emisiones de GEI .....	140
Tabla 43 Renta anual .....	142
Tabla 44 Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto .....	142
Tabla 45 Viabilidad financiera.....	143
Tabla 46 TIR variando costos iniciales y costos de O&M.....	144
Tabla 47 TIR variando costos iniciales y tarifa de exportación de electricidad .....	144
Tabla 48 TIR variando costos iniciales y la relación de deuda .....	145
Tabla 49 TIR variando la tarifa de exportación de electricidad y los costos de O&M..	145
Tabla 50 TIR variando los costos iniciales y la duración de la deuda.....	145
Tabla 51 Modelos comerciales de turbina a gas .....	162
Tabla 52 Modelos comerciales de motores de combustión interna.....	163
Tabla 53 Costo Estimado de Líneas de Transmisión y de Subestaciones .....	169



---

Tabla 54 Costos iniciales de referencia para algunos sistemas de generación de energía ..... 169

Tabla 55 Costos iniciales de referencia para algunos sistemas de generación de energía ..... 170



---

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama de flujo de los residuos sólidos .....	16
Figura 2 Etapas de la digestión anaerobia de los RSU .....	24
Figura 3 Ciclo Rankine .....	35
Figura 4 Diagrama T-S de Rankine .....	37
Figura 5 Proceso de expansión adiabática en una turbina .....	38
Figura 6 Ciclo del motor de Otto de combustión interna.....	41
Figura 7 Ciclo de Otto aire estándar.....	42
Figura 8 Esquema de una turbina a gas.....	45
Figura 9 Ciclo ideal para la turbina a gas .....	46
Figura 10 Turbina de gas independiente de la unidad separadora de aire (Soares, 2008) .....	52
Figura 11 Turbina de gas totalmente integrada a la unidad separadora de aire (Soares, 2008) .....	53
Figura 12 Fases del ciclo de un proyecto (Toledo, 2007).....	59
Figura 13 Proceso de implementación de proyectos de generación de energía .....	60
Figura 14 Precisión de estimación de costos vs costos reales (RETScreen(R) Internacional, 2005).....	62
Figura 15 Modalidades de permisos e instrumentos de regulación entre particulares y la CFE (Secretaria de Energía, 2009) .....	70
Figura 16 Ponderación de criterios.....	73



---

Figura 17 Ponderación de criterios con preferencia al consumo de agua .....	73
Figura 18 Cálculo de capacidad instalada .....	77
Figura 19 Metodología de caso práctico de generación de energía a partir de gas de síntesis proveniente de la gasificación de RSU del DF .....	78
Figura 20 Inflación anual de 2003 a 2009 (Banco de México, 2010).....	86
Figura 21 ECX CER Contratos a Futuro: Precio y Volumen a 2008.....	88
Figura 22 ECX CER Contratos a Futuro: Precio y Volumen a 2009.....	88
Figura 23 ECX CER Contratos a Futuro: Precio y Volumen a 2010.....	89
Figura 24 Análisis de sensibilidad .....	90
Figura 25 Ejemplo de rendimiento calórico y eficiencia en recuperación de calor.....	94
Figura 26 Rendimiento calórico para motores de combustión interna con capacidad menor a 6 MW .....	99
Figura 27 Rendimiento calórico para turbinas a gas con capacidad menor a 5 MW ...	100
Figura 28 Rendimiento calórico para turbinas a gas con capacidad entre 5 y 50 MW	100
Figura 29 Rendimiento calórico para turbinas a gas con capacidad entre 50 y 300 MW .....	101
Figura 30 Rendimiento calórico para ciclos combinados con capacidad menor a 50 MW .....	101
Figura 31 Rendimiento calórico para ciclos combinados con capacidad mayor o igual a 50 MW .....	102
Figura 32 Costo de equipo y de instalación - Motor de combustión interna .....	104



---

Figura 33 Costo de equipo y de instalación - Turbina a gas (<5MW).....	104
Figura 34 Costo de equipo y de instalación - Turbina a gas (5-50 MW).....	105
Figura 35 Costo de equipo y de instalación - Turbina a gas (50 - 300 MW).....	105
Figura 36 Costo de O&M Motor de Combustión Interna.....	107
Figura 37 Costo de O&M Turbinas a gas .....	108
Figura 38 Costo de O&M Turbinas a vapor .....	108
Figura 39 Costo de O&M Ciclos combinados .....	109
Figura 40 Consumo de agua de repuesto al ciclo vs carga en ciclos combinados.....	112
Figura 41 Factor de corrección del consumo de agua de repuesto al ciclo vs capacidad en ciclos combinados .....	112
Figura 42 Consumo de agua de enfriamiento vs carga en ciclos combinados con sistema cerrado con torre húmeda .....	113
Figura 43 Factor de corrección del consumo de agua de enfriamiento vs capacidad en ciclos combinados con sistema cerrado con torre húmeda .....	113
Figura 44 Factor de corrección del consumo de agua de enfriamiento vs temperatura en ciclos combinados con sistema cerrado con torre húmeda .....	114
Figura 45 Factor de corrección del consumo de agua de enfriamiento vs humedad relativa en ciclos combinados con sistema cerrado con torre húmeda.....	114
Figura 46 Factor de corrección del consumo de agua de enfriamiento vs altitud en ciclos combinados con sistema cerrado con torre húmeda .....	115
Figura 47 Resultados a 5 MW .....	116
Figura 48 Resultados a 5 MW con mayor peso al consumo de agua.....	117



---

Figura 49 Resultados a 10 MW .....	117
Figura 50 Resultados a 10 MW con mayor peso al consumo de agua.....	117
Figura 51 Resultados a 20 MW .....	117
Figura 52 Resultados a 20 MW con mayor peso al consumo de agua.....	117
Figura 53 Resultados a 29.5 MW .....	118
Figura 54 Resultados a 29.5 MW con mayor peso al consumo de agua.....	118
Figura 55 Resultados a 30 MW .....	118
Figura 56 Resultados a 30 MW con mayor peso al consumo de agua.....	118
Figura 57 Resultados a 40 MW .....	119
Figura 58 Resultados a 40 MW con preferencia al consumo de agua .....	119
Figura 59 Resultados a 60 MW .....	119
Figura 60 Resultados a 60 MW con preferencia al consumo de agua .....	119
Figura 61 Factor de planta teórico.....	122
Figura 62 Factor de corrección de eficiencia por presión de escape.....	125
Figura 63 Factor de corrección por temperatura inicial del vapor sobrecalentado .....	125
Figura 64 Cálculo de unidades necesarias de equipos de generación.....	129
Figura 65 Flujo de caja acumulado.....	143
Figura 66 Gráfica de impacto .....	146
Figura 67 Distribución TIR después de impuestos - Capital.....	147



---

## 1 INTRODUCCIÓN

---

### 1.1 Planteamiento del problema

---

#### 1.1.1 Problemática respecto a la generación de energía

A partir de la segunda mitad del siglo XX México vivió un fuerte proceso de industrialización que derivó en una mayor demanda de materias primas para satisfacer el cada vez mayor consumo de bienes y servicios de la creciente población. Como consecuencia, se agravaron los problemas de contaminación del aire y del agua, y de la generación de residuos sólidos urbanos e industriales. Ante esto último, el gobierno y los generadores de residuos no fueron capaces de realizar el manejo adecuado de los mismos, lo que provocó su disposición inadecuada a lo largo del territorio y la afectación a la salud de la población y de los ecosistemas naturales.

Ante esta problemática, el gobierno y la sociedad se han visto en la necesidad de realizar un adecuado manejo de los residuos sólidos lo cual se ha enmarcado en el concepto de Gestión Integral de los Residuos Sólidos Urbanos (Figura 1 Diagrama de flujo de los residuos sólidos GIRSU). La GIRSU está asociada al control de la generación, almacenamiento, recolección, transferencia y transporte, procesamiento y evacuación de residuos sólidos de tal forma que todo lo anterior sea congruente con los mejores principios de la salud pública, de la economía, de la ingeniería, de la conservación, de la estética, y de otras consideraciones ambientales, y que en conjunto respondan a las expectativas de la sociedad (Tchobanoglus, y otros, 1994).





## INTRODUCCIÓN

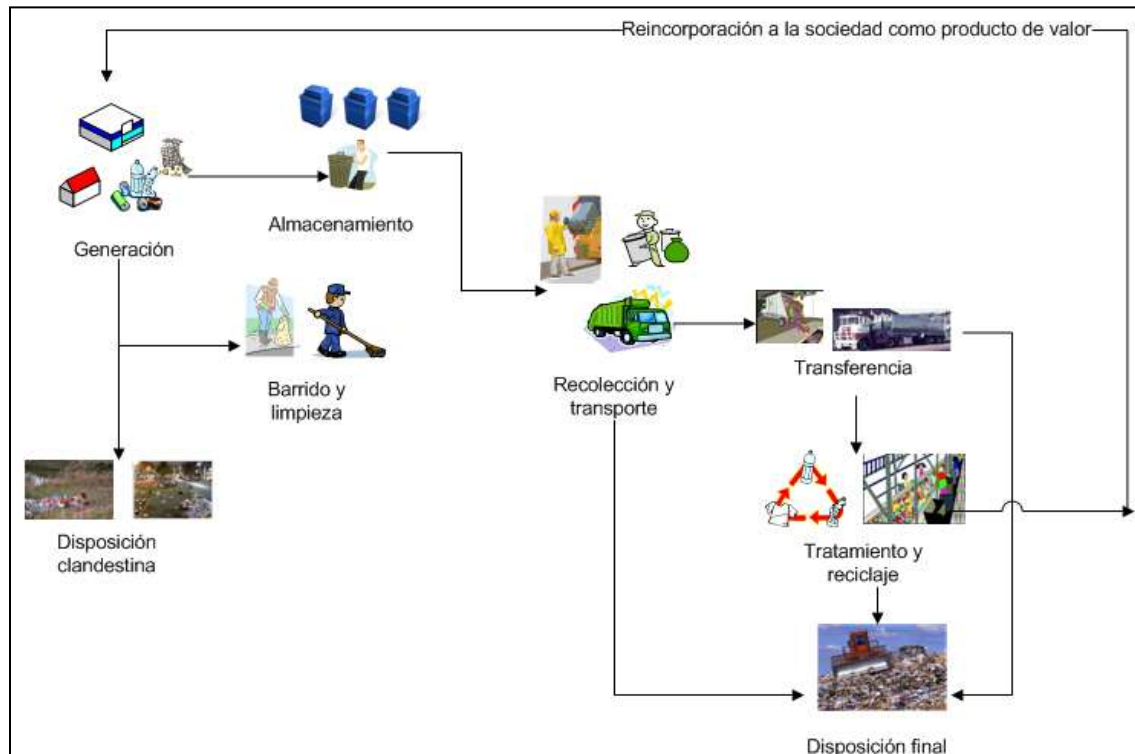


Figura 1 Diagrama de flujo de los residuos sólidos

### 1.1.2 Problemática respecto al sector energético

El sector energético en México es un componente esencial de la economía nacional y uno de los factores clave para contribuir al desarrollo productivo y social del país y a la creación de empleos.

A nivel global destaca un alto crecimiento en el consumo final de energía, impulsado principalmente por India y China que representan más del 50% del crecimiento al 2030. El crecimiento mundial de consumo de energía está impulsado principalmente por los países que no son parte de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), quienes representan más del 90% del incremento de uso de energía al 2030 e incrementarán su participación en la demanda mundial de energía de 52% a 63%. En contraste, se estima que el consumo en Estados Unidos crecerá sólo 0.1% y en Japón caerá 0.2% por año. Se observa también una reducción moderada en



## INTRODUCCIÓN

---

la intensidad energética producto de nuevas tecnologías y esfuerzos deliberados para reducir el consumo (Secretaría de Energía, 2010).

Por otro lado, existe una mayor conciencia por la protección ambiental y se han incrementado los esfuerzos para reducir el calentamiento global. En el futuro, se espera un incremento en las medidas para reducir la demanda y para favorecer fuentes limpias de energía, por medio del establecimiento de nuevos marcos regulatorios, la utilización de incentivos económicos y el desarrollo y promoción de tecnologías más eficientes.

Sin embargo, existe una alta incertidumbre tanto en la oferta como en la demanda de energía. Desde el punto de vista de la oferta, gran parte de las reservas de hidrocarburos se encuentran en campos que presentan dificultades técnicas para su explotación. Por el lado de la demanda, hay una multiplicidad de factores cuya evolución es difícil de anticipar. Por ejemplo, la recuperación económica asociada a la reciente crisis mundial o el avance en los compromisos globales por reducir emisiones, entre los más importantes.

En México, en el año 2008, las fuentes fósiles representaron 91% de la producción total de energía primaria, principalmente el petróleo (62%) y el gas natural (27%). El cambio más relevante que se ha observado en los últimos años es la sustitución gradual del petróleo por gas natural. Desde el punto de vista de la oferta interna bruta de energía, las fuentes fósiles representan 89%. Para este año, la generación total de energía eléctrica para el servicio público ascendió a 235,871 GWh, de los cuales el 65.8% se realizó con base en hidrocarburos.

La participación de fuentes limpias, incluyendo grandes hidroeléctricas, nuclear y renovables, sigue siendo reducida, sólo 5% de la producción total de energía primaria y 7% de la oferta interna bruta de energía en 2008 (Secretaría de Energía, 2010).

Por lo anterior es necesario explotar fuentes de energía no convencionales, como pueden ser los residuos sólidos urbanos. Existen diversas tecnologías de tratamiento de RSU que les pueden dar valor al incorporarlos como materia prima en distintos



## INTRODUCCIÓN

---

procesos. Algunas de estas tecnologías permiten la producción de un gas<sup>1</sup> que puede ser aprovechado energéticamente, por ejemplo en la generación de electricidad. La cantidad que se produce de ésta depende de las características de la maquina térmica donde se aproveche el gas así como del flujo y características de éste último, lo cual a su vez depende directamente de la cantidad de residuos sólidos que son tratados.

Para el aprovechamiento del gas obtenido se utilizan maquinas térmicas, tales como motores de combustión interna, turbinas a gas, turbinas a vapor y ciclos combinados, Existen en el mercado diversos modelos de máquinas térmicas con características distintas entre sí, tales como capacidad de manejar gases de bajo poder calorífico, capacidad de generación, rendimiento calórico, consumo de agua, costo del equipo y costo de operación y mantenimiento. Por tanto, la energía generada depende de la maquina térmica utilizada. Esto se agrega a que la rentabilidad de un proyecto depende en buena medida de la energía producida, del costo de los equipos y de su costo de operación y mantenimiento.

---

### 1.2 Justificación

---

De acuerdo a la “Estrategia Nacional de Energía” resulta trascendente diversificar las fuentes de energía para garantizar la seguridad energética y sustentabilidad ambiental permitiendo disminuir la dependencia de combustibles fósiles y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Recientemente, los residuos sólidos urbanos han sido considerados como un recurso energético, ya sea por el biogás (50% de contenido de metano) que producen en rellenos sanitarios o por la energía generada en procesos termoquímicos de incineración, gasificación o pirólisis. En las instalaciones de incineración, la producción de energía se realiza mediante la generación de vapor obtenida con el calor aportado por los gases de combustión y posterior generación de energía eléctrica con turbinas. En el caso de los procesos de gasificación y de pirólisis la energía se produce al utilizar

---

<sup>1</sup> El gas puede ser biogás, gas de síntesis o vapor de agua.



## INTRODUCCIÓN

---

el gas generado como combustible para la generación de vapor o para motores de combustión interna; en el futuro cercano se utilizarán celdas de combustible (Secretaría de Energía, 2005).

De acuerdo con el Instituto de Investigaciones Eléctricas, en México existe un potencial de 3,000 MW para generación de electricidad con biogás. Dicho potencial proviene de la recuperación y aprovechamiento del metano a partir de residuos animales, residuos sólidos urbanos y tratamiento de aguas negras. El desarrollo de estos proyectos requiere de todos los niveles de gobierno, apoyando a las autoridades municipales en la instrumentación de sistemas de gestión integral (Secretaría de Energía, 2010).

La realización de proyectos de generación de energía se suelen llevar a cabo en al menos cuatro etapas: 1) Pre factibilidad, 2) factibilidad, 3) Ingeniería y desarrollo, y 4) Construcción y arranque. La primera etapa es crucial para el proyecto, ya que en ella se determina si tiene posibilidades de ser rentable, y se decide si se debe o no continuar con el proyecto. En esta etapa se suelen utilizar datos provenientes de experiencias derivadas de proyectos o estudios similares realizados, de criterios de evaluadores profesionales, de revistas especializadas, libros especializados en la materia, artículos, estadísticas e información histórica, así como experiencias de otros países y gobiernos (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 2008).

Por lo anterior es necesario establecer indicadores que permitan determinar rápidamente si es recomendable o no iniciar un proyecto de generación de energía. Así mismo resulta indispensable identificar el marco regulatorio para la generación de energía a partir de residuos sólidos.

La rentabilidad de estos proyectos está basada en la cantidad de energía que se produzca la cual depende de manera significativa del tipo de sistema que se emplee para transformar el gas producido en energía. Por lo anterior tiene particular importancia definir adecuadamente cuál es el sistema de generación de energía que más conviene a un proyecto en particular, de tal forma que se obtengan los mayores



beneficios económicos posibles, para las opciones que hayan resultado técnica y ambientalmente viables.

---

### 1.3 Objetivos

---

#### 1.3.1 Objetivo general

Establecer los criterios y metodología que se deben seguir para seleccionar el sistema de generación de energía eléctrica más conveniente para un proyecto de generación de energía a partir de gases producidos en el tratamiento de residuos sólidos urbanos, basándose en el uso eficiente de combustible y en el máximo beneficio económico.

#### 1.3.2 Objetivos específicos

- ◆ Identificar el marco regulatorio para la generación de energía eléctrica por particulares
- ◆ Determinar la viabilidad técnica para generar energía a partir de residuos sólidos urbanos.
- ◆ Reconocer los criterios utilizados por ingenieros de proyectos para seleccionar sistemas de generación de energía eléctrica a partir de un combustible gaseoso.
- ◆ Realizar una evaluación de los equipos de generación de energía eléctrica, y determinar cuál es la mejor opción de maquina térmica.
- ◆ Aplicar los criterios para selección de tecnologías de generación a un caso específico.



---

## 2 MARCO DE REFERENCIA

---

### 2.1 Marco teórico

---

#### 2.1.1 Residuos sólidos urbanos

De acuerdo a la “Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos Sólidos” (LGPGIR), los residuos sólidos urbanos son aquellos generados en las casas habitación, que resultan de la eliminación de los materiales que utilizan en sus actividades domésticas, de los productos que consumen y de sus envases, embalajes o empaques; los residuos que provienen de cualquier otra actividad dentro de establecimientos o en la vía pública que genere residuos con características domiciliarias, y los resultantes de la limpieza de las vías y lugares públicos, siempre que no sean considerados por esta Ley como residuos de otra índole (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2008).

Aun cuando las políticas de reducción, reúso y reciclaje son prioridad en la gestión de los residuos sólidos, aún queda una fracción importante que puede recibir tratamiento con recuperación de energía (Münster, y otros, 2009). Existen varias opciones para convertir los residuos sólidos en energía, tales como la incineración, gasificación, pirólisis, digestión anaerobia (el uso de rellenos sanitarios es el más común), tratamiento mecánico biológico, y otros tipos de menor relevancia. Cada una de estas tecnologías tiene sus ventajas y desventajas. La elección de la tecnología se puede realizar con base a un análisis socioeconómico, y tomando en cuenta la calidad y cantidad de los residuos.

Los residuos sólidos pueden incinerarse directamente en una planta de incineración de residuos con recuperación de energía, o pueden gasificarse usando procesos de digestión, pirólisis, o gasificación térmica, y utilizar posteriormente ese gas como combustible para generar energía eléctrica (Dolgen, y otros, 2005).



Sin tomar en cuenta la incineración, se pueden generar dos tipos de gas combustibles a partir de los residuos sólidos, el gas de síntesis (syngas) y el biogás. Los dos tienen características distintas entre sí, y se generan por procesos diferentes. El biogás es producido a través de procesos biológicos, y el syngas se produce con procesos térmicos. A continuación se describen las características y procesos de producción del biogás y del syngas.

### 2.1.2 Biogás

El biogás es un gas que está compuesto principalmente por metano ( $\text{CH}_4$ ) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) con pequeñas cantidades de sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) y amonio ( $\text{NH}_3$ ). Normalmente el gas está saturado con vapor de agua. También pueden estar presentes trazas de hidrógeno ( $\text{H}_2$ ), nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), oxígeno ( $\text{O}_2$ ), polvo y siloxano. La Tabla 1 muestra la composición típica del biogás.

Tabla 1 Composición del biogás (Balat, y otros, 2009)

Análisis típico (%Volumen)	
$\text{CH}_4$	55 – 65
$\text{CO}_2$	35 – 45
$\text{H}_2\text{S}$	0 – 1
$\text{N}_2$	0 - 3
$\text{H}_2$	0 - 1
$\text{O}_2$	0 – 2
$\text{NH}_3$	0 – 1

Debido a su elevado contenido de metano, resultado de la degradación orgánica en ausencia de oxígeno molecular, el biogás es una atractiva fuente de energía. El gas natural contiene entre 90% y 95% de metano, así que básicamente el biogás es gas natural de grado bajo. La composición del biogás es un parámetro esencial, ya que permite identificar el sistema de limpieza adecuado, que permita remover al sulfuro de hidrógeno, y disminuir el volumen de agua, lo cual contribuye a mejorar las características del biogás como combustible (Balat, y otros, 2009). La Tabla 2 muestra las propiedades comunes de combustión del biogás.



**Tabla 2 Propiedades típicas de combustión del biogás (Balat, y otros, 2009)**

Temperatura de combustión	700 °C
Densidad (base seca)	1.2 kg/m <sup>3</sup>
Concentración del gas para combustión	6 – 12%
Poder calorífico	18 – 27 MJ/m <sup>3</sup>

### 2.1.2.1 Fuentes de biogás

La producción de biogás generalmente ha sido resultado del tratamiento de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, de lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales, de residuos agrícolas, y de residuos orgánicos industriales.

Actualmente la producción de biogás se basa principalmente en la digestión anaerobia de “cultivos energéticos”, siendo los más comunes el maíz, girasol, hierbas y pasto.

Una fuente específica de biogás son los rellenos sanitarios, debido a que los residuos sólidos depositados contienen un porcentaje significativo de residuos orgánicos que son descompuestos por acción microbiana. La producción de biogás rico en metano hace que los rellenos sanitarios sean sitios que contribuyen significativamente a las emisiones de metano a la atmósfera, lo que hace que la generación de energía sea aún más atractiva (Balat, y otros, 2009).

### 2.1.2.2 Proceso de producción de biogás

El biogás se produce por la digestión anaerobia de compuestos orgánicos y sigue un proceso de cinco pasos, el cual se describe en la Figura 2. Este proceso depende de varios factores<sup>2</sup>, tales como el pH, la temperatura, contenido de humedad, composición de los residuos sólidos (para el caso del biogás obtenido en rellenos sanitarios), de la relación C/N, del tiempo de retención, y de la diversidad de sustratos para la degradación microbiana (Balat, y otros, 2009) (Lunghi, y otros, 2006).

<sup>2</sup> Para más detalles se sugiere revisar la referencia (Balat, y otros, 2009)



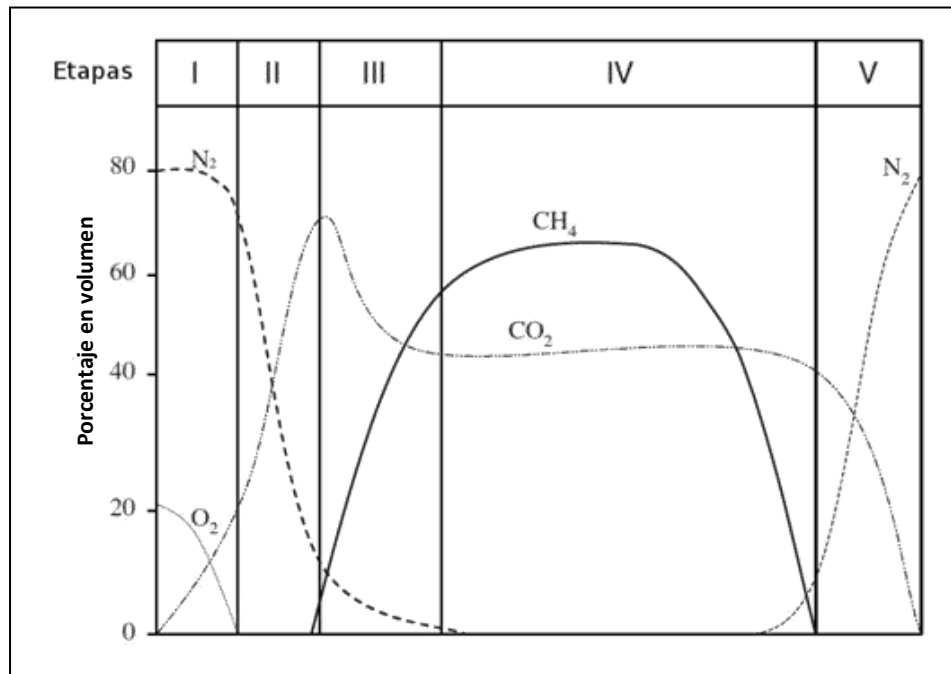


Figura 2 Etapas de la digestión anaerobia de los RSU

1. Descomposición aerobia. Los componentes orgánicos biodegradables sufren descomposición microbiana en presencia de aire. Mientras ocurre el consumo de O<sub>2</sub> para convertirse en CO<sub>2</sub> se produce calor.
2. Ácidogenesis. Durante esta etapa, desciende la cantidad de oxígeno y comienzan a desarrollarse condiciones anaerobias. Mientras esto ocurre, los nitratos y sulfatos, que pueden servir como receptores de electrones en reacciones de conversión biológica, a menudo se reducen a gas nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. El comienzo de condiciones anaerobias se puede supervisar midiendo el potencial de oxidación/reducción que tiene el residuo. Mientras disminuye el potencial redox, los microorganismos responsables de la conversión del material orgánico de los RSU en metano y dióxido de carbono empiezan un proceso de tres pasos, con la conversión de material orgánico complejo en ácidos orgánicos y otros productos intermedios. En esta fase, el pH del lixiviado comienza a caer debido a la presencia de ácidos orgánicos y al efecto de las elevadas concentraciones de CO<sub>2</sub> dentro del reactor/relleno sanitario. Los principales componentes producidos son H<sub>2</sub>,



CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O y ácidos orgánicos. Debido a las condiciones anaerobias, La rapidez de liberación de energía es baja.

3. Acetogénesis. En esta etapa ocurre la oxidación de los ácidos y de los alcoholes para formar ácido acético, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>. La demanda química de oxígeno (DQO) aumenta considerablemente debido a la disolución de los ácidos y de los lixiviados.

Durante esta etapa se acelera la actividad microbiana iniciada en la fase de ácidogenesis con la producción de cantidades significativas de ácidos orgánicos y pequeñas cantidades de gas hidrógeno. El primer paso en un proceso de tres pasos implica la transformación, mediada por enzimas (hidrólisis), de compuestos con alto peso molecular (por ejemplo, lípidos, polisacáridos, proteínas y ácidos nucleicos) en compuestos aptos para ser utilizados por los microorganismos como fuentes de energía y de carbono celular. El segundo paso en el proceso (ácidogenesis) implica la conversión microbiana de los compuestos resultantes del primer paso en compuestos intermedios de bajo peso molecular, como son el ácido acético y pequeñas concentraciones de ácido fúlvico y otros ácidos más complejos. Los microorganismos implicados en esta conversión son llamados colectivamente como ácidogénicos y son bacterias anaerobias facultativas y obligadas.

4. Metanogénesis. Durante esta etapa los productos de la acetogénesis se convierten en CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>, y el H<sub>2</sub> es consumido. El contenido de metano depende de la disponibilidad de sustrato.

Los organismos responsables de la formación de metano y CO<sub>2</sub> comienzan a desarrollarse al final de la acetogénesis, y son estrictamente anaerobios y se llaman metanogénicos.

Debido a la formación de CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>, el pH dentro del reactor/relleno sanitario subirá a valores neutros, en el intervalo de 6.8 a 8.0. El pH del lixiviado subirá



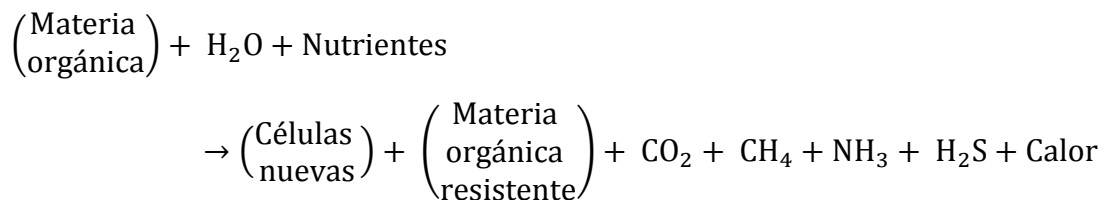
y se reducirán las concentraciones de DBO<sub>5</sub> y DQO y el valor de conductividad del lixiviado. Con valores más altos de pH, quedan menos constituyentes orgánicos en la disolución y, como resultado, también se reducirá la concentración de metales pesados presentes en el lixiviado.

5. Maduración. Esta etapa se produce después de que el material inorgánico biodegradable se convirtió en CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>. Mientras la humedad sigue migrando a través de los residuos, se convierten porciones del material biodegradable que anteriormente no estaban disponibles. Durante la fase de maduración, la rapidez de generación de biogás disminuye significativamente, esto porque la mayoría de los nutrientes disponibles se han separado con el lixiviado durante las fases anteriores, y los sustratos que quedan en el reactor/relleno sanitario son de lenta degradación. Los principales gases que han evolucionado son CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>, también se puede encontrar pequeñas cantidades de N<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>. Durante la fase de maduración, el lixiviado a menudo contendrá ácidos húmicos y fúlvicos, que son difíciles de degradar biológicamente (Lunghi, y otros, 2006) (Tchobanoglus, y otros, 1994).

### 2.1.2.3 Estimación de producción de biogás

La transformación anaerobia general de los residuos sólidos puede describirse mediante la Ecuación 1:

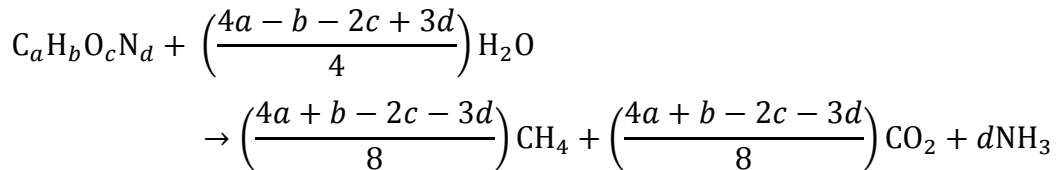
**Ecuación 1**





Si se supone que los residuos orgánicos están completamente estabilizados, la expresión para establecer la producción de biogás se describe en la Ecuación 2.

**Ecuación 2**



Para un reactor anaerobio, la producción de metano se puede modelar con base en la Ecuación 3.

**Ecuación 3**

$$V_{CH_4} = \frac{V_0 S_{0COD}}{\theta_h} \left( 1 - \frac{K}{\frac{\theta_h}{\theta_{hm}} - 1 + K} \right)$$

Donde

$V_{CH_4}$  = Volumen de metano producido en el reactor anaerobio.

$S_0$  = Concentración inicial de sustrato [g/L].

$\theta_h$  = Tiempo de retención hidráulico [día].

$\theta_{hm}$  = Tiempo mínimo de retención hidráulico [día].

Para el caso de generación de biogás en rellenos sanitarios existe una gran cantidad de modelos para calcular la producción de biogás. Todos estos modelos pueden ser usados para elaborar una curva de generación que permita predecir su comportamiento y cambios a lo largo del tiempo. La totalidad del gas existente y la tasa a la cual es generado puede variar de alguna manera según los diferentes modelos que se usen. No obstante lo anterior, el parámetro de entrada que es común a todos ellos es la cantidad de residuo que es degradable. Los demás parámetros de entrada pueden variar dependiendo del modelo que se use, pero por lo general, éstos están



determinados por un número de variables incluyendo las que inciden directamente en la generación del biogás. Otro factor importante es el intervalo de tiempo que se asume entre el momento de la disposición del residuo y el comienzo de la descomposición anaeróbica o fase metanogénica dentro de la masa de residuo.

Los modelos cinéticos de primer orden son frecuentemente usados para estimar la producción de metano a lo largo de la vida útil de un relleno. Estos modelos son adaptados a rellenos específicos mediante hipótesis que se basan en las condiciones particulares del sitio. El modelo de degradación empírica de primer orden más ampliamente aceptado y utilizado por la industria y agencias reguladoras, incluyendo la U.S. EPA, es el Modelo Scholl Canyon. Este modelo se basa en la hipótesis de que el relleno tiene una fracción constante de material biodegradable en el relleno por unidad de tiempo. El modelo se basa en la Ecuación 4 de primer orden (The World Bank; Energy Sector Management Assistance, 2004):

$$Q_{CH_4} = \sum_{i=1}^n kL_0M_i e^{-kt_i} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde

$\Sigma$  = Suma desde el año de apertura 1 ( $i = 1$ ) hasta el año de proyección ( $n$ ).

$Q_{CH_4}$  = Generación máxima de metano

$k$  = Constante de generación de metano.

$L_0$  = Potencial de generación de metano.

$M_i$  = Masa de residuos sólidos dispuestos en el año  $i$ .

$t_i$  = Edad de los residuos dispuestos en el año  $i$ .

Generalmente se asume que el biogás de relleno sanitario está compuesto por 50% de metano y 50% de  $CO_2$ .



Todo el poder calorífico del biogás proviene del metano, y éste tiene un poder calorífico de 37.78 MJ/m<sup>3</sup>, por lo que si la composición del biogás es de 50% metano y 50% bióxido de carbono, entonces el poder calorífico del biogás<sup>3</sup> es de 18.89 MJ/m<sup>3</sup>.

Por tanto, la cantidad de energía contenida en el flujo de biogás se puede calcular con la Ecuación 5.

$$F_{EB} = Q_{CH_4} X_{CH_4} PC_{CH_4} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde

$F_{EB}$  = Flujo de energía contenida en el biogás

$Q_{CH_4}$  = Flujo máximo de metano producido.

$X_{CH_4}$  = Composición volumétrica del metano que se encuentra en el biogás.

$PC_{CH_4}$  = Poder calorífico del metano.

### 2.1.3 Gas de síntesis (syngas)

El gas de síntesis (syngas, del inglés *synthesis gas*) es idealmente una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono producido por la gasificación de un combustible sólido, como carbón o biomasa. El combustible sólido es mezclado con un agente oxidante (aire u oxígeno) para gasificar al combustible. A diferencia del biogás que tiene una composición típica, la composición del syngas es muy variada y depende en gran medida de la materia prima y del proceso de gasificación (Lieuwen, y otros, 2010).

El gas de síntesis se puede obtener a través de la pirólisis o de la gasificación de casi cualquier compuesto que contenga carbono. Ejemplo de ello son la biomasa, el carbón natural, los residuos sólidos, el coque del petróleo. El proceso para obtener gas de síntesis es la gasificación.

---

<sup>3</sup>  $PC = 37.78X_{CH_4}$  donde PC es el poder calorífico y  $X_{CH_4}$  es el porcentaje volumétrico del metano que se encuentra en el biogás.



### 2.1.3.1 Proceso de producción de syngas

La gasificación es el proceso para obtener syngas; y en general, es la conversión termoquímica de un sólido o líquido, a base de carbono, en un gas combustible producto de la aplicación de un agente gasificante.

La conversión termoquímica modifica la estructura química de la materia prima a través de altas temperaturas. El agente gasificante permite que la materia prima se convierta a gas rápidamente por medio de distintas reacciones heterogéneas. El gas combustible, producto de la gasificación, contiene  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ , pequeñas cantidades de hidrocarburos pesados, gases inertes, cenizas y otros contaminantes.

Existen dos tipos de gasificación, la gasificación directa y la gasificación indirecta. La primera ocurre cuando un agente oxidante es usado para oxidar parcialmente la materia prima. Las reacciones de oxidación proporcionan la energía necesaria para mantener constante la temperatura del proceso. Si el proceso no ocurre con un agente oxidante, entonces ocurre la gasificación indirecta, y es necesario proporcionar energía de una fuente externa. El vapor es el agente más común usado en la gasificación indirecta, ya que se produce fácilmente y aumenta el contenido de  $\text{H}_2$  en el gas de síntesis.

La pirólisis es un proceso de gasificación indirecta que utiliza gases inertes como agente gasificante. Los principales productos de la gasificación son:

- Gas combustible (syngas).
- Una fracción líquida (aceites y alquitrán).
- Carbón puro junto con material inerte.

La presencia de nitrógeno afecta significativamente al poder calorífico del gas de síntesis. Debido a la ausencia de nitrógeno en el agente gasificante, el proceso de gasificación indirecta incrementa la eficiencia volumétrica y produce un gas de alto poder calorífico. La reducción de la rapidez de producción de syngas, típica de la gasificación indirecta, reduce los costos de recuperación de energía y del sistema de



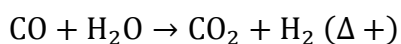
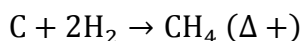
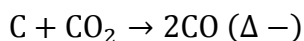
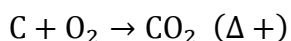
limpieza de gases. Sin embargo, es un proceso complejo y con altos costos de inversión.

La gasificación directa con oxígeno puro tiene las mismas ventajas que la gasificación indirecta. Sin embargo, el costo de producción del oxígeno es alrededor del 20% del costo total de la electricidad (Belgiorno, y otros, 2003). En la Tabla 3 se mencionan los principales procesos de gasificación, el agente gasificante y el rango de poder calorífico del syngas obtenido.

**Tabla 3 Poder calorífico del syngas según el proceso de gasificación (Belgiorno, y otros, 2003)**

Proceso	Agente gasificante	Poder calorífico del gas de síntesis [MJ/m <sup>3</sup> ]
Gasificación directa	Aire	4 – 7
Gasificación con oxígeno puro	Oxígeno	10 – 12
Gasificación indirecta	Vapor	15 - 20

Durante el proceso de gasificación se producen las siguientes cinco reacciones principales (Tchobanoglus, y otros, 1994):



La energía necesaria para mantener el proceso se obtiene de las reacciones exotérmicas mientras que los componentes de la gasificación son generados principalmente por las reacciones endotérmicas.

### 2.1.3.2 Estimación de producción de gas de síntesis

El modelado de la producción de gas de síntesis es una tarea compleja, ya que implica modelar un reactor heterogéneo. La simulación debe considerar la composición y el flujo de la alimentación, así como las condiciones termodinámicas del reactor. En





general, es posible usar simuladores como HYSYS, CHEMCAD y PRO II para estimar la generación de gas de síntesis a partir de residuos sólidos urbanos.

La producción de gas de síntesis se puede ver como una caja negra teniendo una función que relacione la alimentación de residuos sólidos a la planta de gasificación y la salida del gas de síntesis del reactor, vista como un flujo de energía mediante la Ecuación 6.

$$E_{syn} = M_{RSU} PC_{RSU} \eta_G \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde

$E_{syn}$  = Energía del gas de síntesis a la salida del reactor.

$M_{RSU}$  = Flujo de RSU que ingresa al sistema de gasificación.

$PC_{RSU}$  = Poder calorífico de los RSU.

$\eta_G$  = Eficiencia de conversión térmica del sistema de gasificación

La eficiencia de conversión térmica de un sistema de gasificación se refiere a la conversión térmica de la energía que ingresa al sistema en forma de residuos y sale en forma de gas de síntesis. La eficiencia típica es de 75%. Comúnmente los sistemas de gasificación consumen de 11% a 15% del total de la energía eléctrica generada (Yassin, y otros, 2009) (Fichtner Consulting Engineers Ltd, 2004).

### 2.1.4 Maquinas térmicas

Las maquinas térmicas son dispositivos o maquinas que producen trabajo a partir de calor en un proceso cíclico. Un ejemplo es una maquina termoeléctrica en la que el fluido de trabajo (vapor) regresa periódicamente a su estado original.

Las características esenciales de todos los ciclos de las maquinas térmicas son la absorción a altas temperaturas, la disipación de calor hacia los alrededores a temperatura menor y la producción de trabajo. En el tratamiento teórico de las



maquinas térmicas, los dos niveles de temperatura que caracterizan su funcionamiento se mantienen por depósitos térmicos, cuerpos supuestos capaces de absorber o disipar una cantidad infinita de calor sin cambiar su temperatura. Durante el funcionamiento, el fluido de trabajo de una maquina térmica absorbe calor  $|Q_H|$  desde un deposito caliente, produce una cantidad neta de trabajo  $|W|$ , desprende calor  $|Q_C|$  hacia un deposito frio, y regresa a su estado inicial. Expresado en términos de la primera ley de la termodinámica.

$$|W| = |Q_H| - |Q_C| \quad \text{Ecuación 7}$$

La eficiencia térmica de la maquina térmica se define como:

$$\eta \equiv \frac{\text{trabajo neto de salida}}{\text{calor que recibe}} = 1 - \frac{|Q_C|}{|Q_H|} \quad \text{Ecuación 8}$$

La eficiencia térmica de una maquina depende del grado de reversibilidad de su funcionamiento. Una máquina que funciona en una manera completamente reversible se llama máquina de Carnot. Las cuatro etapas que constituyen un ciclo de Carnot se desarrollan en el siguiente orden:

Etapa 1. Un sistema a la temperatura de un depósito frio a  $T_C$  se somete a un proceso adiabático reversible que origina que su temperatura aumente hasta la de un depósito caliente a la temperatura  $T_H$ .

Etapa 2. El sistema se mantiene en contacto con el depósito caliente a  $T_H$ , y se somete a un proceso isotérmico reversible durante el cual se absorbe calor  $|Q_H|$  desde el depósito caliente.

Etapa 3. El sistema se somete a un proceso adiabático reversible en dirección contraria a la de la etapa 1 que conduce a su temperatura de regreso hasta la del depósito frio  $T_C$ .



Etapa 4. El sistema se mantiene en contacto con el depósito a TC y se somete a un proceso isotérmico reversible en dirección opuesta a la de la etapa 2 que lo regresa a su estado inicial con disipación de calor  $|Q_C|$  hacia el depósito frío.

Una máquina de Carnot funciona entre dos depósitos térmicos de tal manera que todo el calor que absorbe se realiza a temperatura constante del depósito caliente, y todo el calor disipado lo cede a temperatura constante del depósito frío. Cualquier máquina reversible que funciona entre dos depósitos de calor es una máquina de Carnot; una máquina que funciona con un ciclo distinto necesariamente debe transferir calor a través de diferencias finitas de temperatura y, por tanto no es reversible.

Hasta ahora las fuentes de energía más importantes son la energía química (molecular) de los combustibles y la energía nuclear. Las instalaciones a gran escala para este propósito dependen del desprendimiento de calor y la subsecuente conversión parcial a trabajo. A pesar del perfeccionamiento en el diseño del equipo, la eficiencia de conversión no se aproxima a 100%. La eficiencia de las plantas convencionales rara vez excede 35%. Sin embargo, se pueden lograr eficiencias mayores a 50% en plantas de ciclo combinado con generación dual, los cuales incluyen:

- Turbinas de gas de tecnología avanzada, o
- Ciclos de potencia de vapor que funcionan con el calor recuperado de los gases calientes que salen de la turbina.

Un dispositivo común para la transformación directa de energía química a eléctrica, sin la generación intermedia de calor, es la celda electroquímica. La eficiencia puede alcanzar un 85%.

En una planta de energía convencional, la energía molecular del combustible se libera a través de un proceso de combustión. La función del dispositivo de generación de trabajo es para transformar parte del calor de combustión en energía mecánica. (J.M Smith, 2003)

Las principales máquinas térmicas para generar energía eléctrica son



- Planta de energía de vapor
- Motores de combustión interna
- Turbina a gas
- Ciclo combinado

### 2.1.4.1 Planta de energía de vapor

#### 2.1.4.1.1 Ciclo Rankine

El ciclo de Rankine (Figura 3) simple es el ciclo que comúnmente emplean todas las plantas generadoras de potencia con vapor. Este ciclo se concibe como un recurso para emplear las características del agua como fluido de trabajo y manejar el cambio de fase entre el líquido y el vapor (John, y otros, 1990).

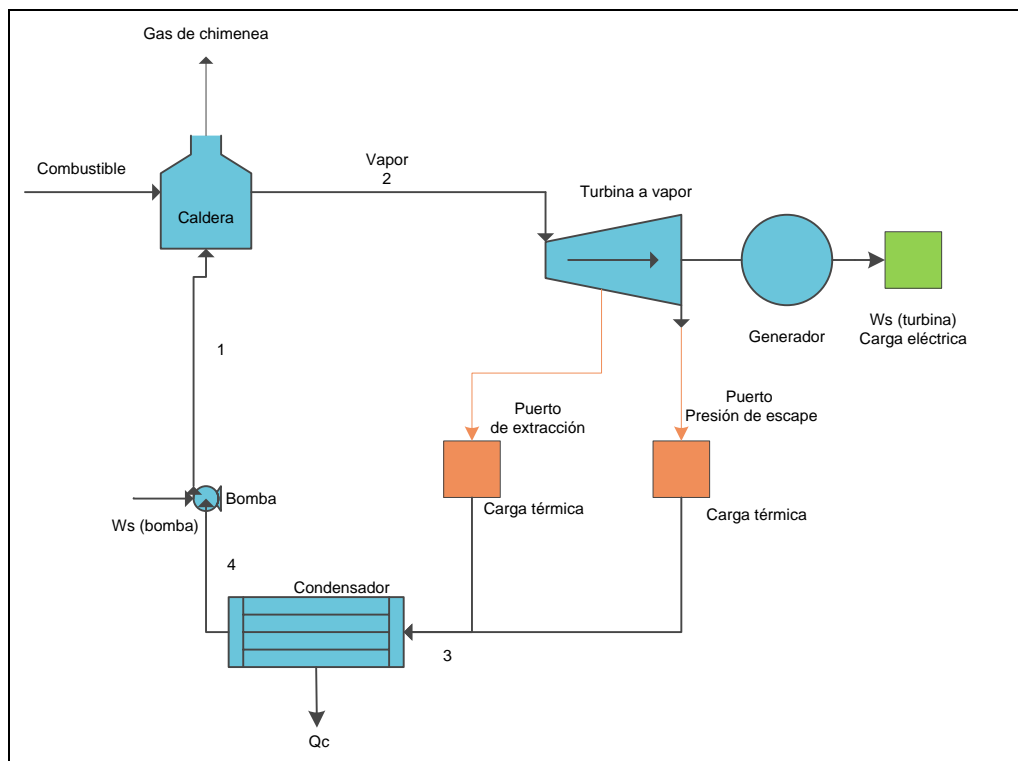


Figura 3 Ciclo Rankine



El ciclo de Rankine consta de las siguientes cuatro etapas.

1→2 Calentamiento a presión constante en una caldera. La etapa se halla a lo largo de una isobara (la presión de la caldera), y consta de tres secciones: calentamiento del agua líquida subenfriada hasta su temperatura de saturación, vaporización a temperatura y presión constantes, y sobrecalentamiento del vapor a una temperatura muy arriba de su temperatura de saturación.

2→3 Expansión adiabática (isentrópica) reversible del vapor en una turbina hasta la presión del condensador. La etapa normalmente cruza la curva de saturación, lo que produce una descarga húmeda. De cualquier modo, el sobrecalentamiento realizado en la etapa 1→2 desplaza la línea vertical lo suficientemente a la derecha en la Figura 4 para que el contenido de humedad no sea grande.

3→4 Proceso a presión y a temperatura constantes en un condensador para producir líquido saturado en el punto 4.

4→1 Bombeo adiabático (isentrópico) reversible del líquido saturado a la presión de la caldera, que produce líquido comprimido subenfriado

Las plantas de energía se pueden construir para que funcionen en un ciclo que se desvía del ciclo Rankine, debido sólo a las irreversibilidades de la producción de trabajo y las etapas que lo requieren. La Figura 4 ilustra en las etapas 2→3 y 4→1 los efectos de estas irreversibilidades. Las líneas tienden a estar en la dirección de la entropía creciente. La descarga de la turbina normalmente es húmeda, pero mientras el contenido de humedad sea menor o alrededor del 10%, no son serios los problemas de erosión.

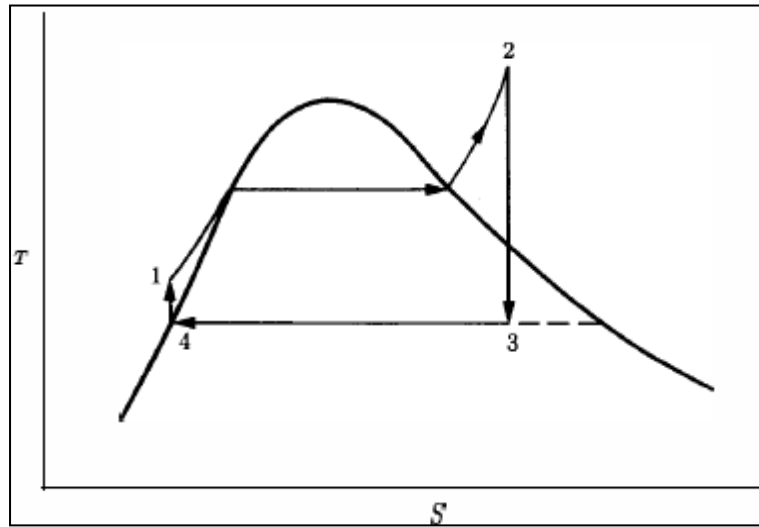


Figura 4 Diagrama T-S de Rankine

La caldera se emplea para transferir calor de un combustible que se quema (o de un reactor nuclear) al ciclo, y el condensador transfiere el calor del ciclo a los alrededores.

La relación de energía es:

$$\dot{W} = \dot{m}\Delta H$$

**Ecuación 9**

$$W = \Delta H$$

**Ecuación 10**

Normalmente, se conocen las condiciones en la entrada  $T_1$  y  $P_1$  y la presión de descarga  $P_2$ . Por tanto, en la Ecuación 10 sólo se conoce a  $H_1$ , quedando  $H_2$  y  $W$  como incógnitas. La ecuación de energía por sí sola no permite la realización de cálculos. Sin embargo, el fluido en la turbina experimenta un proceso de expansión que sea reversible y también adiabático, entonces el proceso es isentrópico y  $S_2=S_1$ . Esto permite determinar el estado final del fluido y, por tanto a  $H_2$ . Para este caso especial, puede evaluarse a  $W_s$  mediante la Ecuación 11 (que es una expresión de la Ecuación 10)

$$W_{s(\text{isentrópico})} = (\Delta H_s)$$

**Ecuación 11**

El trabajo de eje está dado por la Ecuación 11 que es numéricamente el máximo que puede obtenerse de una turbina adiabática con condiciones de entrada y presión de



## MARCO DE REFERENCIA

descarga dadas. Las turbinas reales producen menos trabajo debido a que el proceso de expansión real es irreversible. Por tanto se define la eficiencia de una turbina como

$$\eta = \frac{W_s}{W_{s(\text{isentrópico})}} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde  $W_s$  es el trabajo de eje real, por tanto

$$\eta = \frac{\Delta H}{(\Delta H)_s} \quad \text{Ecuación 13}$$

Los valores de  $\eta$  para turbinas y expansores diseñados de manera apropiada usualmente se encuentran entre 0.7 y 0.8

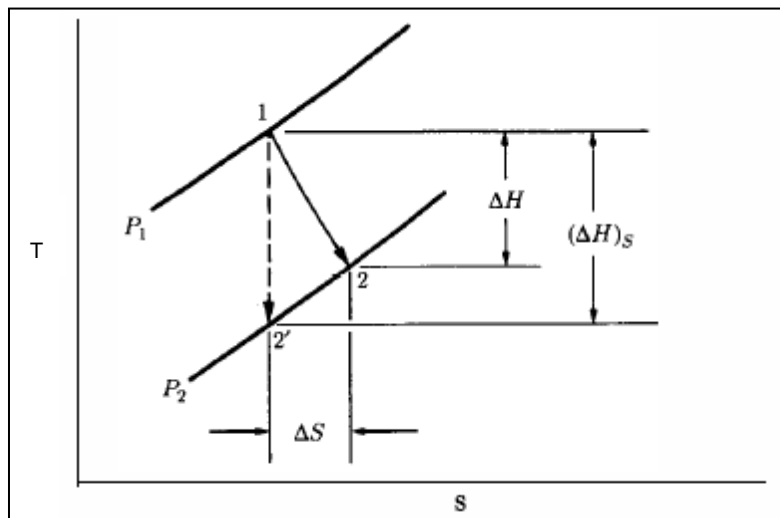


Figura 5 Proceso de expansión adiabática en una turbina

La Figura 5 muestra un diagrama HS en el cual se comparan el proceso de expansión real en una turbina y el proceso reversible para las mismas condiciones de entrada y presión de descarga. La trayectoria reversible es una línea vertical de entropía constante que va del punto 1, donde la presión de entrada es  $P_1$ , al punto 2', donde la presión  $P_2$  es la de descarga. La línea que representa el proceso irreversible real comienza también en el punto 1, pero está dirigida hacia abajo y a la derecha, en la dirección en la cual aumenta la entropía. Puesto que el proceso es adiabático, las



irreversibilidades provocan un aumento en la entropía del fluido. El proceso termina en el punto 2, sobre la isobara para  $P_2$ . Entre más irreversible sea el proceso, este punto se encontrará más a la derecha de la isobara para  $P_2$ , y la eficiencia  $\eta$  del proceso será menor.

La eficiencia térmica de un ciclo de energía de vapor se incrementa cuando se elevan la presión y, por tanto, la temperatura de vaporización de la caldera. Otro factor de aumento es el sobrecalentamiento en la caldera. Así, presiones y temperaturas elevadas en la caldera favorecen las altas eficiencias. No obstante, estas mismas condiciones incrementan la inversión de capital en la planta, porque requieren tanto construcción más pesada como materiales de construcción más caros. Además, estos costos se elevan aún más rápidamente a medida que se impongan condiciones más severas. Así, en la práctica las plantas de energía raramente operan a presiones muy superiores a 10 000 kPa y a temperaturas por arriba de 600°C. La eficiencia térmica de una planta de energía aumenta a medida que la presión y, por tanto, la temperatura en el condensador se reducen. Sin embargo, la temperatura de condensación debe ser superior a la temperatura del medio de enfriamiento, que usualmente es agua, y esto está controlado por las condiciones locales de clima y de geografía. Las plantas de energía operan universalmente con la presión del condensador tan baja como sea práctico.

### **2.1.4.2 Motor de combustión interna**

En una planta de energía de vapor, éste es un medio inerte al cual se le transfiere calor de un combustible que se quema o de un reactor nuclear. Por consiguiente, se caracteriza por grandes superficies de transferencia de calor: 1) para la absorción de calor por el vapor a una temperatura elevada en la caldera y 2) para la expulsión de calor del vapor a una temperatura relativamente baja en el condensador. La desventaja es que cuando el calor debe ser transferido a través de paredes (como a través de las paredes metálicas de los tubos de la caldera), la capacidad de las paredes para soportar temperaturas y presiones elevadas impone un límite a la temperatura de la absorción de calor. Por otro lado, en un motor de combustión interna, se quema un





combustible dentro del mismo motor, y los productos de la combustión sirven como el medio de trabajo, actuando por ejemplo sobre un pistón en un cilindro. Las temperaturas altas son internas, y así no comprenden superficies para la transferencia de calor.

La quema de un combustible dentro del motor de combustión interna complica el análisis termodinámico. Además, el combustible y el aire fluyen uniformemente dentro del motor y los productos de combustión fluyen uniformemente fuera de él; no hay medio de trabajo que experimente un proceso cíclico, como lo hace el vapor en una planta de energía de vapor. Sin embargo, para hacer un análisis simple, uno se puede imaginar los motores cíclicos con aire como el fluido de trabajo, que son equivalentes en comportamiento a los motores reales de combustión interna. Además, la etapa de combustión es remplazada por la adición al aire de una cantidad equivalente de calor.

Los motores de combustión interna son motores reciprocantes alternativos con la operación de un pistón dentro de un cilindro, con movimiento lineal y accionado por un sistema mecánico de biela-manivela. Dentro de los cilindros se inyecta el combustible y en éstos también ocurre la combustión.

### **Motor Otto**

Debido a su uso en automóviles, el motor de combustión interna más común es el motor Otto. Su ciclo consiste en cuatro en cuatro carreras de un pistón y empieza con una carrera de entrada a presión prácticamente constante, durante el cual un pistón que se mueve hacia fuera acarrea una mezcla de combustible/aire dentro de un cilindro. Esto se representa por la línea  $0 \rightarrow 1$  en la Figura 6. Durante la segunda carrera ( $1 \rightarrow 2 \rightarrow 3$ ) todas las válvulas están cerradas y la mezcla de combustible/aire es comprimida, aproximadamente en forma adiabática, a lo largo de la línea  $1 \rightarrow 2$ ; la mezcla entonces se pone en ignición y ocurre la ignición tan rápidamente que el volumen permanece casi constante, mientras que la presión se eleva a lo largo de la línea  $2 \rightarrow 3$ . Es durante la tercera carrera ( $3 \rightarrow 4 \rightarrow 1$ ) que se produce el trabajo. Los productos de combustión de temperatura y presión elevadas se expanden,



## MARCO DE REFERENCIA

aproximadamente en forma adiabática, a lo largo de la línea 3→4; la válvula de emisión se abre entonces, y la presión cae rápidamente a volumen aproximadamente constante a lo largo de la línea 4→. Durante la cuarta carrera o emisión (línea 1→0), el pistón empuja los gases restantes de la combustión (excepto para el contenido del volumen del espacio libre) fuera del cilindro. El volumen que se ve en la gráfica de la Figura 6 es el volumen total de gas contenido en el motor entre el pistón y la cabeza del cilindro

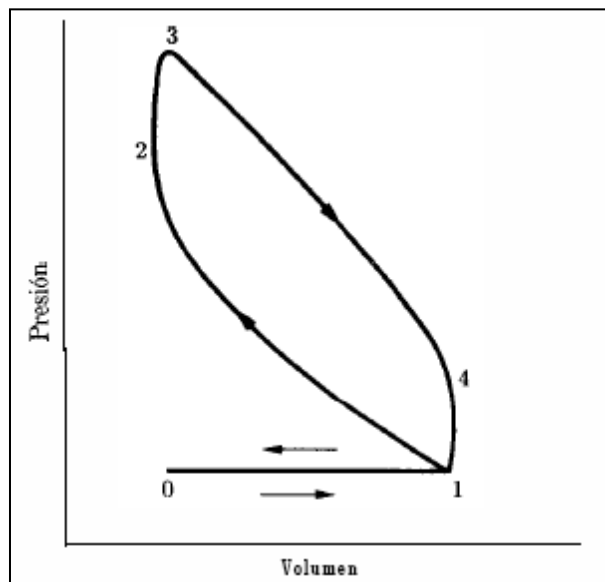


Figura 6 Ciclo del motor de Otto de combustión interna

El efecto de aumentar la relación de compresión, definida como la relación de los volúmenes al inicio y al final de la carrera de compresión, es incrementar la eficiencia del motor, es decir, aumentar el trabajo producido por unidad de cantidad de combustible. Se demostrará lo anterior para un ciclo idealizado, llamado ciclo de aire estándar, mostrado en la Figura 7, el cual consta de dos etapas adiabáticas y dos de volumen constante, y comprende un ciclo de máquina térmica para el cual el aire es el fluido de trabajo. En la etapa DA, se absorbe calor suficiente por el aire a volumen constante para aumentar su temperatura y presión a los valores resultantes de la combustión en un motor real de Otto. Entonces el aire se expande adiabática y reversiblemente (etapa AB), se enfría a volumen constante (etapa BC) y finalmente es comprimido adiabática y reversiblemente al estado inicial en D.

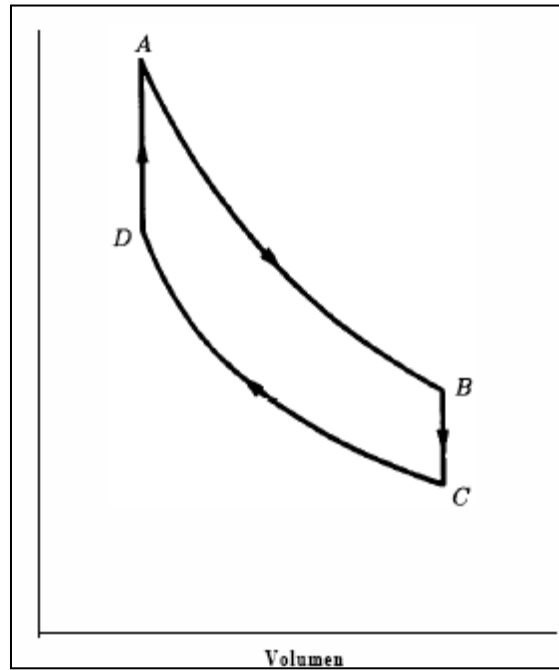


Figura 7 Ciclo de Otto aire estándar

La eficiencia térmica  $\eta$  del ciclo de aire estándar que se muestra en la Figura 7 es

$$\eta = -\frac{W_{s(\text{neto})}}{Q_{DA}} = \frac{Q_{DA} + Q_{BC}}{Q_{DA}} \quad \text{Ecuación 14}$$

Para un mol de aire con capacidades constantes,

$$Q_{DA} = C_v(T_A - T_D)$$

$$Q_{BC} = C_v(T_C - T_B)$$

Al sustituir estas expresiones en la Ecuación 14 se obtiene

$$\eta = \frac{C_v((T_A - T_D) - (T_B - T_C))}{C_v(T_A - T_D)}$$

O

$$\eta = 1 - \frac{T_B - T_C}{T_A - T_D} \quad \text{Ecuación 15}$$



## MARCO DE REFERENCIA

---

La eficiencia térmica también se relaciona en una forma simple con la relación de compresión  $r \equiv V_A/V_D$ . Se reemplaza cada temperatura en la Ecuación 15 por un grupo apropiado *PVIR*, de acuerdo con la ecuación del gas ideal. Así,

$$T_B = \frac{P_B V_B}{R} = \frac{P_B V_C}{R}$$

$$T_C = \frac{P_C V_C}{R}$$

$$T_A = \frac{P_A V_A}{R} = \frac{P_A V_D}{R}$$

$$T_D = \frac{P_D V_D}{R}$$

Al sustituir en la Ecuación 15 se obtiene

$$\eta = 1 - \frac{V_C}{V_D} \left( \frac{P_B - P_C}{P_A - P_D} \right) = 1 - r \left( \frac{P_B - P_C}{P_A - P_D} \right) \quad \text{Ecuación 16}$$

Para las dos adiabáticas, reversibles,  $PV^\gamma = \text{constante}$ . Por tanto:

$$P_A V_D^\gamma = P_B V_C^\gamma$$

$$P_C V_C^\gamma = P_D V_D^\gamma$$

Y como  $V_D = V_A$  y  $V_C = V_B$ .

Estas expresiones se combinan para eliminar los volúmenes:

$$\frac{P_B}{P_C} = \frac{P_A}{P_D}$$

Esta ecuación transforma la Ecuación 15:

$$\eta = 1 - r \frac{\left( \frac{P_B}{P_C} - 1 \right) P_C}{\left( \frac{P_A}{P_D} - 1 \right) P_D} = 1 - r \frac{P_C}{P_D}$$



$$\frac{P_C}{P_D} = \left(\frac{V_D}{V_C}\right)^{\gamma} = \left(\frac{1}{r}\right)^{\gamma}$$

$$\eta = 1 - r\left(\frac{1}{r}\right)^{\gamma} = 1 - \left(\frac{1}{r}\right)^{\gamma-1}$$

Ecuación 17

Esta revela que la eficiencia térmica aumenta rápidamente con la relación de compresión  $r$  a valores bajos de  $r$ , pero en forma más lenta en altas relaciones de compresión.

### Motor diésel

El motor diésel difiere del de Otto principalmente en que la temperatura al final de la compresión es lo suficiente alta para que la combustión se inicie de manera espontánea. Esta alta temperatura resulta debido a una alta relación de compresión que es el medio de la etapa de compresión hacia una presión más alta. El combustible no se inyecta hasta la etapa final de la compresión, y enseguida se agrega lentamente lo suficiente para que suceda el proceso de combustión aproximadamente a presión constante.

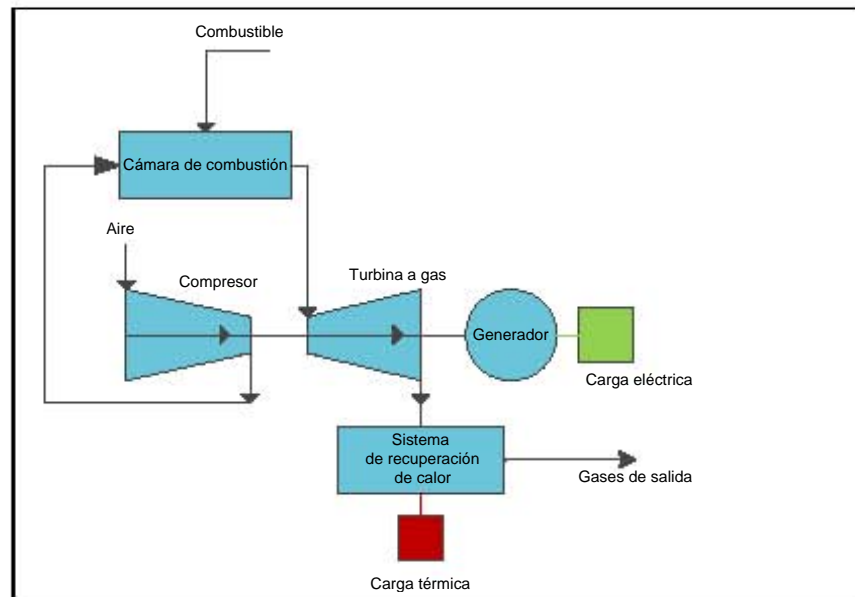
Para la misma relación de compresión, el motor de Otto tiene una eficiencia más alta que el de diésel. De cualquier modo, el encendido prematuro limita la relación de compresión realizable en el motor Otto. Debido a eso, el motor Diésel funciona en altas relaciones de compresión y, en consecuencia, a eficiencias mayores (J.M Smith, 2003).

#### 2.1.4.3 Turbina a gas

Los motores de Otto y Diésel ejemplifican el uso directo de la energía de los gases de alta temperatura y a presión que actúan sobre un pistón dentro de un cilindro; ninguna transferencia de calor se requiere de una fuente externa. De cualquier modo, las turbinas son más eficientes que los motores de pistón, y las ventajas de la combustión interna se combinan con las de la turbina en la turbina a gas (Figura 8).



## MARCO DE REFERENCIA



**Figura 8 Esquema de una turbina a gas**

La turbina a gas es impulsada por los gases a alta temperatura de una cámara de combustión. El aire que entra se comprime (sobrealimentado) a una presión de varios bares antes de la combustión. El compresor centrífugo funciona en el mismo eje que la turbina, y parte del trabajo de la turbina sirve para impulsar al compresor. Cuanta más alta sea la temperatura de los gases de combustión que entran a la turbina, mayor será la eficiencia de la unidad, es decir, mayor el trabajo producido por unidad de combustible quemado. La temperatura límite se determina por la resistencia de los alabes de la turbina, y es mucho menor a la temperatura teórica de flama del combustible. Se debe suministrar un exceso de aire suficiente para mantener la temperatura de combustión en un nivel seguro.

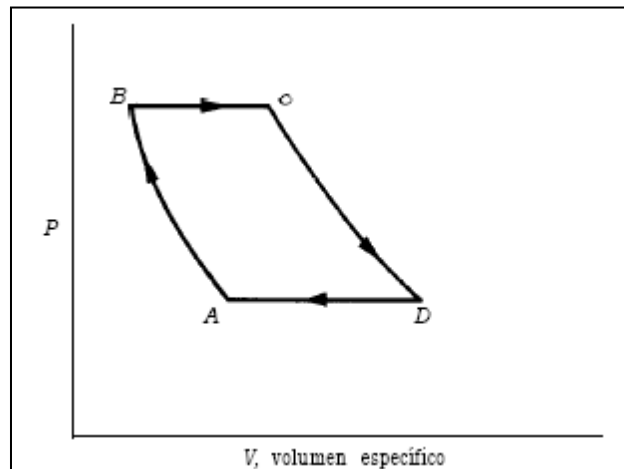


Figura 9 Ciclo ideal para la turbina a gas

La idealización de la turbina de gas (basada en aire y llamada el ciclo de Brayton) se muestra en el diagrama PV de la Figura 9. La etapa AB es una compresión adiabática reversible de aire desde  $P_A$  (presión atmosférica) hasta  $P_B$ . En la etapa BC se sustituye a la combustión por la adición a presión constante de una cantidad de calor  $Q_{BC}$ , incrementando la temperatura del aire previo a la producción de trabajo en la expansión isentrópica desde la presión  $P_C$  hasta la presión  $P_D$  (presión atmosférica). La etapa DA es un proceso de enfriamiento a presión constante que simplemente completa el ciclo. La eficiencia térmica del ciclo es:

$$\eta = \frac{|W_{\text{neto}}|}{Q_{BC}} = \frac{|W_{CD}| - W_{AB}}{Q_{BC}} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde la cantidad de energía se basa en un mol de aire.

El trabajo hecho conforme el aire pasa a través del compresor se da por la Ecuación 19, y para el aire como un gas ideal con capacidades caloríficas constantes:

$$W_S = H_2 - H_1 \quad \text{Ecuación 19}$$

$$W_{AB} = H_B - H_A = C_P(T_B - T_A)$$



De manera semejante, para los procesos de adición de calor y en la turbina,

$$Q_{BC} = C_p(T_C - T_B)$$
$$|W_{CD}| = C_p(T_C - T_D)$$

Al sustituir estas ecuaciones en la Ecuación 18 y simplificando conduce a:

$$\eta = 1 - \frac{T_D - T_A}{T_C - T_B} \quad \text{Ecuación 20}$$

Puesto que los procesos AB y CD son isentrópicos, las temperaturas y presiones se relacionan por la Ecuación 21:

$$\frac{T_B}{T_A} = \left(\frac{P_B}{P_A}\right)^{\frac{(\gamma-1)}{\gamma}} \quad \text{Ecuación 21}$$

$$\frac{T_D}{T_C} = \left(\frac{P_D}{P_B}\right)^{\frac{(\gamma-1)}{\gamma}} = \left(\frac{P_A}{P_B}\right)^{\frac{(\gamma-1)}{\gamma}} \quad \text{Ecuación 22}$$

Con estas ecuaciones se puede eliminar  $T_A$  y  $T_D$  para obtener:

$$\eta = 1 - \left(\frac{P_A}{P_B}\right)^{\frac{(\gamma-1)}{\gamma}} \quad \text{Ecuación 23}$$

#### 2.1.4.4 Ciclo combinado

Un ciclo combinado es la combinación de dos sistemas de generación de potencia eléctrica diferentes, con el fin de que el calor residual de un primer ciclo sea utilizado como fuente térmica por el segundo. Su operación es en forma secuencial y simultánea.

En el primer sistema de generación de potencia eléctrica se efectúa la combustión del combustible disponible, y en el segundo sistema se aprovecha la energía, que en un





sistema tradicional se habría rechazado, para la generación de potencia eléctrica y aprovechamiento de energía térmica en sistemas de cogeneración.

El aumento de la eficiencia bajo este esquema en la generación de potencia se encuentra alrededor de 7 a 22%, dando como resultado eficiencias típicas actuales de 58 a 60%.

### **Ciclo combinado con turbina a gas**

Un ciclo combinado con turbina de gas presenta tres elementos principales los cuales son:

- Turbina de Gas
- Caldera de Recuperación
- Turbina de Vapor

La turbina de gas el componente principal y más importante de una planta de ciclo combinado. La aplicación de los ciclos combinados en la actualidad se basa principalmente en el rápido desarrollo tecnológico y de eficiencia alcanzado por las turbinas de gas.

La caldera de recuperación es el elemento de unión entre los dos sistemas de generación de potencia eléctrica. En este elemento se presenta el intercambio de calor de los gases de combustión de la turbina de gas con agua de alimentación para producir vapor. El vapor puede producirse a una o más presiones para accionar la turbina de vapor y/o proporcionar energía térmica a proceso.

La turbina de vapor es el componente principal en el segundo sistema de generación de potencia eléctrica. Las turbinas de vapor utilizadas en ciclos combinados son de diseño simple, con la presión y temperatura del vapor de la caldera de recuperación como parámetro de diseño, que van desde 60 a 130 bar y 420 °C a 535 °C respectivamente.



En el ciclo combinado, la turbina de gas puede trabajar únicamente mediante la desviación de los gases de combustión antes de entrar al recuperador de calor, permitiendo reparaciones y mantenimiento en la turbina de vapor. En diseños antiguos, se incluía una unidad de combustible suplementario de combustóleo o gas para permitir la operación de la turbina de vapor con la turbina de gas fuera de operación. En los ciclos modernos esto no es aplicado debido a que aumenta los costos de operación, complica el sistema de control y reduce la eficiencia.

La turbina de gas, la turbina de vapor y el generador eléctrico pueden acoplarse en un arreglo de una sola flecha o pueden instalarse de forma independiente. Debido a que en los ciclos combinados no existen calentadores en el segundo sistema de generación de potencia, es normal que el vapor a la turbina se admita en tres niveles de presión, dando como resultado que el flujo másico de vapor en el escape de la turbina sea mayor en un 25 a 35%.

Configuraciones del ciclo de vapor

Los tipos de turbinas de vapor a emplear en un ciclo combinado dependen del tipo de vapor producido en las calderas de recuperación, tanto en el número de niveles de presión y temperaturas como en la incorporación de recalentamiento. Las configuraciones del ciclo de vapor en la cogeneración pueden ser tres:

1. Ciclo Simple de Vapor, un nivel de presión, sin recalentamiento
2. Ciclo de vapor con dos o tres niveles de presión, sin recalentamiento
3. Ciclo de vapor con tres niveles de presión y recalentamiento

La elección de alguna de las tres configuraciones anteriores dependerá de la cantidad de energía disponible en los gases de combustión de la turbina de gas.

### **2.1.5 Generación de energía con gases de bajo poder calorífico**

Como se ha visto en la Tabla 2 y en la Tabla 3, el biogás suele tener mayor poder calorífico que el gas de síntesis, por lo que basta demostrar que es posible generar



## MARCO DE REFERENCIA

energía eléctrica con syngas, y en consecuencia se demuestra que se puede producir energía con biogás.

La configuración más utilizada para generar energía eléctrica con gas de síntesis son los ciclos combinados con gasificación integrada. Esta configuración es el resultado de la unión de un ciclo combinado convencional con un sistema de gasificación de carbón, de productos residuales de la destilación del petróleo, biomasa o residuos sólidos urbanos. Con la gasificación se obtiene el gas de síntesis, el cual tiene un poder calorífico bajo en comparación con el gas natural. A pesar de esto, puede ser utilizado como combustible en turbinas de gas o motores de combustión, que a su vez producen gases de combustión con la energía suficiente para producir vapor.

El índice Wobbe (WI), una medida de energía por volumen (calculada a partir del poder calorífico bajo y la gravedad específica del combustible), indica la capacidad de un quemador para quemar diferentes tipos de combustibles usando un único sistema de suministro de combustible. Usualmente, la variación máxima del WI es de alrededor de  $\pm 5$  % de este valor, las composiciones típicas se muestran en la Tabla 4. Por arriba de este límite, múltiples gases pueden ser utilizados en la misma turbina de gas solamente si son suministrados por trenes de combustibles independientes con distintas válvulas de control, cabezales de distribución y boquillas de inyección, lo cual tiene un costo elevado.

**Tabla 4 Composiciones típicas de gas de síntesis (Soares, 2008)**

Gases de síntesis	H <sub>2</sub>	CO	H <sub>2</sub> O	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	PCI cómo % del PCI de Gas natural	% WI del WI de Gas natural
	[%mol]	[%mol]	[%mol]	[%mol]	[%mol]	[%mol]		
<b>1</b>	31.25	29.78	34.59	0.98	3.27	0.13	22.62	16.96
<b>2</b>	9.03	16.25	5.46	40.56	13.61	14.6	16.39	17.06
<b>3</b>	9.56	9.61	29.55	22.42	7.48	20.73	22.91	21.62
<b>4</b>	0	0	32.6	11.72	8.38	44.64	32.32	37.84
<b>5</b>	0	0	0	5	10	84.5	76.92	73.86
<b>Gas natural</b>	0	0	0	1.2	0.2	94.8	100	100



## MARCO DE REFERENCIA

Como el poder calorífico del gas de síntesis es menor en comparación con el gas natural, se incrementa considerablemente el flujo del gas requerido para la carga térmica necesaria de entrada. Cuando la combustión es totalmente con composiciones de gas de síntesis, la turbina produce por encima del 25% más de potencia que la turbina convencional operando con gas natural, debido al incremento de flujo másico (Soares, 2008).

Los tecnólogos reportan horas de operación exitosa con la utilización de combustibles de bajo poder calorífico en las turbinas, la utilización de dichos combustibles, se requieren de gas natural o gas LP como combustible piloto para garantizar la combustión o incluso se emplean mezclas de combustibles en la operación normal, un ejemplo de ello es una mezcla de 66% de gas natural y 33% de gas de síntesis en las turbinas de Siemens (Gadde, y otros, 2006), Algunas de las turbinas que han sido acondicionadas para el empleo de gas de síntesis se muestran en la Tabla 5.

**Tabla 5 Algunos fabricantes de turbinas de gas para la utilización de gas de síntesis (Gadde, y otros, 2006) (Giampaolo, 2003) (General Electric Company, 2009)**

Fabricante	Modelos de turbinas para uso de combustibles de bajo poder calorífico	Capacidad [MWe]
<b>Alstom</b>	GT 35C, GT 10B, GT 10C, GTX 100, GT 8C, GT 8C2, GT 11N2, GT 13E2, GT 24, GT 26	17-262
<b>GE</b>	7FB, 9FA, 7FA, 6FA, 9E, 7EA, 6B, GE10	10-232
<b>Siemens</b>	SGT-200, SGT-500, SGT-600, SGT6-300E, SGT5-2000E	7-300
<b>Mitsubishi HI</b>	MW 171, MW301, MW101, M151, M701, MF111, M251, M501DA	4-300

En algunos sistemas de gasificación se requiere de la inyección de una corriente de oxígeno en el gasificador, en tales sistemas y dependiendo del grado de integración de la turbina de gas con la unidad separadora de aire del sistema de gasificación (ASU por sus siglas en inglés de *Air Separation Unit*), cualquier compresor de turbina de gas puede ser empleado para suministrar aire a dicha unidad, en caso contrario se requieren modificaciones para compensar una mala operación en la turbina de gas por



el flujo de aire del compresor, que resulta de la aplicación de combustible con bajo poder calorífico.

En la configuración de la turbina de gas en un Ciclo Combinado con Gasificación Integrada existen tres opciones disponibles. La selección conceptual de la relación aire y nitrógeno depende de un número de factores que deben ser considerados en un caso particular, las opciones para integración de una turbina de gas a una gasificación son:

1. Unidad separadora de aire independiente (no integrada, Figura 10)
2. Unidad separadora de aire parcialmente integrada (Figura 10 agregando la corriente señalada como opcional)
3. Unidad separadora de aire totalmente integrada (Figura 11)

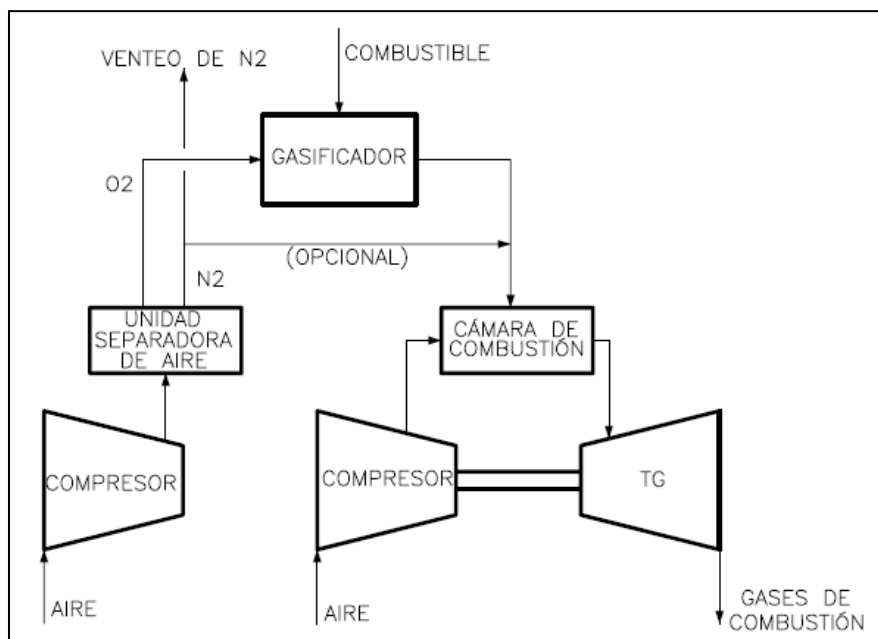


Figura 10 Turbina de gas independiente de la unidad separadora de aire (Soares, 2008)

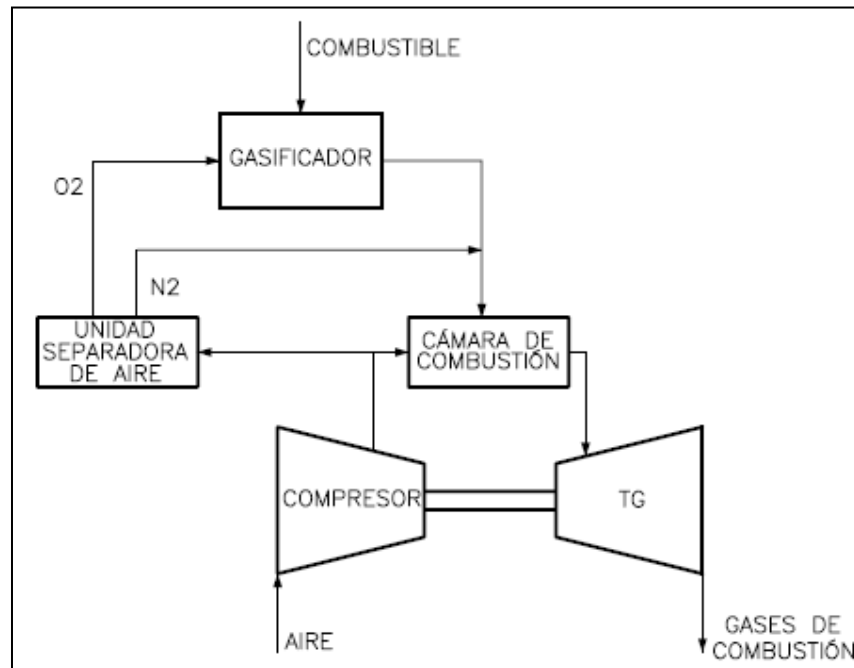


Figura 11 Turbina de gas totalmente integrada a la unidad separadora de aire (Soares, 2008)

La aproximación a integración total (seleccionada en las plantas europeas de demostración a base de carbón) resulta en el más alto potencial de eficiencia, sin embargo puede proveer más dificultades operativas. No obstante después de algunos problemas operativos iniciales, la planta IGCC de Buggenum ha demostrado que el diseño puede proveer buena disponibilidad (Sierra Pacific Resources, 2001).

El concepto no integrado con una unidad de separación de aire independiente es simple en términos de operación de planta y posibilidad de disponibilidad alcanzable.

Sin embargo, las pérdidas en la eficiencia neta global de la planta IGCC comparada con la integración total de la unidad separadora de aire es de 1.5 a 2.5%. Por lo tanto este concepto de integración a la gasificación es de interés donde la eficiencia no es un factor clave (por ejemplo en la gasificación de residuos de refinación).

El concepto con integración parcial de la unidad separadora de aire tiene el compromiso de una moderada pérdida de eficiencia con el aumento de la flexibilidad de la planta



cuando se compara con el concepto de la integración total de la unidad separadora de aire.

Los criterios para de selección del concepto integración:

- Proceso de gasificación y recuperación de calor de rechazo
- Proceso de la Unidad de Separación de Aire
- Análisis del gas combustible (con o sin retorno de nitrógeno)
- Límites de emisiones de NOx
- Eficiencia global de planta
- Costos de investigación
- Aspectos operacionales
- Aspectos específicos del sitio
- Modificaciones necesarias a las turbinas de gas convencionales
- Flujo de combustible disponible

### **2.1.6 Requerimientos mínimos de limpieza del gas de bajo poder calorífico**

A diferencia de la gasolina y el diésel, los combustibles gaseosos en general, no tienen que cumplir con especificaciones estrictas. En principio, todos los combustibles gaseosos se pueden usar en equipos de generación clasificados como equipos a gas.

Los combustibles gaseosos generalmente están compuestos una enorme cantidad de elementos, sin embargo, para propósitos prácticos se pueden dividir en componentes principales y en trazas.

Los componentes principales determinan las características relevantes para la operación física de los equipos (v.g. poder calorífico, relación de combustión, temperatura de combustión, límite de ignición, etc.). Estos valores usualmente se expresan en %V/V.



## MARCO DE REFERENCIA

Las trazas son impurezas que se encuentran en los combustibles y son del orden de ppm. Los efectos de estas impurezas se hacen evidentes hasta que el equipo de generación ha estado funcionando por bastante tiempo, y se observa por una reducción en la eficiencia del equipo. Por lo que los gases combustibles deberían estar libres de impurezas.

Cuando se consideran posibles tratamientos para remover las trazas de los combustibles gaseosos que se alimentarán a los sistemas de generación, es importante tomar en cuenta los requisitos de calidad del gas que piden o recomiendan los fabricantes de equipos. La Tabla 6 proporciona un resumen de la calidad de gas recomendada por varios fabricantes de equipos de generación de energía (Caterpillar, Waukesha, Jenbacher, Deutz).

**Tabla 6 Características de alimentación de combustibles gaseosos (Scottish Environment Protection Agency, 2004)<sup>4</sup>**

Componente	Jenbacher	Deutz	Caterpillar	Waukesha
<b>Poder calorífico</b>	Variación máxima: <0.5% CH <sub>4</sub> (%V/V) por 30 segundos	14.4 MJ/Nm <sup>3</sup>	15.7-23.6 MJ/Nm <sup>3</sup> (intervalo recomendado)	>15.73 MJ/Nm <sup>3</sup>
<b>Contenido total de azufre</b>	2,000 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (Con catalizador)  1,150 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (Sin catalizador)  (Total de S e H <sub>2</sub> S)	<2,200 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	<2,140 mg H <sub>2</sub> S por Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>  (Total de S como H <sub>2</sub> S)	<715 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
<b>Contenido de H<sub>2</sub>S</b>	ND	<0.15% v/v	ND	ND

<sup>4</sup> Las características corresponden a lo reportado por los fabricantes señalados. Tabla 2.1 de (Scottish Environment Protection Agency, 2004)





## MARCO DE REFERENCIA

<b>Amoniaco</b>	<55 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (Aplicable para digestores anaerobios)	ND	<105 mg/Nm <sup>3</sup> (Aplicable para digestores anaerobios)	ND
<b>Cl</b>	Ver suma de Cl y F	<100 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	Ver suma de Cl y F	Ver suma de Cl y F
<b>F</b>	Ver suma de Cl y F	<50 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	Ver suma de Cl y F	Ver suma de Cl y F
<b>Suma de Cl y F</b>	Sin catalizador: <100 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (Ponderada como una parte de Cl y dos de F)  Con catalizador: 0 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	<100 mg/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	<713 mg Cl por Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (Total de haluros como Cl)	300 mg/Nm <sup>3</sup> (total de haluros orgánicos como Cl)
<b>Si</b>	Sin catalizador: <<0.02 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>  Con catalizador: 0 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	<10 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	<21 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	<50 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> Total de siloxanos
<b>Polvo</b>	<50 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (partículas <3 μm)	<10 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (partículas máximo de 3-10μm)	<30 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (partículas <1 μm)	Remoción de partículas >0.3 μm
<b>Aceite residual</b>	<5 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	<400 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (Vapores de aceites>C5)	<45 mg/ Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> (aceite)	<2% v/v (hidrocarburos líquidos)
<b>Humedad relativa</b>	<80% Sin condensados	<60-80%	<80% a la temperatura mínima del combustible	Sin líquidos;



## MARCO DE REFERENCIA

<b>Presión de alimentación</b>	Turbocargador de motores: 80 – 200 mbar	Arriba de 2,000 bar	ND	ND
	Cámara de pre combustión: 2,500 – 4,000 mbar			
<b>Fluctuación de la presión del gas</b>	<10 mbar/segundo	<±10% del valor base	ND	ND
<b>Temperatura de entrada</b>	<40°C	10-50°C	ND	>29°C y <60°C
<b>Relación de CH<sub>4</sub> (%V/V)</b>	ND	40%	Relación recomendada de CH <sub>4</sub> :CO <sub>2</sub> 1.1 – 1.2	ND

### 2.1.7 Evaluación de proyectos

La evaluación de proyectos se puede definir como un conjunto de estudios y antecedentes que permiten estimar el conjunto de ventajas y desventajas que se derivan de asignar determinados recursos para la producción de bienes y servicios.

Esto implica la realización de una serie de análisis que deben conducir a la toma racional de decisiones en la asignación de recursos que organizaciones públicas o privadas destinan para la inversión, es decir para el aumento, el mantenimiento, la reposición, la reingeniería de sus capacidades productivas o de servicio.

Tales análisis que permiten estimar el conjunto de ventajas y desventajas derivadas de la asignación de recursos a la inversión incluyen un número muy grande de estudios, entre los que se pueden mencionar: ingeniería de procesos, selección de tecnologías, ruta tecnológica de producción; análisis de mercados y de comercialización; de aprovisionamiento de materias primas, energía y otros servicios; estudios ambientales,



por mencionar los principales. Asimismo, en el ámbito financiero se establecen importantes parámetros de evaluación, jerarquización y selección, en los cuales se apoya la toma de decisiones.

En los últimos años, diversas disciplinas se han incorporado al estudio de proyectos de inversión, tales como la evaluación del riesgo y la incertidumbre, estudios de impacto ambiental, de calidad, del proceso de innovación tecnológica y los llamados métodos “multicriterio” o de atributos múltiples, en donde se hace énfasis en que no es solamente la rentabilidad el único criterio a considerar. Todos estos esfuerzos se deben a que la evaluación de proyectos es un fenómeno complejo que debe ser analizada hasta donde sea posible, desde la óptica de varias disciplinas, en función del desarrollo alcanzado en cada especialidad (Toledo, 2008).

Los proponentes de proyectos de generación de energía, los inversionistas, y los financieros continuamente se enfrentan a la pregunta ¿Qué tan exactas se tienen que realizar las estimaciones de costos y ahorros de producción de energía, cuáles son las posibilidades de que exista un sobre costo, y cómo comparar financieramente el proyecto con otros proyectos? Esto es algo muy difícil de responder con cierto grado de confianza, ya que quien prepara estimación se enfrenta a dos conflictos:

- No se puede asegurar que se mantendrán bajos los costos de desarrollo del proyecto cuando se cuenta con financiamiento o cuando el proyecto es inviable comparado con otras opciones de generación.
- Gastar recursos adicionales en la ingeniería para delinear más claramente los costos del proyecto, y estimar con más precisión la energía ahorrada o producida (RETScreen(R) Internacional, 2005).

El desarrollo de un proyecto de inversión industrial desde la etapa de la idea inicial hasta la operación de la planta puede observarse en forma de ciclos, dependiendo de los tiempos involucrados en el análisis. En efecto, puede representarse en términos de la vida de la tecnología, a las que se le llama curvas en “S” y que muestran el efecto de



## MARCO DE REFERENCIA

la obsolescencia tecnológica Sin embargo en el caso que nos ocupa el ciclo se refiere a tres distintas fases: la de pre inversión, la de inversión y la operacional. Todas ellas se agrupan en la Figura 12:



Figura 12 Fases del ciclo de un proyecto (Toledo, 2007)

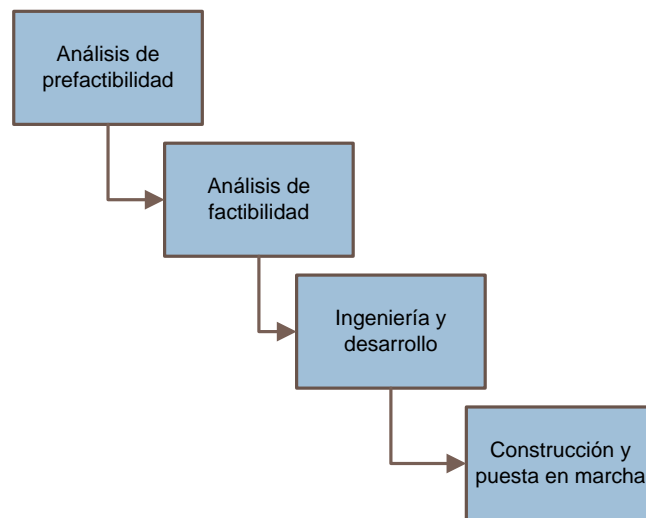
La fase de pre inversión comprende las siguientes etapas:

- Identificación de las oportunidades de inversión (estudios de oportunidad).
- Análisis de las alternativas y selección preliminar del proyecto
- Formulación y preparación del proyecto, en donde se incluyen los estudios de factibilidad.
- Apreciación del proyecto y decisiones de inversión (informe de apreciación).

Pueden incluirse también estudios de soporte o “estudios funcionales”, que podrán ser agregados a los de factibilidad.



Para la implementación de proyectos convencionales y de energía limpia, el procedimiento usual para hacer frente a este dilema es avanzar en el proyecto con etapas de decisión (Figura 13). Al final de cada paso se debe responder la pregunta de seguir o no con la evaluación. La alta calidad y bajo costos de los estudios de pre factibilidad y factibilidad resultan fundamentales para ayudar en la toma de decisiones a los evaluadores de proyectos.



**Figura 13** Proceso de implementación de proyectos de generación de energía

**Análisis de pre factibilidad:** Es un estudio inicial de bajo costo y rápido de realizar, permiten determinar si el proyecto propuesto tiene buenas posibilidades de cumplir con los requisitos de rentabilidad del evaluador, y por tanto merece una mayor inversión en tiempo y recursos para realizar estudios de factibilidad. Se caracteriza porque es posible realizarse en cualquier sitio y porque los datos necesarios para la evaluación se consiguen fácilmente, los costos se estiman a partir de datos secundarios, y en general los cálculos son sencillos con la aplicación de reglas de dedo. Para proyectos de gran escala, es posible que se requieran visitas para inspeccionar el sitio donde se llevará a cabo el proyecto. Estas visitas no suelen ser necesarias para proyectos pequeños, en caso de realizarlas se elevarían el costo de los estudios.



**Análisis de factibilidad:** Es un estudio más profundo de los objetivos del proyecto, el estudio de factibilidad debe proporcionar información acerca de las características físicas, la viabilidad financiera, ambiental y social, así como otros posibles factores que impacten en el proyecto, de tal forma que el evaluador tenga información suficiente para tomar la decisión de si debe continuar o no con el proyecto. Se caracteriza por la recolección o refinamiento de datos acerca del sitio, recursos, costos y equipos. Generalmente se realizan visitas a las instalaciones, existe un monitoreo de los recursos, auditorías energéticas, simulaciones en software especializados, y la cotización de equipos a proveedores.

**Ingeniería y desarrollo:** Si con los datos obtenidos en el estudio de factibilidad, el evaluador decide continuar con el proyecto, entonces el siguiente paso es realizar la ingeniería y desarrollo. La ingeniería incluye el diseño y la planeación de los aspectos físicos del proyecto. El desarrollo implica la planeación, el arreglo y la negociación de los aspectos financieros, legales y contractuales del proyecto, entre otros. Algunas actividades de desarrollo tales como la formación, la relación con los clientes y consultas a la comunidad, se extienden a etapas posteriores del proyecto. Incluso cuando ya se han realizado inversiones considerables en ingeniería y desarrollo, el proyecto se puede cancelar debido a que no fue posible conseguir financiamiento, no se consiguieron los permisos ambientales, o porque no se realizaron correctamente los estudios de pre factibilidad y factibilidad.

**Construcción y puesta en marcha:** Finalmente, se construye y se pone en marcha el proyecto. Algunas actividades de construcción se pueden realizar antes de que finalice la etapa de ingeniería y desarrollo.

Cada paso de este proceso puede representar un incremento aproximado de un orden de magnitud en gastos y una reducción a la mitad en la incertidumbre de los costos estimados del proyecto. La Figura 14 ejemplifica lo anterior para proyectos hidroeléctricos, donde el nivel de incertidumbre en las estimaciones disminuye  $\pm 50\%$  a  $0\%$  mientras que la implementación del proyecto de generación avanza de los estudios



## MARCO DE REFERENCIA

de pre factibilidad hasta la puesta en marcha. En Figura 14 se comparan los costos estimados contra los costos reales incurridos para poner en marcha el proyecto.

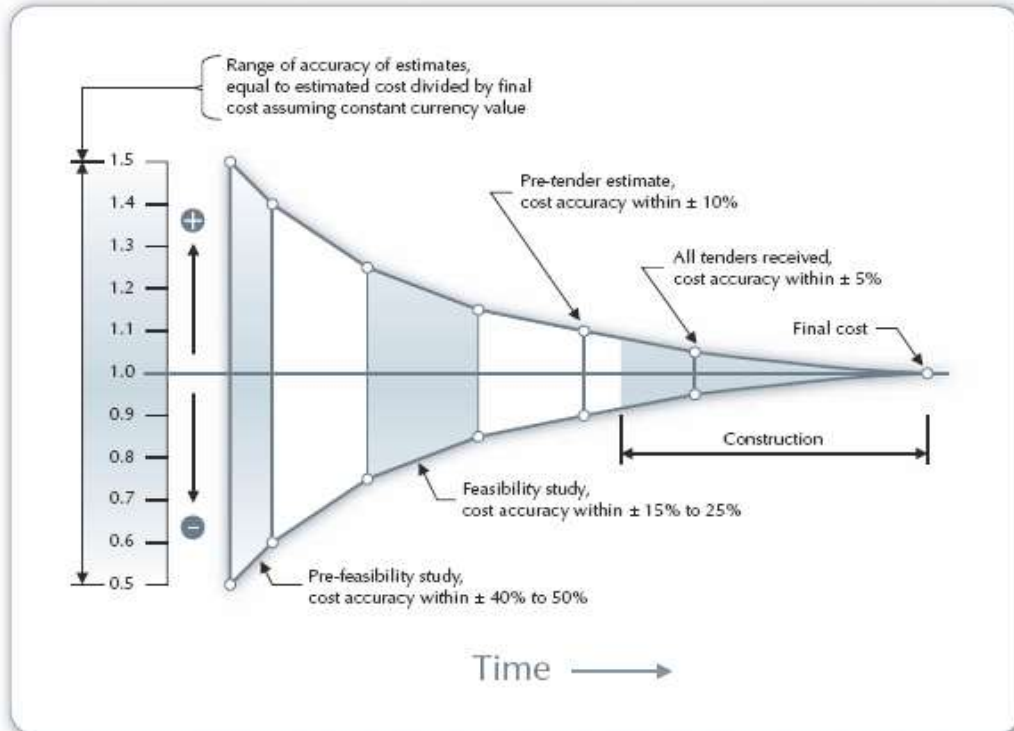


Figura 14 Precisión de estimación de costos vs costos reales (RETScreen(R) Internacional, 2005)

### 2.1.7.1 Condiciones favorables para el proyecto

Algunas condiciones que generalmente auguran el éxito para proyectos de energía limpia se enlistan a continuación:

- **Necesidad de un sistema de energía:** La existencia de necesidades de energía es un requisito indispensable para proponer un sistema de generación, especialmente para proyectos de energía limpia donde el desconocimiento es el principal obstáculo para su implementación.
- **Nuevas construcciones o renovaciones:** Equipar edificios y otras instalaciones con tecnologías de energía limpia es frecuentemente más rentable cuando se realiza aunado a un proyecto de construcción. Los costos iniciales de la



tecnología de energía limpia se pueden compensar con el costo de los equipos o materiales que sustituyen, y con una correcta planificación se puede integrar el proyecto de generación al resto de la instalación.

- **Altos costos de la energía convencional:** Cuando las opciones de energía convencional son demasiado caras, el alto costo inicial de las energías limpias se puede superar cuando se compara contra el bajo precio del combustible, en comparación con el alto costo del mismo para tecnologías convencionales.
- **Interés de los principales interesados<sup>5</sup>:** El proceso de evaluación y desarrollo del proyecto es largo y puede resultar tortuoso y cansado a las personas clave en la toma de decisiones, por lo que es de suma importancia mantenerlos interesados durante todas las fases del proyecto. Incluso el proyecto más rentable puede verse obstaculizado cuando las personas clave no están interesadas en el mismo.
- **Facilidades en el proceso de aprobación:** los costos en desarrollo se reducen al mínimo cuando los permisos son fáciles y rápidos de obtener. Es importante considerar la visión en la política y legislación local, estatal y nacional respecto a las tecnologías “limpias” y convencionales.
- **Financiamiento accesible:** Cuando el proyecto cuenta con financiamiento, subsidios y subvenciones, los costos iniciales no suelen representar un obstáculo importante.
- **Recursos locales adecuados:** Es importante identificar los recursos locales que se pueden aprovechar para generar energía limpia. Es más viable implementar un proyecto de generación de energía a partir de la radiación solar que uno a partir de biomasa en una zona desértica.

La evaluación de las condiciones anteriores puede servir como un criterio valioso en la búsqueda de oportunidades para desarrollar proyectos de energía limpia. También se

---

<sup>5</sup> Interest by key stakeholders





pueden utilizar como criterios en una etapa de preselección y dar a aquellos que resultan atractivos para realizar un análisis de pre factibilidad.

### **2.1.7.2 Factores de viabilidad**

La consideración cuidadosa de los factores clave que hacen a un proyecto financieramente viable puede significar un ahorro importante en tiempo y dinero para los evaluadores del proyecto. A continuación se enlistan algunos factores de viabilidad asociados a proyectos de generación de energía.

- Disponibilidad de recursos energéticos en el sitio donde se planea realizar el proyecto
- Rendimiento de los equipos
- Costos iniciales del proyecto
- Créditos
- Costos anuales y costos periodos del proyecto
- Ahorros en costos de energía
- Financiamiento
- Impuestos sobre equipos, ingresos y ahorros.
- Características ambientales
- Créditos o subsidios por producción de energía limpia
- Toma de decisiones en costos – eficiencia

### **2.1.7.3 Generalidades sobre RETScreen<sup>6</sup>**

RETScreen es un software versátil e integral, ya que permite realizar evaluaciones de proyectos de generación de energía eléctrica o térmica a partir de distintas fuentes renovables, tal como la geotérmica, la solar, la eólica, la biomasa, entre otras. Posibilita la apreciación de distintas tecnologías según el tipo de proyecto.; por ejemplo para la generación de electricidad se pueden aplicar turbinas a gas, motores de combustión

---

<sup>6</sup> Para más información visitar la página de RETScreen <http://www.retscreen.net>, así como el libro “Clean Energy Project Analysis, RETScreen® Engineering & Cases Textbook”



interna, turbinas a vapor, ciclos combinados, turbinas eólicas, celdas solares, entre otras.

El software puede ser aplicado a proyectos de mediciones de eficiencia energética, generación de electricidad, generación de calor y/o frío, calentamiento y electricidad combinados, enfriamiento y electricidad combinados, calentamiento y enfriamiento combinados, y enfriamiento, calentamiento y enfriamiento combinados.

Además cuenta con bases de datos meteorológicos, y de tecnologías; y con documentos de criterios de evaluación de proyectos.

El software ha sido ampliamente utilizado en proyectos de análisis de potencial de calentamiento de edificios con calor geotérmico (Kurevija, 2008); en la comparación de alternativas de generación eléctrica con sistemas fotovoltaicos (A. Vigneswaran, 2008) (Rehman, y otros, 2007) (Tamizh-Mani, y otros, 2008) (Modi, y otros, 2009). (Rakic, y otros, 2007) (Hourri, 2006), energía eólica (Rehman, y otros, 2007) u otros tipos de fuentes renovables (Tawfik, y otros, 2006) (Krkoleva, y otros, 2006) (Chalikias, y otros, 2009) (Filippidou, y otros, 2009) (2008). En estos proyectos se utiliza RETScreen para evaluar la generación de energía; realizar el análisis de costos del proyecto; así como el análisis de emisiones; y el análisis financiero, aunado a un estudio que permite identificar los parámetros económicos a los cuales es sensible el proyecto (Thevenard D, 2000) (El-Shimy, 2009).

Además, permite comparar dos casos, uno base y uno propuesto; por ejemplo se puede contrastar cuales son los escenarios económicos cuando se genera energía con tecnología convencional y cuales serían si se generará con alguna tecnología limpia. En general, el análisis de proyectos se realiza mediante proyectos mediante los siguientes cinco pasos:

Paso 1 Modelo de energía. En este apartado se ingresan los parámetros específicos que describen la localización del proyecto, el tipo de sistema usado en el caso base, la tecnología para el caso propuesto, el tipo de carga, y el tipo



de combustible. RETScreen calcula la producción o los ahorros anuales de energía.

**Paso 2** Análisis de costos. Aquí se analizan los costos iniciales, anuales y periódicos para el sistema propuesto de generación de energía. Según el nivel de detalle de la información se puede realizar un análisis de pre factibilidad o uno de factibilidad

**Paso 3** Análisis de emisiones. Este es un análisis opcional, el cual ayuda a determinar la reducción anual de las emisiones de GEI comparando un caso base con el caso propuesto.

**Paso 4** Análisis financiero. Para realizar este paso es necesario alimentar al software los parámetros financieros asociados al costo de producción de energía, créditos de producción, créditos por reducción de GEI, incentivos, inflación, tasa de descuento, relación de deuda, e impuestos. RETScreen devuelve los indicadores financieros de rentabilidad (VPN, TIR, tiempo de recuperación de capital, etc.) que permiten evaluar la viabilidad del proyecto.

**Paso 5** Análisis de sensibilidad y riesgos. El evaluador del proyecto puede apoyarse en este paso para conocer cuál es la variación de los indicadores de rentabilidad según la incertidumbre asociada en las estimaciones del proyecto (RETScreen(R) Internacional, 2005).



### 2.2 Marco legal

---

El marco legal actual establece el control del Estado en la transmisión y distribución eléctrica, lo cual queda establecido en el artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. “Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.”

La “Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)” es la ley que regula la provisión de electricidad en México, su organismo ejecutor es la Comisión Reguladora de Energía. En el artículo primero de dicha ley se establece que es facultad exclusiva de la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. De este mismo artículo se desprende que no se permite a los particulares la libre compra venta de energía. Del artículo tercero se concluye que si le es permitido a los particulares la generación de energía eléctrica para su autoabastecimiento, o para complementar sus procesos productivos mediante la cogeneración. De acuerdo al artículo 36, fracción III y IV, los particulares también pueden generar energía eléctrica para la CFE en esquemas de pequeño productor externo y de pequeño productor, así como para exportarla.

De acuerdo a la LSPEE y a su reglamento, se entiende por autoabastecimiento a la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios.

Se entiende por cogeneración la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas; la producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.



## MARCO DE REFERENCIA

---

La producción independiente es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor a 30 MW, la cual ha de ser vendida en su totalidad a la CFE o a la exportación.

La pequeña producción es definida como la generación de energía eléctrica no mayor a 30 MW en un área específica, y que es destinada a la venta en su totalidad a la CFE; como el autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW; y la exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.

La SENER es quien otorga los permisos para el autoabastecimiento, la cogeneración, la producción independiente, la generación para la exportación y la importación de energía eléctrica destinada al abastecimiento para usos propios. No se requiere permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW, ni para el funcionamiento de plantas generadoras cuando sean destinadas exclusivamente al uso propio de emergencias en las interrupciones en el servicio público de energía eléctrica

La “Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética”, en su artículo 3, fracción II, menciona que las energías renovables son aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por la humanidad, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica. Las energías renovables son el viento; la radiación solar en todas sus formas; el movimiento del agua en cauces naturales o artificiales; la energía oceánica en sus distintas formas; el calor de los yacimientos geotérmicos; los bioenergéticos, que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos; y aquellas otras que, en su caso, determine la Secretaría, cuya fuente cumpla con el primer párrafo de la fracción II del artículo 3 de la “Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética”.

De acuerdo a la “Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos”, los bioenergéticos son combustibles obtenidos de la biomasa provenientes de materia



## MARCO DE REFERENCIA

---

orgánica de las actividades, agrícola, pecuaria, silvícola, acuacultura, algacultura, residuos de la pesca, domésticas, comerciales, industriales, de microorganismos, y de enzimas, así como sus derivados, producidos, por procesos tecnológicos sustentables que cumplan con las especificaciones y normas de calidad establecidas por la autoridad competente en los términos de dicha ley.

Es importante considerar la “Metodología para la Determinación de los Cargos por Servicios de Transmisión de Energía Eléctrica”, tanto para energías no renovables como renovables. Este documento tiene por objeto establecer la Metodología de Transmisión que deberá seguir la Comisión Federal de Electricidad al calcular los cargos correspondientes a solicitudes de Servicios de Transmisión.

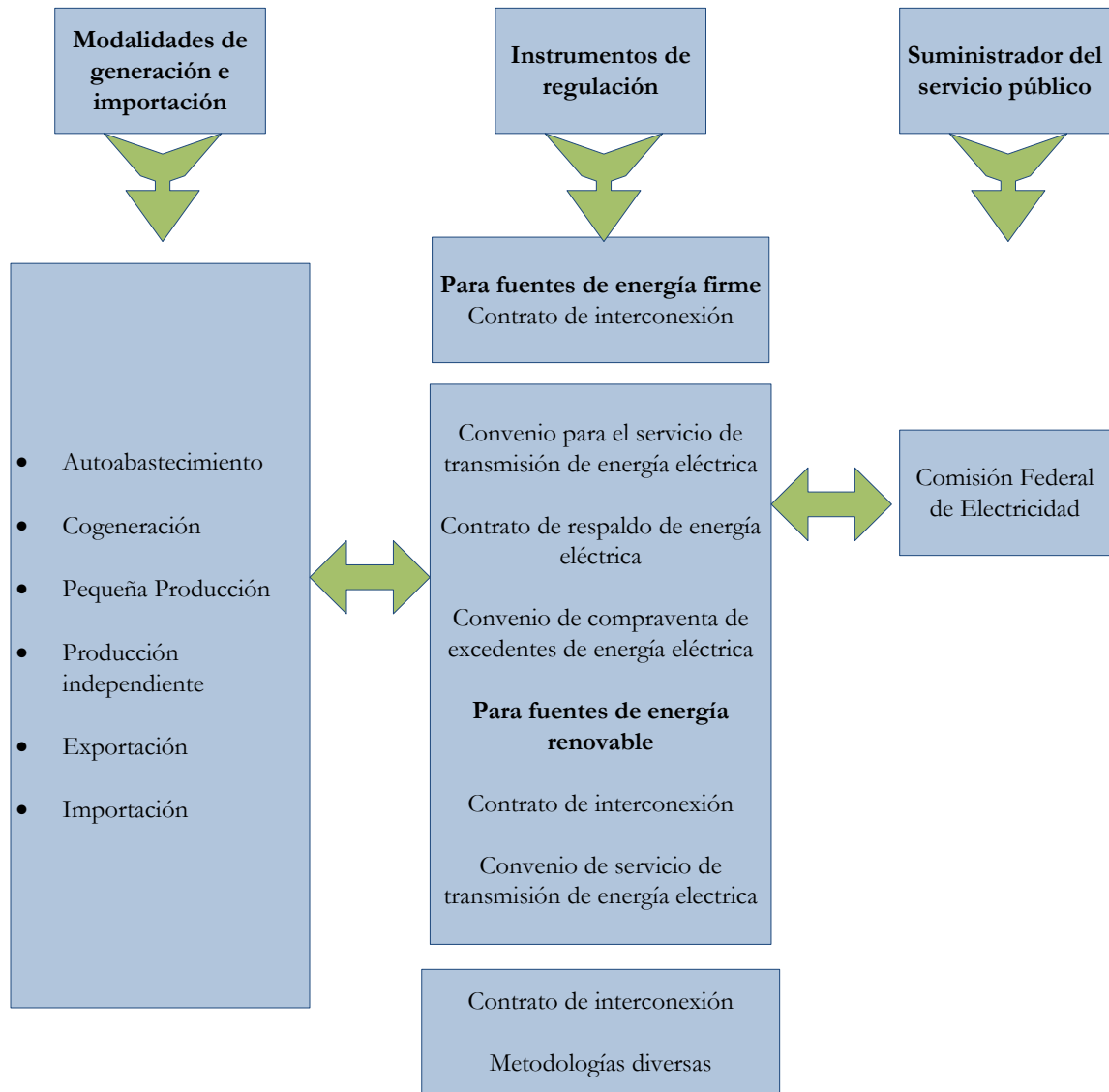
Así mismo se debe observar el correspondiente contrato de interconexión, el cual tiene por objeto realizar y mantener durante la vigencia del mismo, la interconexión entre el sistema y la fuente de energía; así como establecer las condiciones generales para los actos jurídicos que celebre las partes relacionadas con la generación y, en su caso, con la transmisión a sus puntos de carga.

La “Ley del Impuesto sobre la Renta” menciona que la depreciación es de 100% para maquinaria y equipos para la generación de energía proveniente de fuentes renovables. Esta ley considera que son fuentes renovables aquellas que por su naturaleza o mediante un aprovechamiento adecuado se consideran inagotables, tales como la energía solar en todas sus formas; la energía eólica; la energía hidráulica tanto cinética como potencial, de cualquier cuerpo de agua natural o artificial; la energía de los océanos en sus distintas formas; la energía geotérmica, y la energía proveniente de la biomasa o de los residuos. Asimismo, se considera generación la conversión sucesiva de la energía de las fuentes renovables en otras formas de energía.

En la Figura 15 esquematiza la participación de la iniciativa privada en áreas no reservadas en forma exclusiva a la Nación, así como los instrumentos de regulación entre los particulares y la CFE.



## MARCO DE REFERENCIA



**Figura 15 Modalidades de permisos e instrumentos de regulación entre particulares y la CFE (Secretaría de Energía, 2009)**



### 3 METODOLOGÍA

Se proponen dos métodos para evaluar los sistemas de generación de energía eléctrica, el primero basado en datos típicos de eficiencia, costo de equipo, costo de operación y mantenimiento, consumo interno de energía, vida útil, consumo de agua y tipo de demanda. A cada criterio se le otorga un valor en función de la capacidad eléctrica, y una calificación en función del nivel de importancia del criterio, a este método lo llamaremos “Evaluación general de tecnologías de generación de energía eléctrica”.

El segundo método consiste en evaluar a los sistemas de generación como equipos comerciales, mediante la rentabilidad que el equipo otorgaría al proyecto de generación de energía eléctrica. Este procedimiento será llamado “Evaluación de alternativas de equipos comerciales de generación”

A continuación se describe la metodología desarrollada en el presente trabajo:

- ✚ Definición de criterios para la selección de tecnologías de generación de energía eléctrica.
- ✚ Evaluación general de tecnologías de generación de energía eléctrica
- ✚ Evaluación de alternativas de equipos comerciales de generación (Este punto en especial se describe en el apartado 4.3.2.
- ✚ Indicadores de pre factibilidad
- ✚ Caso práctico de generación de energía a partir de gas de síntesis proveniente de la gasificación de RSU del DF

Consideraciones generales:

- Todos los costos están evaluados en dólares de enero de 2010 y fueron actualizados al índice, 469.2, que corresponde al Chemical Engineering Plant Cost Index de enero de 2010.





### 3.1 Evaluación general de tecnologías de generación de energía eléctrica

---

En la evaluación general se comparan tres tecnologías de generación: turbinas a gas, ciclos combinados y motores de combustión interna. El sistema de turbina a vapor se evalúa dentro de los equipos de ciclo combinado. No se evalúa de forma individual debido a que su eficiencia en la conversión de energía depende mucho de las condiciones del vapor a la entrada, y de la estrategia de operación del sistema. Además, su evaluación implicaría evaluar conjuntamente el sistema de quemado de gases, las pérdidas de calor al ambiente, el sistema de producción de vapor, y la turbina como tal. Además está ampliamente documentado que este tipo de turbinas sólo resultan útiles cuando el único combustible disponible es vapor o cuando son complemento de otro equipo.

Para realizar la evaluación se toman como base los criterios descritos en los apartados 4.1 y 4.2, a cada uno se le asigna un peso de evaluación según los resultados deseados. Para nuestro caso, se desea que los parámetros que a continuación se enlistan tengan los menores valores posibles

- ◆ Inversión
- ◆ Costos anuales
- ◆ Usos propios
- ◆ Consumo de agua

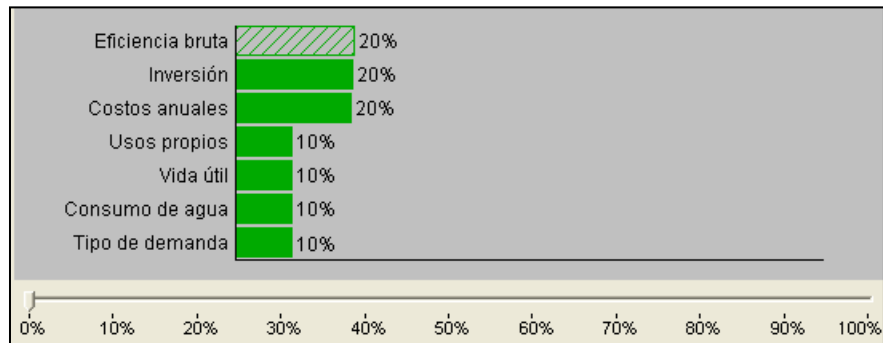
Además que los siguientes conceptos tengan los mayores valores posibles

- ◆ Eficiencia bruta
- ◆ Vida útil

Además, en un primer escenario, se considera que los criterios con mayor peso son la inversión, los costos anuales y la eficiencia bruta. Por lo que se les otorga la siguiente ponderación.



## METODOLOGÍA



**Figura 16 Ponderación de criterios**

En un segundo escenario se le otorga un alto peso al consumo de agua, esto se justifica para proyectos que se realizan en lugares donde este líquido es escaso.



**Figura 17 Ponderación de criterios con preferencia al consumo de agua**

Para realizar la evaluación de los criterios se utiliza el software Decision Lab 2000, el cual es un software de análisis multicriterio y toma de decisiones, que por sus características permite comparar aspectos fuertes y débiles, de conflictos y consensos. Este programa está basado en los métodos PROMETHEE y GAIA.

La evaluación se realiza para capacidades de 5 MW, 10 MW, 20 MW, 29.5 MW, 30 MW, 40 MW y 60 MW; esto para poder observar si el tipo de tecnología más adecuado depende de la capacidad de generación

Con los datos mostrados en el apartado “Valores de criterios para la evaluación de alternativas de generación de energía eléctrica” se obtienen los valores para los 7 criterios, de la Tabla 7 a la Tabla 9 se muestran estos valores.



## METODOLOGÍA

**Tabla 7 Resultados de turbina a gas**

CATEGORÍA	5 MW	10 MW	20 MW	29.5 MW	30 MW	40 MW	60 MW
<b>Eficiencia Bruta (%)</b>	29.2%	31.1%	34.5%	37.3%	37.4%	40.5%	34.6%
<b>\$USD/kW</b>	1,522	1,703	1,342	1,227	1,221	1,101	1,000
<b>\$USD/MWh</b>	33.84	29.07	24.31	21.64	21.52	19.54	16.76
<b>Consumo de Agua (m<sup>3</sup>/MWh)</b>	0.072	0.072	0.072	0.072	0.072	0.072	0.072
<b>Energía necesaria para usos propios %</b>	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
<b>Vida útil</b>	30	30	30	30	30	30	30
<b>Tipo de demanda</b>	Carga Base, Intermedia y Punta						

**Tabla 8 Resultados de motor de combustión interna**

CATEGORÍA	5 MW	10 MW	20 MW	29.5 MW	30 MW	40 MW	60 MW
<b>Eficiencia Bruta (%)</b>	43.6%	45.8%	45.8%	45.8%	45.8%	45.8%	45.8%
<b>\$USD/kW</b>	987	900	900	900	900	900	900
<b>\$USD/MWh</b>	29.32	25.53	22.23	20.57	20.50	20.50	20.50
<b>Consumo de Agua (m<sup>3</sup>/MWh)</b>	0.072	0.072	0.072	0.072	0.072	0.072	0.072
<b>Energía necesaria para usos propios %</b>	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
<b>Vida útil</b>	25	25	25	25	25	25	25
<b>Tipo de demanda</b>	Carga Base, Intermedia y Punta						



**Tabla 9 Resultados de ciclo combinado**

CATEGORÍA	5 MW	10 MW	20 MW	29.5 MW	30 MW	40 MW	60 MW
<b>Eficiencia Bruta (%)</b>	35.9%	38.6%	42.6%	45.8%	46.0%	49.2%	49.5%
<b>\$USD/kW</b>	1,506	1,429	1,292	1,173	1,168	1,063	961
<b>\$USD/MWh</b>	25.24	20.07	15.95	14.02	13.94	12.68	11.08
<b>Consumo de Agua (m<sup>3</sup>/MWh)</b>	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045
<b>Energía necesaria para usos propios %</b>	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
<b>Vida útil</b>	30	30	30	30	30	30	30
<b>Tipo de demanda</b>	Carga Base e Intermedia						

### 3.2 Indicadores de pre factibilidad

La elaboración de los indicadores de pre factibilidad tiene como objetivo mostrar indicadores, que con datos de poder calorífico y de flujo de gas, permitan determinar si es recomendable realizar estudios de pre factibilidad de un proyecto de generación de energía.

Los indicadores se evalúan en un intervalo de 1,000 a 10,000 m<sup>3</sup>/h de flujo de gas combustible, y en un intervalo de 4 a 28 MJ/m<sup>3</sup>, que es el valor mínimo y máximo reportado en la literatura para gas de síntesis y biogás respectivamente.

Para realizar la formulación de los indicadores se parte de los supuestos indicado en la Tabla 10.



**Tabla 10 Supuestos para la construcción de indicadores de pre factibilidad**

<b>Consumo interno de energía</b>	Motor de combustión interna	7.7%
	Turbina a gas	1.0%
	Turbina a gas – ciclo combinado	2.8%
<b>Disponibilidad del sistema</b>	8,322 horas/año	
<b>Sector de venta de electricidad</b>	Alta tensión, HS. Carga base	
<b>Precio de venta de electricidad<sup>7</sup></b>	0.8832 \$/kWh	
<b>Tasa de cambio</b>	13 \$/dólar	
<b>Tasa de descuento</b>	16%	
<b>Periodo de evaluación</b>	10 años	
No se toma en cuenta la depreciación de los equipos, costo de terrenos, y no existe apalancamiento del proyecto.		

Para realizar la formulación de los indicadores se siguieron los siguientes pasos:

1. Proponer el flujo de energía que ingresa al sistema de generación y sobre el cual se construirá el indicador.
2. Calcular capacidad y rendimiento calórico siguiendo el diagrama de la Figura 18.
3. Calcular la electricidad generada por el sistema.
4. Determinar los ingresos por venta de electricidad.
5. Determinar el costo inicial del sistema de generación.
6. Determinar los costos anuales.
7. Evaluar la rentabilidad del proyecto.

<sup>7</sup> Correspondiente a Abril de 2010

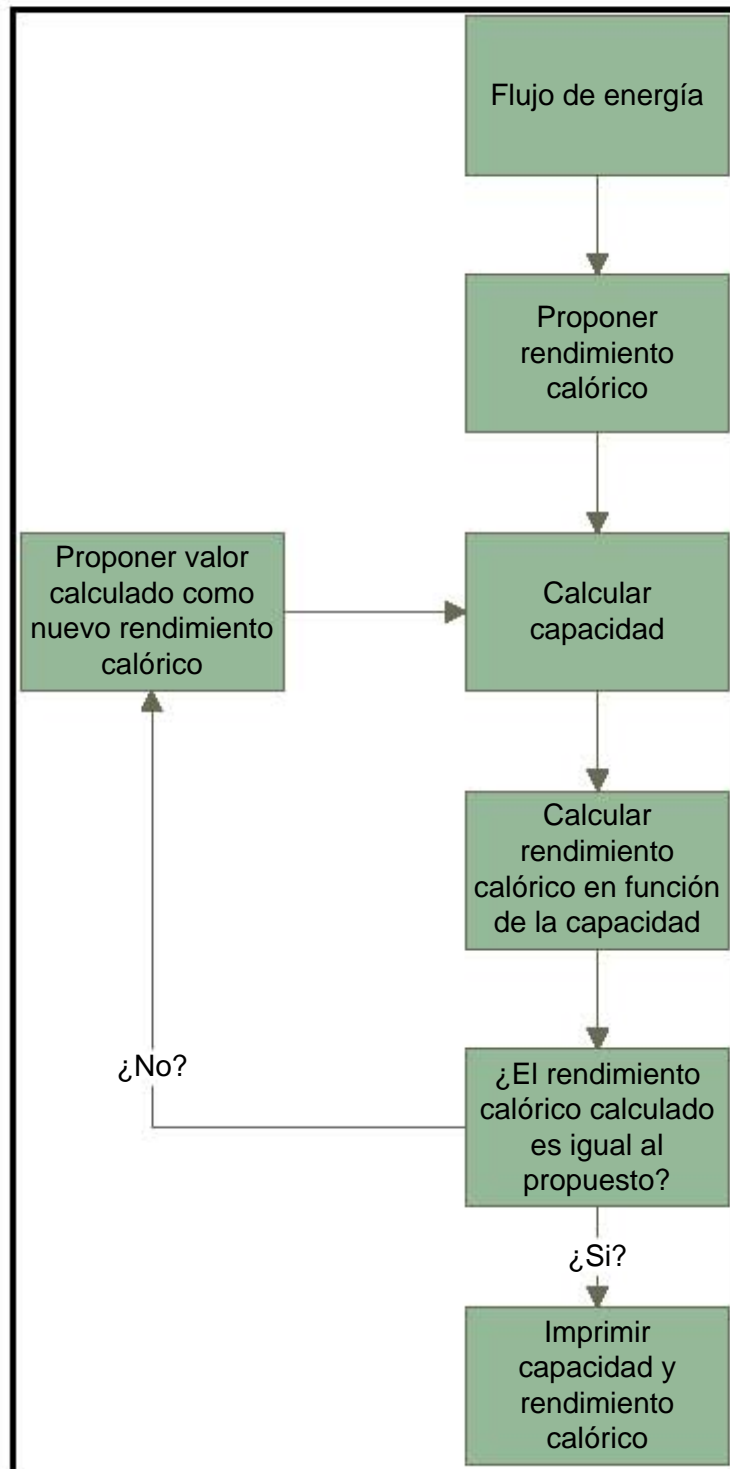


Figura 18 Cálculo de capacidad instalada



### 3.3 Caso práctico de generación de energía a partir de gas de síntesis proveniente de la gasificación de RSU del DF.

En la Figura 19 se presenta un diagrama con la metodología propuesta para seleccionar un sistema de generación de energía eléctrica a partir de un gas de bajo poder calorífico considerando las características de equipos comerciales de generación de potencia, las condiciones climatológicas del sitio del proyecto, costos aproximados, criterios ambientales y de evaluación de proyectos.

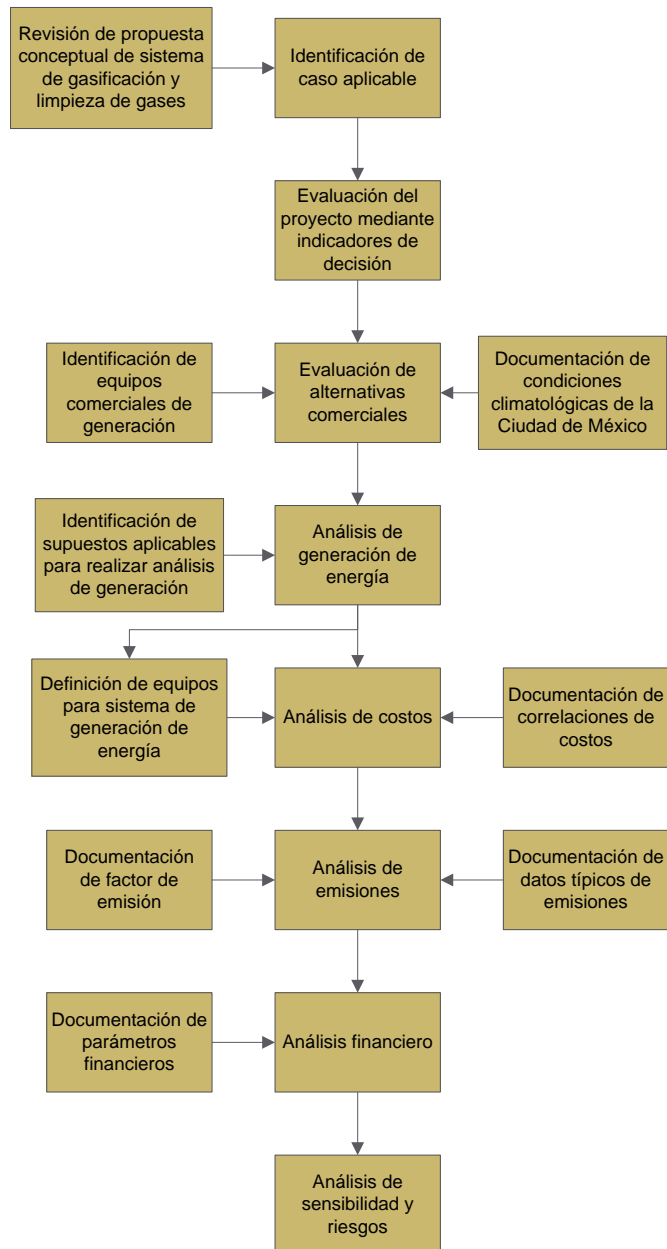


Figura 19 Metodología de caso práctico de generación de energía a partir de gas de síntesis proveniente de la gasificación de RSU del DF



### 3.3.1 Identificación de caso aplicable

En la Facultad de Química, se realizó un convenio<sup>8</sup> con el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología del Gobierno del Distrito Federal para evaluar la factibilidad técnica, ambiental, económica, y social del tratamiento de los RSU generados en el Distrito Federal mediante un tratamiento térmico. En este proyecto, integrantes del grupo de trabajo evaluaron distintos tipos de tratamiento térmico<sup>9</sup>, resultando el más conveniente un sistema de gasificación convencional, por lo que el proyecto se enfocó en elaborar una propuesta al gobierno de la ciudad para implementar un sistema de gasificación de RSU con generación de energía eléctrica, en el cual se tomaron las siguientes consideraciones (Cabrera Delgado, 2010), (Rodríguez, 2010):

- Dar tratamiento a un flujo de 2,000 ton/día de RSU del DF proveniente de las estaciones de transferencia con las que cuenta la Ciudad de México.
- De las 2,000 ton/día, se espera que una cantidad de 200 ton de residuos orgánicos sean separados para ser tratados en un proceso de digestión anaerobia.
- 1,800 residuos mixtos ingresarán a una planta de selección, en la cual se espera recuperar el 10% de los materiales.
- Por tanto, el flujo de residuos que se someterá al proceso de gasificación es de 1,680 ton/día.
- La caracterización de los residuos, indica que su poder calorífico es de aproximadamente de 10.92 MJ/kg<sup>10</sup>

Tomando como base que la eficiencia típica de conversión de un sistema de gasificación es aproximadamente de 70% (Yassin, y otros, 2009) (Fichtner Consulting

---

<sup>8</sup> FONDO MIXTO CONACYT – GOBIERNO DEL DISTRITO FEDERAL PROYECTO DF – 2008 –C01-94261. “OBTENCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE LA GASIFICACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS PARA SU IMPLEMENTACIÓN EN EL DISTRITO FEDERAL”.

<sup>9</sup> Ver Tesis: Opciones de tecnologías de conversión térmica para el aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos generados en el Distrito Federal. UNAM, Facultad de Química. 2010

<sup>10</sup> Ver Tesis: Caracterización de los residuos sólidos urbanos del Distrito Federal mediante muestreo para su valorización y disposición final. . UNAM, Facultad de Química. 2010





Engineers Ltd, 2004) y el consumo interno es alrededor del 11 al 15% del total de la energía producida, se ingresarán 478 GJ/h al sistema de generación (Ecuación 24).

$$FEGE = F_{RSU} PCI_{RSU} \eta_{sg} (1 - CI) \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde

- FEGE es el flujo de energía que ingresa al sistema de potencia eléctrica
- FRSU es el flujo de RSUs alimentados a la planta de gasificación
- PCI es el poder calorífico inferior de los residuos
- $\eta_{sg}$  es la eficiencia del sistema de gasificación
- CI es el consumo interno de energía.

Para efectos de este estudio se considera que el sistema de generación tendrá un factor de uso de 95%<sup>11</sup> y un factor de planta de 90% (CFE Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación, 2007) (RETScreen(R) Internacional, 2005).

En primer lugar se valora, mediante indicadores de decisión, elaborados en este trabajo, si conviene realizar estudios de pre factibilidad o factibilidad. Una vez que se ha determinado la conveniencia del mismo, se evalúan las alternativas comerciales y se determina cuál es el sistema más conveniente para generar energía eléctrica. Con esto y utilizando RETScreen se realiza el análisis descrito en el apartado 2.1.7.3 Generalidades sobre RETScreen.

### 3.3.2 Evaluación mediante indicadores de decisión

Los indicadores de decisión han sido elaborados para conocer la pre factibilidad de un proyecto de acuerdo al flujo de gas y a su poder calorífico, cuyo producto es el flujo de energía. Para nuestro ejemplo se desconocen estos dos valores pero se conoce su

---

<sup>11</sup> 8,322 horas al año.



producto, por lo que se procedió a encontrar una combinación de ellos cuyo producto sea un valor cercano a 478 GJ/h.

### 3.3.3 Evaluación de alternativas comerciales

La evaluación de las alternativas comerciales se realizó utilizando el algoritmo mostrado en el apartado 4.3.2. Tal como ahí se indica, es necesario corregir el rendimiento calórico de los equipos a las condiciones de sitio del proyecto. En la Tabla 11 se muestran las condiciones climatológicas de la Ciudad de México, así como el factor de corrección calculado con el apéndice “Corrección de rendimiento calórico a condiciones de sitio”.

**Tabla 11 Condiciones del sitio de ubicación de sistema de generación de energía eléctrica**

Ubicación	Ciudad de México	Factor de corrección estimado
Temperatura ambiente	18 °C	0.864
Altitud	2240 msnm	0.996
Humedad [kg H <sub>2</sub> O/kg aire seco]	0.0026	1.005
Factor de corrección global	-	<b>0.865</b>

### 3.3.4 Análisis de generación de energía

Se utiliza la hoja de cálculo “Modelo de Energía” del software RETScreen, al cual es necesario alimentar el tipo de sistema de generación de potencia eléctrica, la capacidad de generación, el rendimiento calórico del sistema; y en caso de tratarse de un sistema de ciclo combinado, también se debe alimentar la eficiencia de recuperación de calor, la presión de operación y de escape de la turbina a vapor, así como su eficiencia, y la temperatura de retorno.



## METODOLOGÍA

Con base en datos típicos reportados en el Manual de RETScreen, se parte de los supuestos<sup>12</sup> citados en la Tabla 12 (RetScreen International).

**Tabla 12 Suposiciones del modelo de generación de energía**

Sistema de generación	Ciclo combinado
Modelo de turbina a gas	Alstom GTX100
Capacidad de generación	43,000 kW
Rendimiento calórico a condiciones de sitio	11,237 kJ/kWh
Eficiencia de recuperación de calor	65%
Presión de operación	46 bar
Presión de escape de turbina a vapor	11.3 bar
Eficiencia de la turbina a vapor	70%
Temperatura de retorno	70°C

### 3.3.5 Análisis de costos

Una vez que se ha determinado la rentabilidad del caso propuesto mediante un estudio de pre factibilidad, es necesario realizar estudios de factibilidad. Estos son propios de proyectos a gran escala. Generalmente los estudios de factibilidad incluyen aspectos tales como la inspección del sitio, evaluación de recursos, evaluación de impacto ambiental, diseño preliminar, estimación detallada de costos, estudio de la línea base y monitoreo de gases de efecto invernadero, preparación de informes finales, entre otros. El costo de los estudios de factibilidad suele representar del 1% al 5% del costo total del proyecto. Para proyectos pequeños no es justificable realizar un estudio detallado de los costos, en estos casos es recomendable ir directamente a la etapa de ingeniería (combinando algunos pasos de la factibilidad y de desarrollo). En algunos casos no se requiere realizar estudios de viabilidad y sólo se necesita pedir una propuesta al proveedor de acuerdo a las características deseadas del proyecto.

<sup>12</sup> Su fundamento esta explicado en la sección “Modelo de generación de energía eléctrica”



Los costos se han calculado a partir de las ecuaciones de costos presentadas en la sección 4.2.2 y 4.2.3, y de los datos del anexo “Costos iniciales de referencia”.

No se considera el costo del combustible debido a que el proyecto sustantivo es el tratamiento de residuos sólidos urbanos con tecnologías térmicas, y como consecuencia se genera un combustible que puede ser utilizado para generar energía eléctrica.

### 3.3.6 Análisis de emisiones

Para realizar el análisis de emisiones se debe contar con el factor de emisión del gas de síntesis. Debido a que la composición de los residuos es muy variable de una localidad a otra, es difícil establecer con precisión el valor energético de los mismos y en consecuencia, es complicado establecer las emisiones de gases de efecto invernadero por unidad eléctrica generada por la gasificación de los residuos sólidos. El documento “Thermie Atlas Project Report” da un valor de 0.114 tCO<sub>2</sub>/MWh para un sistema de gasificación con generación de electricidad comparado con la disposición de los residuos gasificables (plástico textiles, compuestos combustibles de metal) en un relleno sanitario, suponiendo que ocurre una biodegradación lenta y se forma una cantidad mínima de biogás (Murphy, y otros, 2004).

RETSscreen recomienda algunos valores para realizar el análisis de emisiones, esto de acuerdo a la experiencia en el desarrollo de proyectos MDL. La Tabla 13 muestra los valores recomendados usados para el análisis de emisiones.

**Tabla 13 Valores recomendados para el análisis de emisiones**

<b>Tipo de combustible</b>	Promedio de combustibles
<b>Factor de emisión de GEI</b>	0.500 tCO <sub>2</sub> /MWh
<b>Pérdidas en transporte y distribución</b>	8% de la electricidad exportada a la red
<b>Derechos de transacción por créditos</b>	5% de la reducción total de emisiones



## METODOLOGÍA

---

RETScreen incluye el factor de emisión eléctrico del año 2005 para varios países y diversos tipos de combustibles. Estos factores no incluyen las pérdidas por transmisión y distribución de la electricidad. Los factores de emisión de GEI cambian año con año y de un combustible a otro. Para realizar un análisis preciso es necesario contar con la información más reciente. Sin embargo, cuando no se cuenta con ella, conviene usar los valores proporcionados por RETScreen.

El modelo proporciona el factor de emisión de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O, el cual representa la masa de GEI emitida por una unidad de energía generada. Los factores de emisión cambian para cada tipo y calidad de combustible; también para cada tipo y tamaño de planta de generación. Los valores por defecto son los representativos para las grandes centrales eléctricas que alimentan a una red eléctrica nacional.

Es necesario proporcionar a RETScreen el porcentaje de pérdidas de electricidad por transmisión y distribución tanto del sistema de referencia como del caso propuesto. Este factor debe incluir todas las mermas entre la planta de generación y el usuario final. Este valor depende del voltaje en las líneas de transmisión, la distancia entre el sitio de producción de energía y el punto y el pico de consumo, de energía. Así como el tipo y calidad de las líneas de transmisión. Como un primer estimado, es razonable suponer que las pérdidas son de 6% a 10% en redes eléctricas modernas de países industrializados; y que para países en vías de desarrollo, las pérdidas se encuentran entre 10% y 20%. Para nuestro caso se ha supuesto que las pérdidas son de 8%, lo cual puede ser bastante conservador.

Cuando se realiza un proyecto que reduce la emisión de gases de efecto invernadero, y se quieren obtener ingresos por ello, una parte de los ingresos se deben destinar como pago por derechos de transacción al organismo acreditador.

Para proyectos MDL se suele destinar un 2% de los CERs generados a fondos para la adaptación del cambio climático. Además, la Junta Ejecutiva de MDL así como la Entidad Nacional Asignada reciben un porcentaje de estos créditos por concepto de gastos administrativos.



### 3.3.7 Análisis financiero

El análisis financiero permite conocer el valor de ciertos indicadores clave para decidir si continuar con el proyecto o si se debe detener. Para ello es necesario considerar, además de los costos propios del proyecto, los parámetros citados en la Tabla 14.

Tabla 14 Parámetros financieros

General		
Tasa de escalamiento de combustibles	%	2.5
Tasa de inflación	%	6
Tasa de descuento	%	15
Tiempo de evaluación del proyecto	año	10
Finanzas		
Relación de deuda	%	50
Tasa de interés de deuda	%	8.00
Análisis de impuesto a la renta		
Tasa efectiva del impuesto a la renta	%	28%
Método de depreciación		Línea recta
Base tributaria de depreciación	%	100
Periodo de depreciación	año	1
Renta anual		
Tarifa de exportación de electricidad	\$/MWh	67.94
Tasa de escalamiento de exportación de electricidad	%	0.05
Tasa de crédito por reducción de GEI	\$/tCO <sub>2</sub>	16

La tasa de escalamiento de combustibles es el promedio anual proyectado del incremento del costo del combustible para el caso base y el caso propuesto durante el periodo de evaluación del proyecto. Esto permite aplicar la tasa de inflación del combustible, la cual puede ser distinta a la inflación general. Por ejemplo, en América del Norte, a largo plazo se espera que los combustibles varíen de 0 a 5%, siendo 2 y 3% los valores más comunes.



## METODOLOGÍA

La inflación es la tasa de crecimiento promedio de un período a otro de los precios de una canasta de bienes y servicios (Banco de México, ND).

Si se supone que la inflación seguirá una tendencia similar a la de los últimos 6 años en los siguientes 10 años, entonces se podría tomar como inflación promedio 4.5. Aunque una consideración menos conservadora es tomar como valor base un valor cercano al máximo registrado desde 2003 hasta 2009 (Figura 20), este valor es 6%.

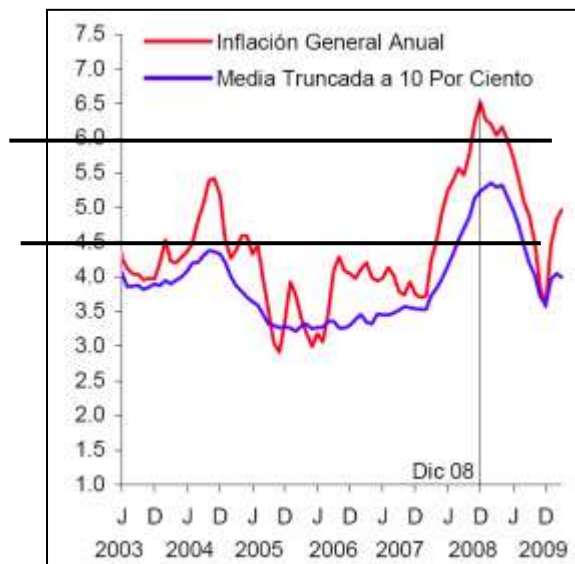


Figura 20 Inflación anual de 2003 a 2009 (Banco de México, 2010)

De acuerdo a los “Lineamientos para la Elaboración y presentación de los Análisis Costo y Beneficio de los Programas y Proyectos de Inversión” de la SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 2008), la tasa de descuento recomendada es de 12%. Según la consultora “Fondos Mexicanos de Inversión (Fondos Mexicanos. Distribuidora de Fondos de Inversión, 2009), un inversionista con perfil de riesgo medio puede tener rendimientos desde 4.5% hasta 20.5%, siendo el rango más común 10% a 13%. Considerando que la tasa de descuento es la tasa mínima de retorno que un inversionista espera de su inversión, y que invertir su dinero en un proyecto de este tipo puede ser más riesgoso que si lo colocará en un fondo de inversión, es necesario agregar a la tasa de descuento un premio al riesgo. Por tanto, si el capital se dispusiera en un fondo de inversión con rendimiento de 13%, la tasa de retorno mínima atractiva



## METODOLOGÍA

---

de este proyecto sería de 13% más el premio al riesgo, que para efectos de este trabajo, arbitrariamente se fija en 2%; por tanto la tasa de descuento es de 15%.

El periodo de evaluación del proyecto se fija en 10 años, debido a que se considera que es el periodo sobre el cual se puede tener mayor seguridad de que los supuestos seguirán siendo válidos.

La relación de deuda es la proporción entre el financiamiento del proyecto y el capital proporcionado por un inversionista. Para nuestro caso se ha fijado en 50%, esto quiere decir que se espera que 50% de la inversión se obtenga mediante algún financiamiento y el otro 50% sea capital privado. Arbitrariamente se ha fijado la tasa de interés en 8% anual.

La Ley del Impuesto Sobre la Renta señala en su artículo 10 que las personas morales deberán calcular el impuesto sobre la renta, aplicando al resultado fiscal obtenido en el ejercicio la tasa del 28%. La misma ley, en el artículo 40 fracción XII, indica que toda la maquinaria y equipos usados para generar energía proveniente de fuentes renovables se les aplicará 100 de depreciación en un solo ejercicio (CÁMARA DE DIPUTADOS DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN, 2010).

El precio de la electricidad en la zona centro del país, a Abril de 2010, es de 0.8832 MX\$/kWh<sup>13</sup>. En México, la venta de electricidad corresponde únicamente a la Comisión Federal de Electricidad (CÁMARA DE DIPUTADOS DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN, 1975 (09-04-2012)), que es un monopolio estatal, por lo que el precio de venta depende en gran medida de las políticas del Estado, debido a esto se tiene gran incertidumbre respecto al precio de referencia durante el periodo de evaluación. De manera conservadora, se supone que la tasa de escalamiento de exportación de electricidad es de 0.5% anual.

Debido a que el proyecto cuenta con una importante reducción de emisiones, sería conveniente inscribirlo como proyecto MDL. Suponiendo que los bonos de carbono se

---

<sup>13</sup> 67.94 \$/MWh, 1 \$ = 13 MX\$





## METODOLOGÍA

vendieran en el mercado Europeo, European Climate Exchange, se hace un breve análisis del comportamiento durante los tres últimos años de los precios de los certificados de reducción de emisiones (Figura 21, Figura 22, Figura 23) (European Climate Exchange, 2010).

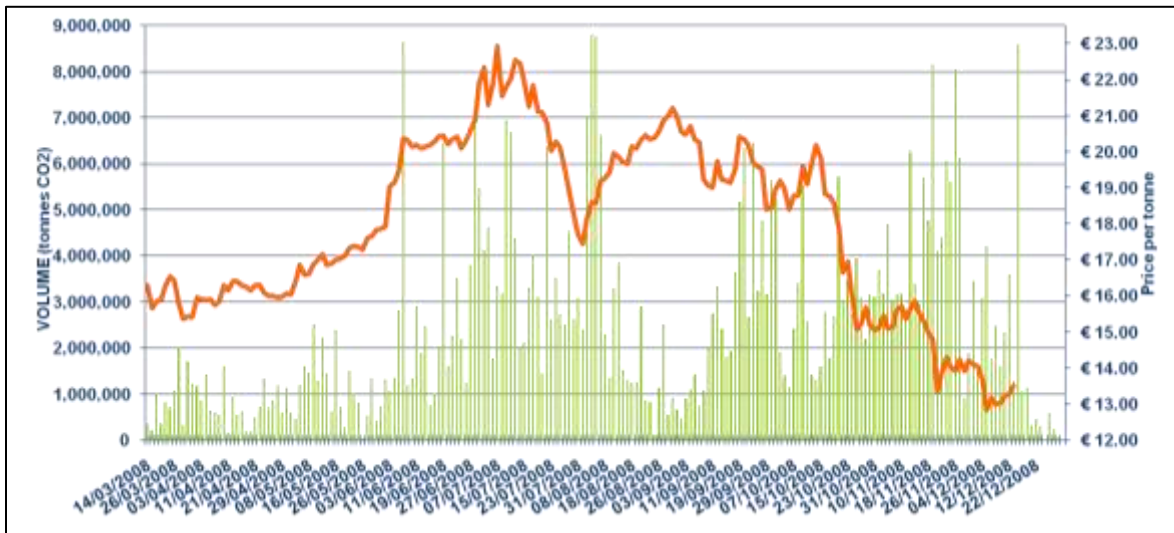


Figura 21 ECX CER Contratos a Futuro: Precio y Volumen a 2008

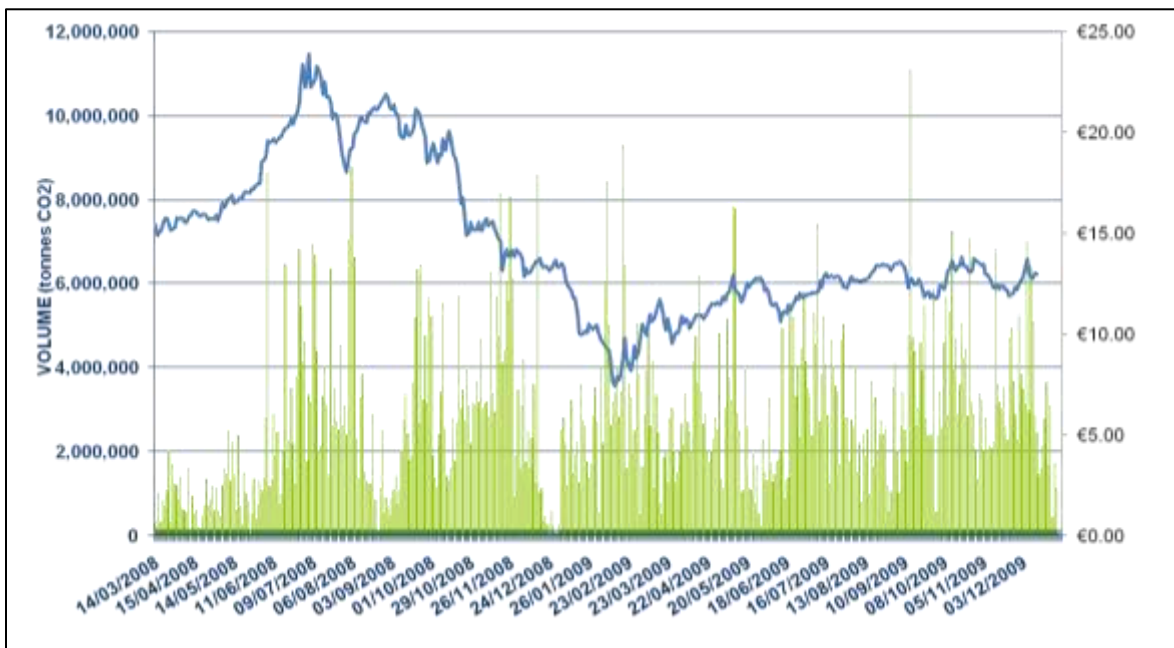


Figura 22 ECX CER Contratos a Futuro: Precio y Volumen a 2009



## METODOLOGÍA

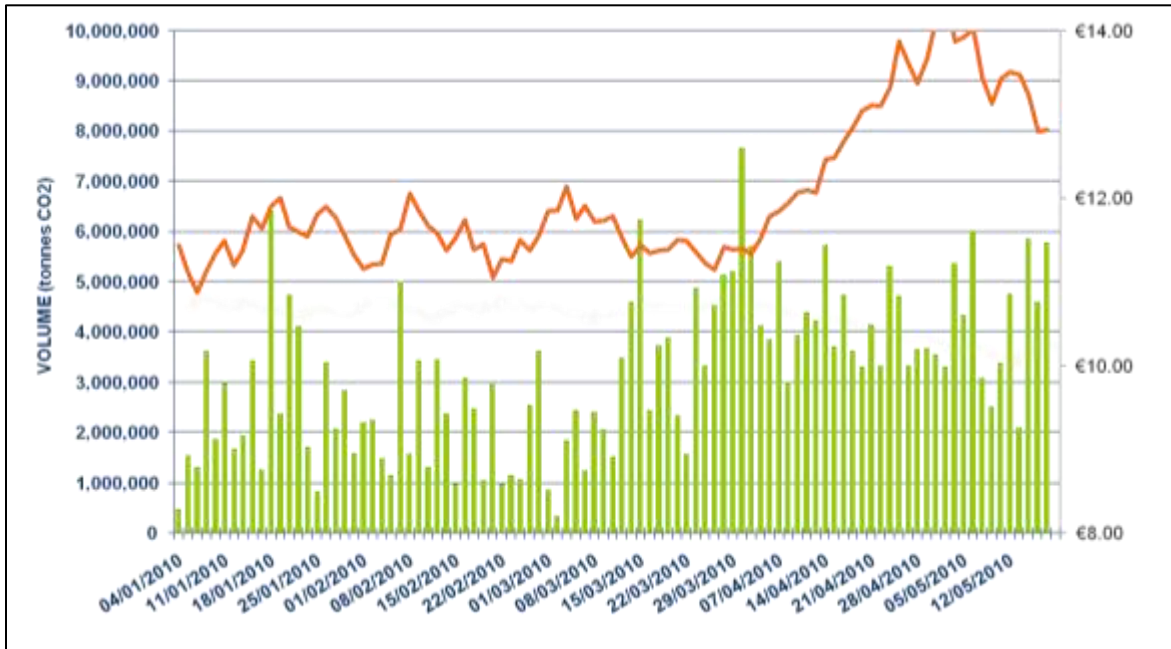


Figura 23 ECX CER Contratos a Futuro: Precio y Volumen a 2010

El valor mínimo de los Certificados de Reducción de Emisiones (CER) durante los tres últimos años fue de 7.39 euros (10.27 dólares<sup>14</sup>) y el más alto de 22.94 euros (33.57 dólares). De acuerdo al resumen de la Tabla 15, el promedio de venta de los CERs es casi el mismo para el año 2009 y 2010, y la desviación de los precios de venta respecto al promedio es relativamente baja.

Tabla 15 Precio CERs - European Climate Exchange en USD (European Climate Exchange, 2010)

	Mínimo	Máximo	Promedio	Desviación
<b>2008</b>	\$ 18.76	\$ 33.57	\$ 26.27	13.7%
<b>2009</b>	\$ 10.27	\$ 19.20	\$ 16.41	11.6%
<b>2010</b>	\$ 14.70	\$ 19.52	\$ 16.24	7.6%

Para efectos de este estudio se toma como precio de venta \$16.00, y para el análisis de riesgo, se toma que la variación es de 12%.

<sup>14</sup> Tipo de cambio Euro/Dólar: 2008 – 0.6834 €/€; 2009 – 0.7198 €/€; 2010 – 0.7403€/€;



### 3.3.8 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad muestra el impacto sobre los indicadores de viabilidad económica (VPN, TIR, y recuperación de capital) cuando dos parámetros cambian al mismo tiempo.

La Figura 24 muestra los parámetros que se pueden analizar y los indicadores sobre los que se puede realizar el análisis con el software RETScreen. Para el presente análisis se estudia el impacto cuando varían hasta 25% dos parámetros del proyecto (celdas amarillas), aceptando una TIR mínima de 15% sobre capital.

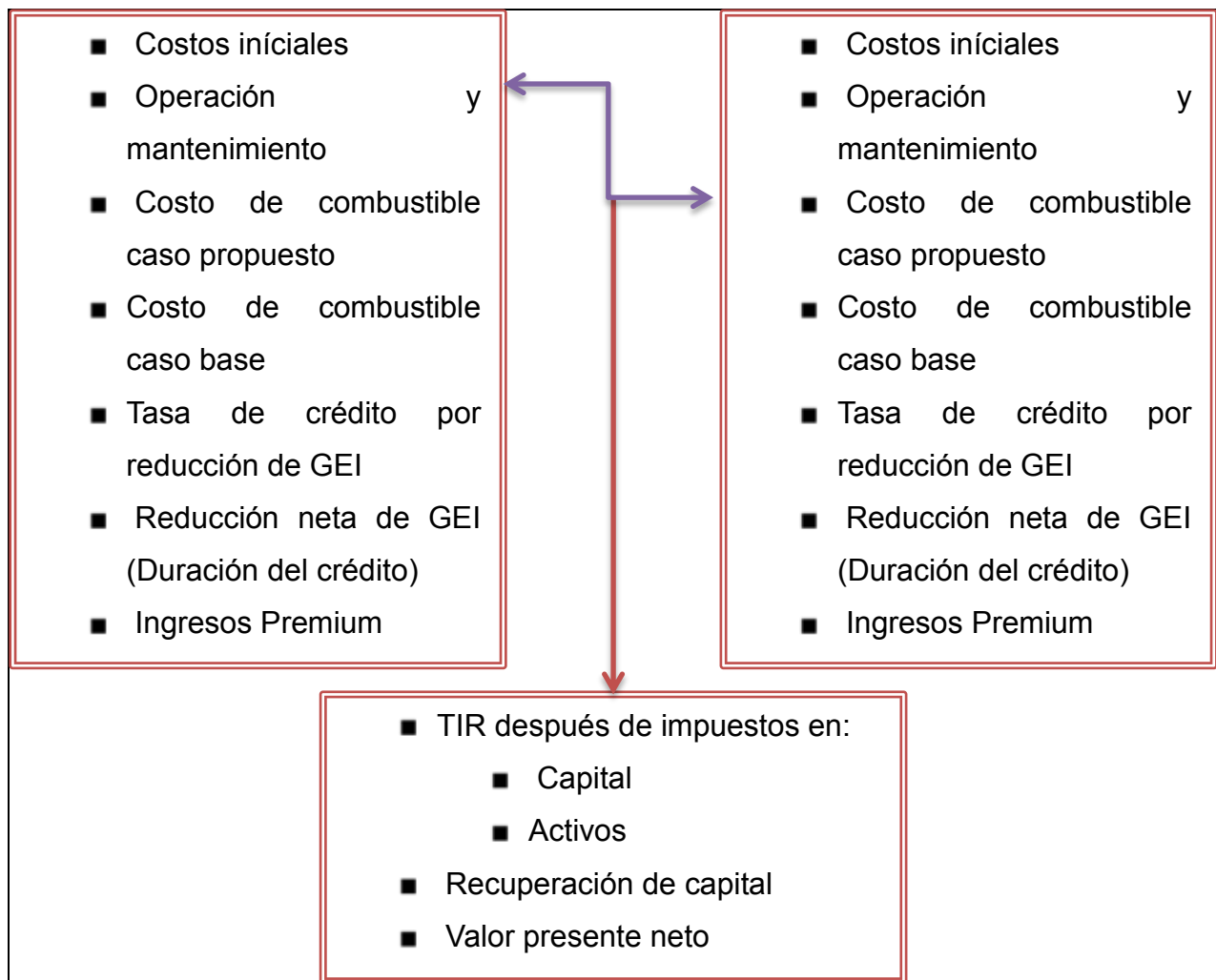


Figura 24 Análisis de sensibilidad



**3.3.9 Análisis de riesgo**

El análisis de riesgo permite conocer el impacto sobre los indicadores financieros cuando se tiene cierta incertidumbre en los parámetros que definen al proyecto.

RETScreen realiza el análisis utilizando una simulación Monte Carlo que incluye 500 combinaciones posibles de las variables especificadas, y como resultado se obtienen 500 valores de TIR antes y después de impuestos, tiempo de recuperación de capital, y del VPN.

La Tabla 16 muestra los parámetros sobre los que se realiza el análisis de riesgo. La columna valor contiene los valores originales de cada parámetro, y la columna muestra el porcentaje de variación que representa el nivel de incertidumbre que se tiene de cada parámetro.

**Tabla 16 Parámetros del análisis de riesgo**

Efectúe análisis sobre	TIR después de impuestos - capital				
Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	\$	79,468,719	20%	63,574,976	95,362,463
Operación y Mantenimiento	\$	2,583,935	20%	2,067,148	3,100,722
Tarifa de exportación de electricidad	\$/MWh	67.94	30%	47.56	88.32
Tasa crédito reducción de GEI	\$/tCO <sub>2</sub>	16.00	12%	14.08	17.92
Reducción neta GEI - duración del crédito	tCO <sub>2</sub>	355,517	15%	302,189	408,844
Relación de deuda	%	50%	40%	30%	70%
Tasa de interés de la deuda	%	8.00%	30%	5.60%	10.40%
Duración de deuda	año	5	20%	4	6

La variación de los costos iniciales y de los costos de operación y mantenimiento es de hasta 20%

El precio de venta de electricidad está regulado por la CFE y depende mucho de las políticas gubernamentales, por lo que se tiene una alta incertidumbre sobre la tarifa de electricidad. No está dentro del alcance de este trabajo determinar el valor de incertidumbre, y arbitrariamente se le ha asignado un valor de 30%.



## METODOLOGÍA

---

En la Tabla 15 se muestra la variación que ha tenido el precio de los Certificados de Reducción de emisiones en el mercado Europeo, que para los tres últimos años ha sido de alrededor de 12% sobre 16 dólares.

En cuanto a las emisiones reducidas, se asigna un valor de 15% de incertidumbre, debido a que la reducción de GEI está condicionada por las características del proyecto y por el sistema de generación de referencia.

A la relación de deuda se le otorga un valor de 40% de variación, esto porque el apalancamiento del proyecto depende mucho de la estrategia de financiamiento y es un valor que se establece en la etapa de desarrollo. Generalmente el nivel de apalancamiento va desde 30 hasta 70%. Los valores de incertidumbre para la tasa y tiempo de deuda se han asignado arbitrariamente.



---

## 4 PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

---

### 4.1 Criterios para la selección de máquinas térmicas para la generación de energía a partir de biogás/syngas.

---

Los principales criterios que se deben considerar para elegir la maquina térmica más adecuada para un proyecto de generación de energía eléctrica son:

1. Eficiencia bruta
2. Costo de inversión, \$USD/MW
3. Costo de operación y mantenimiento, \$USD/MWh
4. Energía necesaria para usos propios %
5. Vida Útil
6. Consumo de Agua
7. Tipo de Demanda
8. Capacidad de la planta

#### 4.1.1 Eficiencia bruta o rendimiento calórico

La eficiencia bruta es la relación entre la energía de salida del sistema de generación respecto a la energía suministrada por el combustible (Figura 25). Otra forma de expresar la eficiencia de generación de energía y que es ampliamente utilizado en la industria, es el rendimiento calórico, que se define como cantidad de energía, expresado en kJ o BTU, que entra al sistema de generación para producir un kWh de electricidad.



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

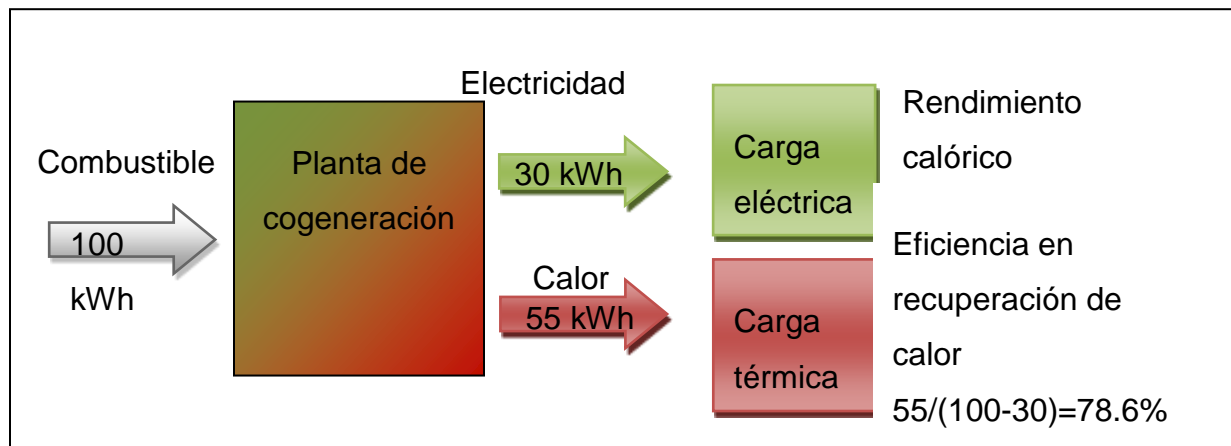


Figura 25 Ejemplo de rendimiento calórico y eficiencia en recuperación de calor

El rendimiento calórico<sup>15</sup> suele ser expresado a 60°C, 1 atm y 60% de humedad relativa, que son las condiciones estándar para la industria del gas (Kidnay, y otros, 2006) y que son aceptadas por la International Standards Organization (ISO). El rendimiento calórico se debe corregir a las condiciones del sitio donde se encuentra el sistema de generación de energía eléctrica, es decir, con base en la temperatura, altitud y humedad.

Para facilitar los cálculos de corrección del rendimiento calórico a condiciones de sitio, se anexan graficas muestran los factores de corrección para distintas altitudes, temperaturas y humedades relativas (Ver Corrección de rendimiento calórico a condiciones de sitio)

### 4.1.2 Costo de inversión

Las plantas generadoras presentan diferentes costos de inversión entre sí, siendo las plantas termoeléctricas basadas en el ciclo Rankine las de mayor inversión. Este parámetro es un importante criterio, ya que se encuentra relacionado directamente con la tasa de rentabilidad del proyecto. Este costo se presenta por cada Megawatt instalado, siendo comparable entre las distintas configuraciones de plantas de generación.

<sup>15</sup> Para calcular el rendimiento calórico en unidades de kJ/kWh, el consumo de combustible en kWh se multiplica por 3,600 kJ/kWh, y para calcular el rendimiento calórico en unidades de Btu/kWh, el consumo de combustible se multiplica por 3,412 Btu/kWh



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

---

Este costo considera los equipos, los materiales de la instalación, los fletes, los seguros, aranceles y derechos, la ingeniería, supervisión y dirección, la construcción, la instalación y pruebas<sup>16</sup>.

### 4.1.3 Costo de generación de energía eléctrica

Este costo representa los costos de operación y mantenimiento de la planta generadora, así como el costo del combustible, lubricantes, agua, y costo del respaldo de la red. La comparación de las plantas generadoras con respecto a este costo es factible ya que el costo se encuentra referido a cada Megawatt-hora generado. El costo de generación que se requiere en la planta generadora a seleccionar debe ser por lo menos igual o menor a los costos de generación de energía de las plantas termoeléctricas actuales de la Comisión Federal de Electricidad<sup>17</sup>.

### 4.1.4 Usos propios

Los usos propios de las plantas generadoras es la energía necesaria a utilizar en el proceso de generación de potencia eléctrica. Esto es la energía que se invierte en bombeo de agua de alimentación a calderas, en la circulación de agua de enfriamiento, sistemas de compresión de aire, sistemas de lubricación, accionamiento de ventiladores en torres de enfriamiento, y accionamiento de equipo auxiliar en general. La energía invertida en estos equipos es energía eléctrica y/o mecánica proveniente de la energía generada por la misma planta. La resta de la energía invertida en usos propios a la energía generada total da lugar a la energía generada neta y a su vez a la eficiencia neta. Los usos propios deben ser lo más bajos posibles para que la eficiencia neta de la planta se mantenga en valores altos.

---

<sup>16</sup> Como referencia de costos, se anexan graficas que permiten calcular el costo del equipo y de su instalación para distintas maquinas térmicas.

<sup>17</sup> Revisar anexo costos de operación y mantenimiento





### 4.1.5 Vida útil

Es el periodo de operación eficiente para el cual ha sido diseñada la planta generadora. Una planta con un tiempo de vida mayor bajo una operación eficiente brinda un mayor valor a la inversión.

De acuerdo al documento “Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos en el sector eléctrico” la vida útil promedio de un motor de combustión interna, una turbina a gas, una turbina a vapor y de un ciclo combinado son las citadas en la Tabla 17.

**Tabla 17 Vida útil de máquinas térmicas**

Maquinas térmica	Vida útil [años]
Turbina a gas	30
Motor de combustión interna	25
Turbina vapor	30
Ciclo combinado	30

### 4.1.6 Consumo de agua

El agua es uno de los principales elementos de las plantas para producir electricidad. El consumo de agua varía con respecto a la pérdida del fluido de trabajo de la planta y a la necesidad de enfriamiento del sistema de generación de energía. Existen centrales de generación en donde el consumo de agua es mínimo, como en las centrales turbogás y de motores de combustión interna donde sólo existe consumo para servicios del personal, para el sistema contra incendios y riego de áreas verdes. En centrales con motores de combustión interna es necesario un consumo mínimo de agua para enfriamiento. Sin embargo, las centrales a base del ciclo Rankine necesitan tanto agua como fluido de trabajo, para reponer las pérdidas en el ciclo termodinámico, y agua de enfriamiento para la condensación del vapor.<sup>18</sup>

---

<sup>18</sup> Para estimar el consumo de agua se anexan tablas que permiten calcular el consumo aproximado de agua para varias configuraciones de sistemas de generación de energía eléctrica.



### 4.1.7 Tipo de demanda y factor de carga

La demanda eléctrica se clasifica en demanda máxima y demanda media operativa. La demanda máxima es la potencia eléctrica máxima requerida a suministrar en un instante dado en MW. La demanda media operativa es la energía necesaria en MWh en el año dividida entre el número de horas del año. Es necesario conocer las demandas máximas de energía eléctrica así como la demanda media operativa con el fin de obtener un factor de carga medio anual del conjunto de los usuarios de la energía eléctrica. El factor de carga es la relación entre la demanda media operativa y la demanda máxima.

Uno de los criterios para seleccionar una planta generadora es a través de su factor de planta y el tipo de demanda bajo la cual estará operando. De esta manera las plantas generadoras se dividen en tres grupos: Plantas de Carga Base, Plantas de Carga Intermedia y Plantas de Carga de Punta.

Las Plantas de Carga Base son aquellas con más de 5,000 horas de operación por año. En esta clasificación se encuentran las plantas Nucleares, las plantas de ciclo combinado de gran capacidad, las carboeléctricas, las de ciclo Rankine con recalentamiento y regenerativas, y las hidroeléctricas de ríos corrientes.

Las Plantas de Carga Intermedia son aquellas que operan entre 2,000 y 5,000 horas al año. Su operación está condicionada a un horario determinado, apagando cuando la demanda es baja y en fines de semana. Las plantas generadoras que se encuentran en esta clasificación son los Ciclos Combinados de mediana capacidad y plantas de ciclo Rankine de baja eficiencia (sin recalentamiento y sin regeneración).

Las plantas de Carga de Punta son aquellas con menos de 2,000 horas de operación al año, de tal forma que su operación es intermitente e inclusive pueden arrancar y para varias veces al día. Las plantas que pueden trabajar bajo este régimen son los motores de combustión interna, las plantas turbogas (turbinas de gas), las plantas viejas de ciclo Rankine y las hidroeléctricas con almacenamiento de agua.



Las plantas que pueden operar bajo Cargas de Punta pueden responder mejor a variaciones en la demanda durante el día, al igual que pueden operar bajo factores de planta relativos a las plantas de Carga Base (CFE Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación, 2007).

### **4.1.8 Factor de planta**

El factor de planta es la relación de la carga promedio de la unidad generadora en un periodo determinado y su capacidad máxima efectiva (nominal). Se debe asegurar que con la capacidad seleccionada el factor de planta de la configuración de la planta generadora sea menor por pocas unidades o igual al factor de carga. Es recomendable que la central generadora a instalar trabaje bajo un factor de planta cercano a 80%, lo que reflejaría una operación eficiente de la planta.

Para proyectos de generación de energía eléctrica a partir de gas de síntesis o biogás la disponibilidad del combustible generalmente es limitada, ya que depende de la cantidad de RSU tratados con los cuales se produce el combustible. Tomando en cuenta el flujo mínimo del combustible disponible, se recomienda que el factor de planta sea de 90% (ver Figura 61 Factor de planta teórico).

### **4.1.9 Capacidad de planta**

La capacidad de la planta dependerá de la demanda máxima coincidente del sistema interconectado al cual se le distribuirá la energía eléctrica. Esta demanda es la máxima que se presentaría en el sistema eléctrico interconectado durante un cierto periodo, y será menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes de las áreas que conforman el sistema eléctrico. A su vez la capacidad de la planta dependerá de la disponibilidad del gas de síntesis, su poder calorífico y su flujo máximo de alimentación a la planta generadora.



## 4.2 Valores de criterios para la evaluación de alternativas de generación de energía eléctrica

Los criterios que se han establecido deben ser comparables entre sí por medio de una ponderación de cada uno de ellos. A continuación se describen las consideraciones para realizar dicha ponderación.

### 4.2.1 Eficiencia bruta o rendimiento calórico

La Figura 26, Figura 27, Figura 28, Figura 29, Figura 30 y Figura 31 proporcionan un promedio del rendimiento calórico a condiciones estándar de 15°C, 1 atm y 60% de humedad relativa para distintos sistemas de generación de electricidad. Las figuras muestran el rendimiento calórico con base en gas natural para poder calorífico inferior. El rendimiento calórico normalmente varía sobre el rango de operación de los equipos y esto se debe tomar en cuenta si el equipo opera a su máxima capacidad para la mayor parte del año.

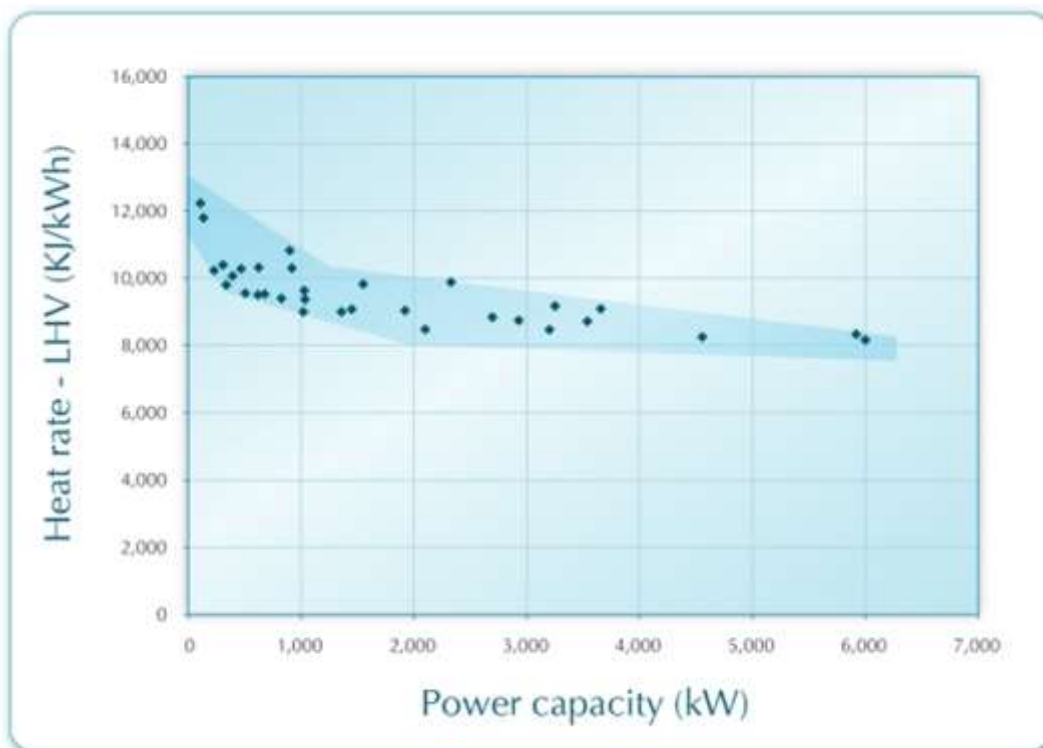


Figura 26 Rendimiento calórico para motores de combustión interna con capacidad menor a 6 MW



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

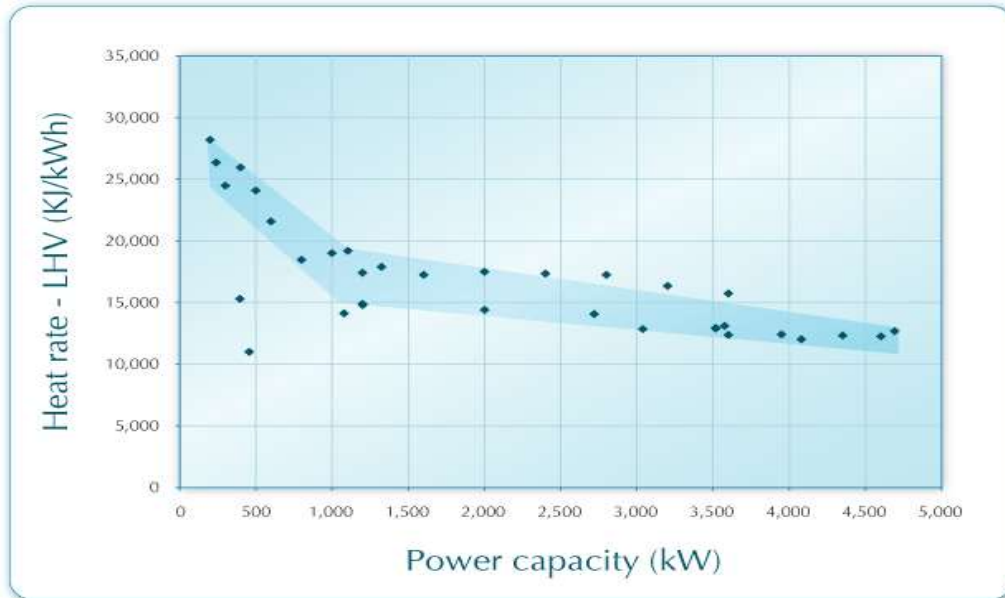


Figura 27 Rendimiento calórico para turbinas a gas con capacidad menor a 5 MW

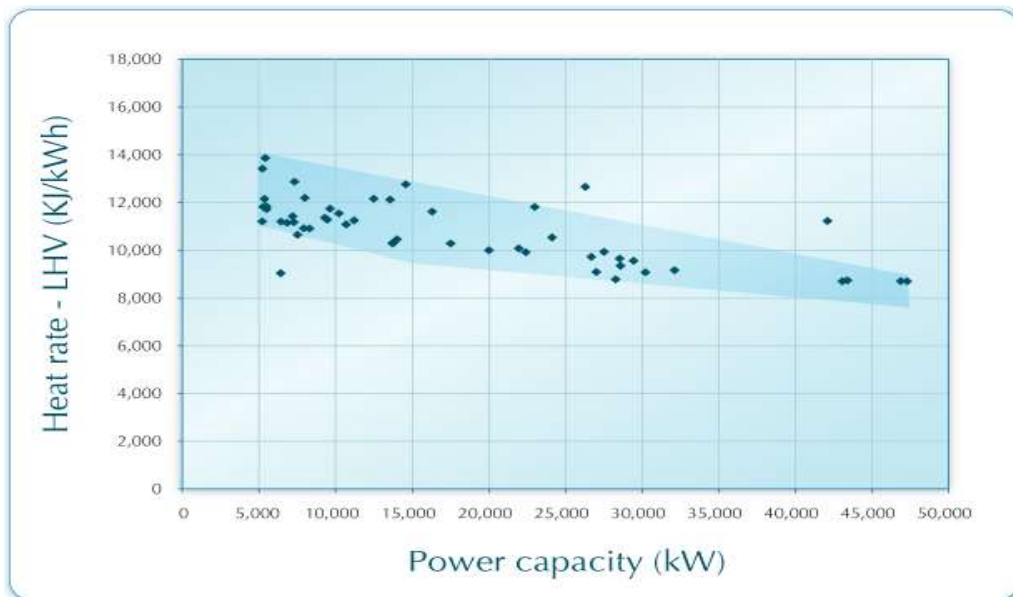


Figura 28 Rendimiento calórico para turbinas a gas con capacidad entre 5 y 50 MW



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Figura 29 Rendimiento calórico para turbinas a gas con capacidad entre 50 y 300 MW

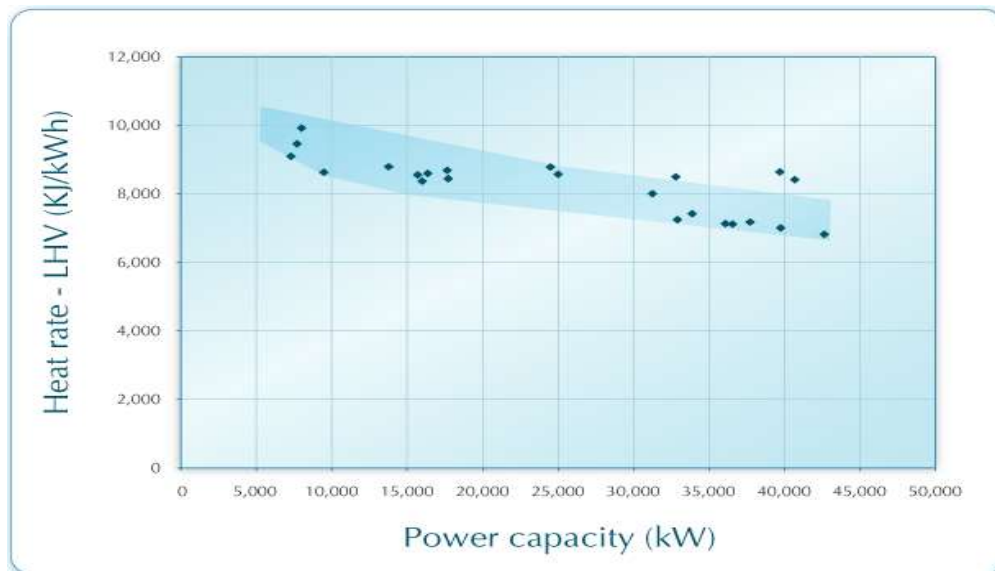


Figura 30 Rendimiento calórico para ciclos combinados con capacidad menor a 50 MW

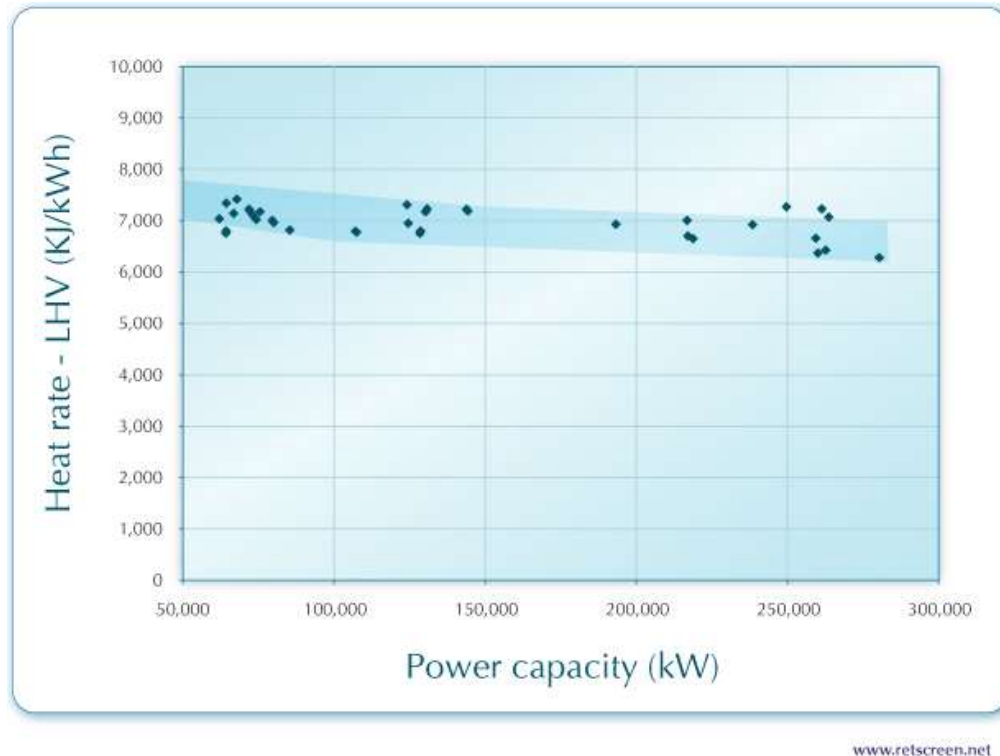


Figura 31 Rendimiento calórico para ciclos combinados con capacidad mayor o igual a 50 MW

#### 4.2.2 Costo de inversión

Para poder comparar los distintos sistemas de generación de energía en cuanto a costo de inversión, es necesario sólo tomar en cuenta el monto originado por las características propias de cada equipo. En nuestro caso, corresponde al costo del equipo principal y a su costo de instalación para cada uno de los sistemas de generación.

En la Figura 32, Figura 33, Figura 34 y Figura 35 se presentan gráficas para obtener costos de equipo y de instalación para diferentes máquinas térmicas<sup>19</sup>. Cada figura presenta un intervalo de costos según la capacidad del sistema, la precisión de estos costos se puede calcular con la Ecuación 25.

<sup>19</sup> El costo mostrado en las gráficas está expresado en dólares canadienses de 2006 (1 CAD = 0.86 USD). Las ecuaciones de costos que se dedujeron de estas gráficas fueron actualizadas a dólares americanos de enero de 2010.



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$$\text{Rango de precisión} = \frac{\text{Costo máximo} - \text{Costo mínimo}}{\text{Costo máximo} + \text{Costo mínimo}}$$

**Ecuación 25**

El costo de equipo principal para los motores y turbinas a gas se puede resumir con las ecuaciones presentadas en la Tabla 18. La Tabla 19 muestra los costos promedio de capacidad instalada de una turbina a vapor.

**Tabla 18 Ecuaciones de costo de inversión de equipo principal para maquinas térmicas<sup>20</sup>**

Sistema		Costo mínimo [USD/kW]	Costo máximo [USD/kW]
<b>Motor de combustión interna</b>		$4.048 \times 10^{-12} W^4 - 6.325 \times 10^{-08} W^3 + 3.630 \times 10^{-04} W^2 - 9.592 \times 10^{-01} W + 1.808 \times 10^03$	$2,794 e^{-1.5895 \times 10^{-4} W}$
<b>Turbina a gas</b>	<b>&lt;5 MW</b>	$-1.516 \times 10^{-8} W^3 + 1.9615 \times 10^{-4} W^2 - 10.031 \times 10^{-1} W + 3.150 \times 10^3$	$3,556 e^{-1.929 \times 10^{-4} W}$
	<b>5-50 MW</b>	$-8.122 \times 10^{-3} W + 1,258$	$-1.596 \times 10^{-2} W + 1,906$
	<b>50 -300 MW</b>	$-4.636 \times 10^{-14} W + 3.364 \times 10^{-08} W - 8.151 \times 10^{-03} W + 1,246$	$2.409 \times 10^{-19} W^4 - 2.227 \times 10^{-13} W^3 + 8.0725 \times 10^{-08} W^2 - 1.416 \times 10^{-02} W + 1.736 \times 10^3$

Donde el costo esta expresado USD/kW y W es la capacidad instalada expresada en kW.

<sup>20</sup> Estos costos han sido tomados de la base de datos de productos de RETScreen (RETScreen Product Database) y pueden ser usados como referencia cuando se solicita a un proveedor los precios de equipos y de instalación





## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

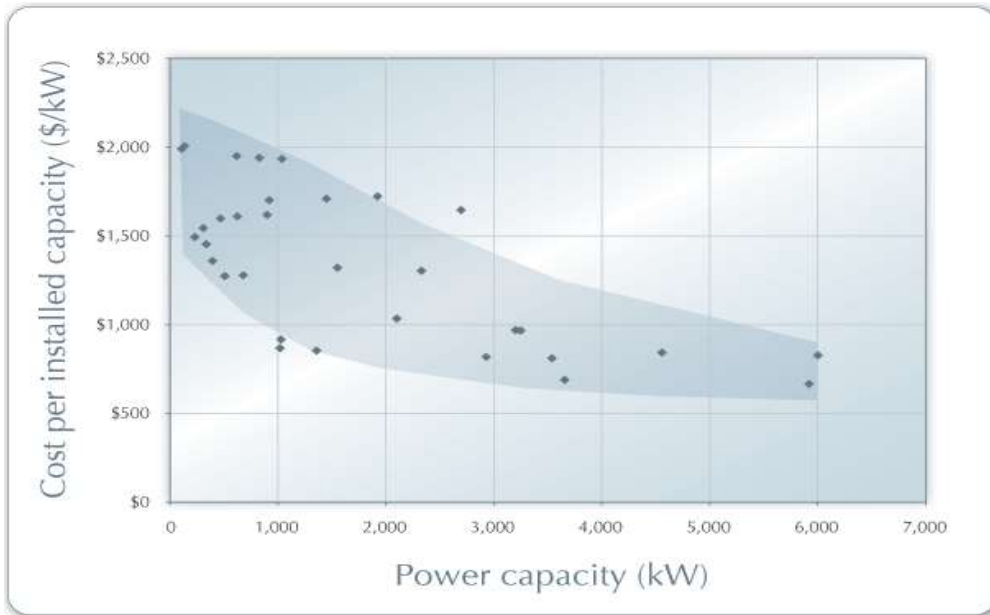


Figura 32 Costo de equipo y de instalación - Motor de combustión interna

www.retscreen.net

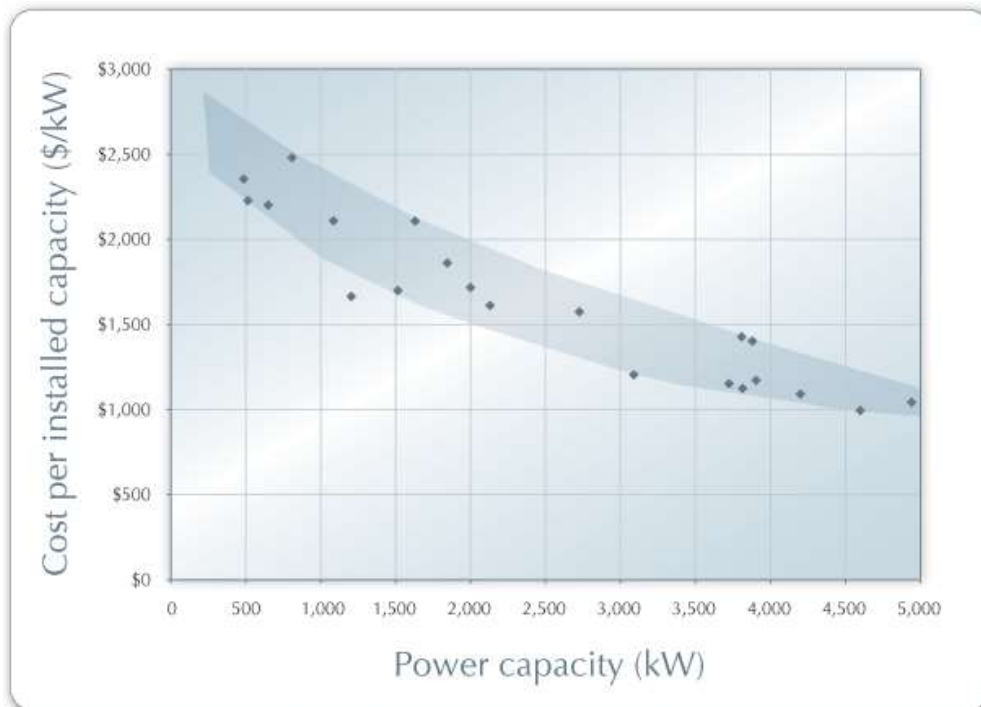


Figura 33 Costo de equipo y de instalación - Turbina a gas (<5MW)

www.retscreen.net

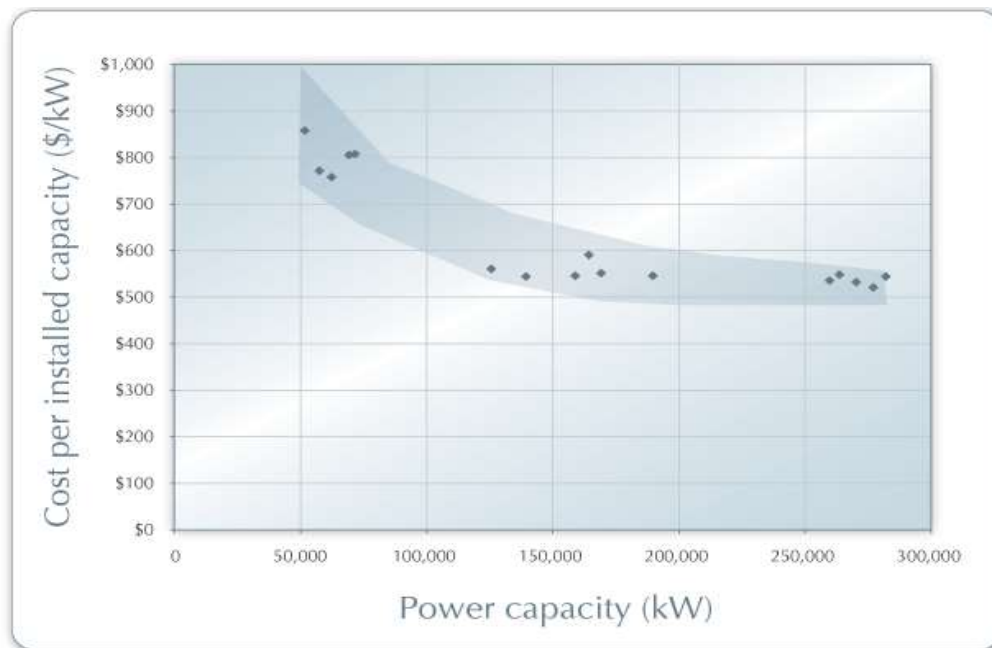


## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



[www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)

Figura 34 Costo de equipo y de instalación - Turbina a gas (5-50 MW)



[www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)

Figura 35 Costo de equipo y de instalación - Turbina a gas (50 - 300 MW)



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tabla 19 Datos de costos y operación de turbinas a vapor

Concepto para turbinas de tipo a contrapresión	Capacidad eléctrica [KW]		
	500	3,000	15,000
Costo de equipo [\$/kW]	576	340	314
Costo total de la instalación [\$/kW]	1,375	596	550
Flujo de vapor [kg/h]	9,761	57,204	204,300
Presión de operación [bar]	35.5	42.4	49.3
Temperatura de sobrecalentado [°C]	288	302	343
Contrapresión [bar]	4.4	11.3	11.3
Temp. a contrapresión en puerto [°C]	148	186	186
Eficiencia de la turbina	47%	65.8%	77.6%

Los costos están actualizados a dólares americanos a enero de 2010

### Ciclo combinado

Para este caso, el costo del sistema será la suma del costo de las turbinas a gas más el de la turbina a vapor.

#### 4.2.3 Costo de O&M

Las gráficas presentadas en la Figura 36, Figura 37, Figura 38 y Figura 39 se obtuvieron a partir de datos presentados en el documentos “Costos y Parámetros de Referencia para La Formulación de Proyectos en el Sector Eléctrico” (CFE Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación, 2007), los cuales son costos de distintos tipos de sistemas de generación, y están basados en proyectos realizados por la CFE. Las ecuaciones de la Tabla 20 corresponden a la correlación de estos datos.



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tabla 20 Costo de O&M para maquinas térmicas

Equipo de generación	Costo [USD/MWh]
Motor de combustión interna	$40.4345W^{-0.1997}$ $R^2 = 0.9369$
Turbina a gas	$-6.8748 \ln(W) + 44.9034$ $R^2 = 1$
Turbina a vapor	$1.6761 \times 10^{-4}W^2 - 0.10171W + 22.2$ $R^2 = 0.9845$
Ciclo combinado	$43.023W^{-0.33126}$ $R^2 = 0.9885$

Donde

El costo de operación y mantenimiento esta expresado en USD/MWh.

W es la capacidad del sistema de generación en MW.

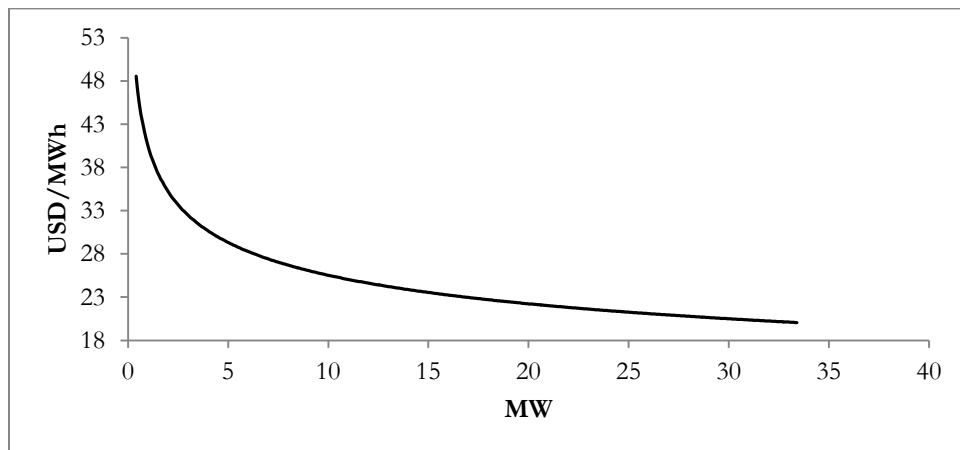
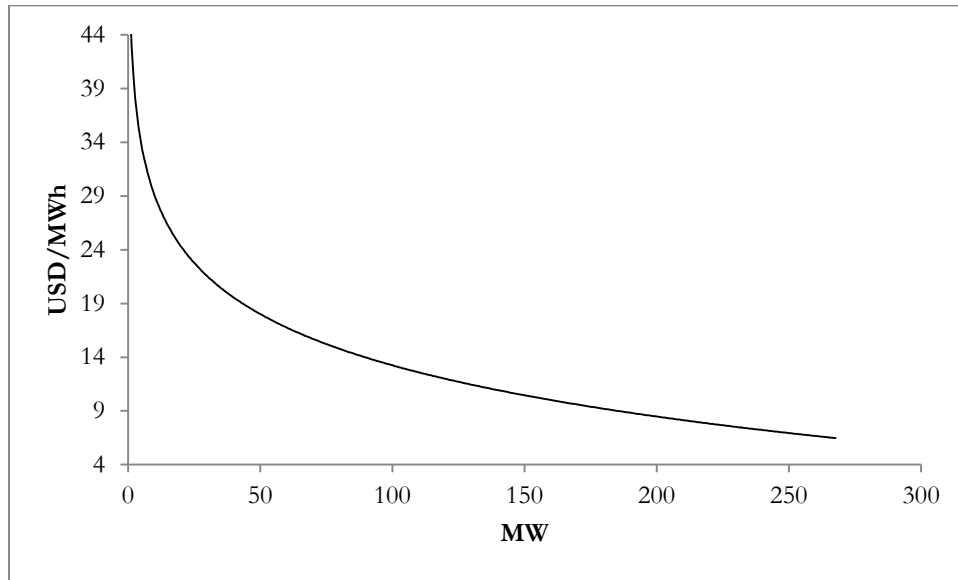


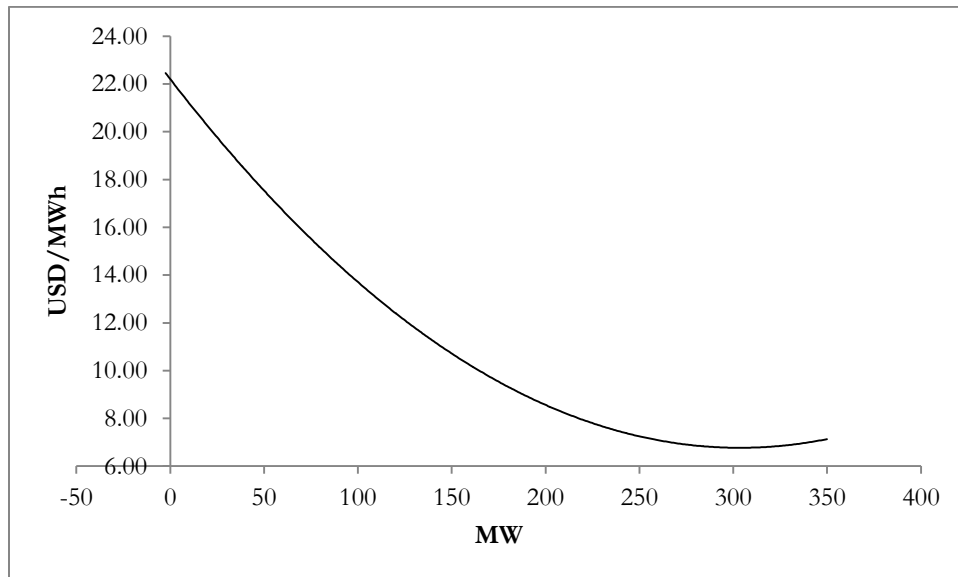
Figura 36 Costo de O&M Motor de Combustión Interna



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



**Figura 37 Costo de O&M Turbinas a gas**



**Figura 38 Costo de O&M Turbinas a vapor**

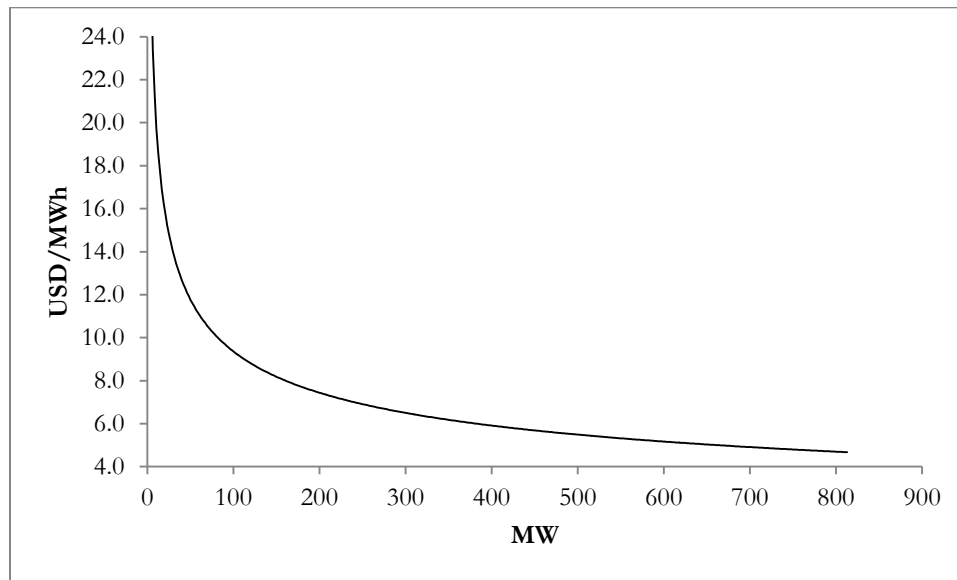


Figura 39 Costo de O&M Ciclos combinados

#### 4.2.4 Usos propios

De acuerdo al documento “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico” (CFE Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación, 2007), el promedio de consumo de energía según el sistema de generación se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21 Consumo interno de energía

Sistema de generación de energía	Usos propios [%]
Motor de combustión interna	7.7
Turbina a gas	1.0
Turbina a vapor	6.7
Ciclo combinado	2.8

#### 4.2.5 Vida útil

El tiempo de vida para motores de combustión interna se reporta de 25 años, y de 30 años para todas las demás plantas de generación eléctrica (CFE Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación, 2007).



### 4.2.6 Consumo de agua

Generalmente las centrales generadoras consumen este líquido y, dependiendo del proceso de generación, su consumo puede ser menor o mayor. Existen centrales donde el consumo de agua es mínimo y se requiere únicamente para riego de áreas verdes, sistema contra incendios o servicios del personal que opera la planta; en otros casos es imprescindible para el proceso de generación y su consumo es mayor (CFE Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación, 2007).

#### **Motor de combustión interna**

Se considera que el consumo de agua en una central de motores de combustión interna con gas como combustible, consume una cantidad de agua similar a las centrales que consumen diésel. Estas plantas requieren un gasto poco representativo de agua para enfriamiento. Su consumo se deriva fundamentalmente del concepto de servicios y se calcula como 2% de un litro por segundo por MW instalado.

#### **Turbina a gas**

En lo concerniente a las centrales turbogás sin inyección de agua, su gasto para enfriamiento es mínimo. Por ello, su consumo se reduce sólo al concepto de servicios y está calculado como 2% de un litro por segundo por MW instalado.

#### **Ciclo combinado**

Para este tipo de centrales, la distribución de los consumos del líquido es similar a la de las termoeléctricas convencionales; su consumo está dividido en tres áreas:

- Para servicios
- De repuesto al ciclo combinado
- De enfriamiento

En cuanto a los consumos de agua para servicios, este rubro representa, al igual que en las termoeléctricas convencionales, 2% de un litro por segundo por MW de



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

---

capacidad de la central; comprende el agua requerida por el personal de la planta, el riego de áreas verdes, las estaciones de servicios, el sistema contra incendios, el lavado de los precalentadores de aire y otros usos.

El consumo de agua de repuesto al ciclo termodinámico, depende del sistema de tratamiento de agua de la central generadora. En algunos diseños de centrales se considera su consumo como un porcentaje del flujo total del ciclo termodinámico, además de estimar un 50% adicional para procesos de retrolavado en la planta de tratamiento.

El consumo de agua de enfriamiento considera el agua necesaria para el sistema de enfriamiento o de circulación. Ese tiene por objetivo extraer el calor latente al vapor trabajado en la turbina, que es descargado al condensador para que se condense a temperatura constante.

Las centrales de ciclo combinado de COPAR consideran un sistema de enfriamiento cerrado con torre húmeda, por ello, el cálculo del consumo de agua para este sistema es similar que para las termoeléctricas convencionales, pero se requiere ajustar el consumo de acuerdo con los ciclos de concentración.

De la Figura 40 a la Figura 46 se muestran las curvas para estimar el consumo de agua en ciclos combinados.





## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Figura 40 Consumo de agua de repuesto al ciclo vs carga en ciclos combinados

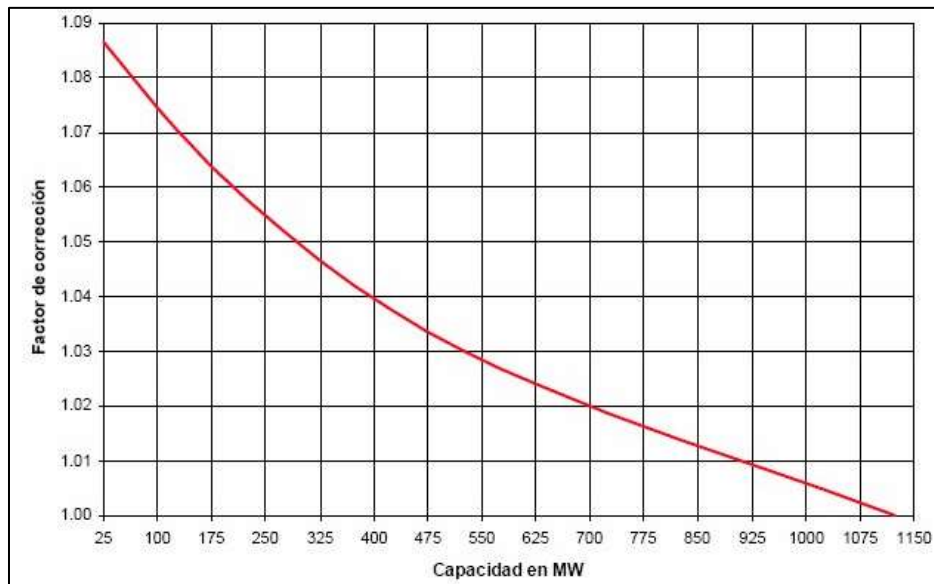


Figura 41 Factor de corrección del consumo de agua de repuesto al ciclo vs capacidad en ciclos combinados



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

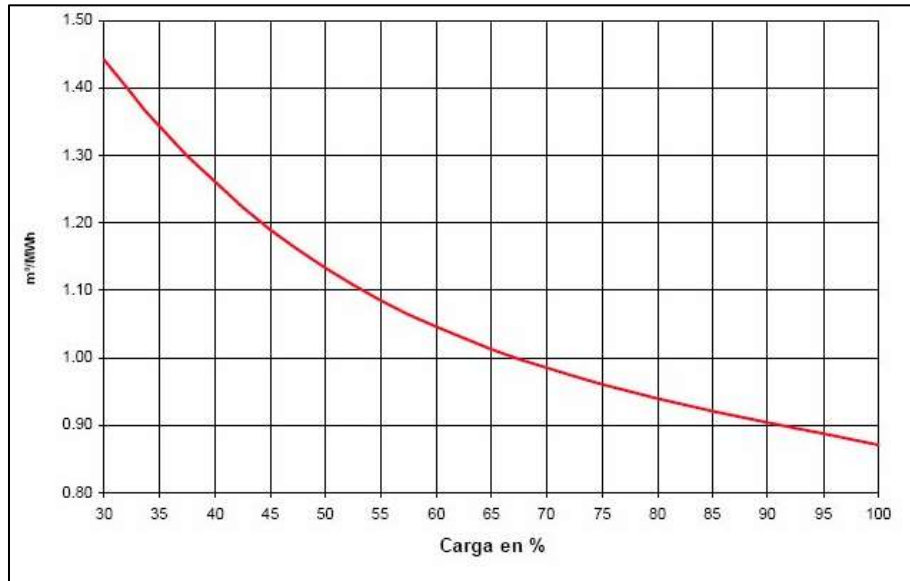


Figura 42 Consumo de agua de enfriamiento vs carga en ciclos combinados con sistema cerrado con torre húmeda

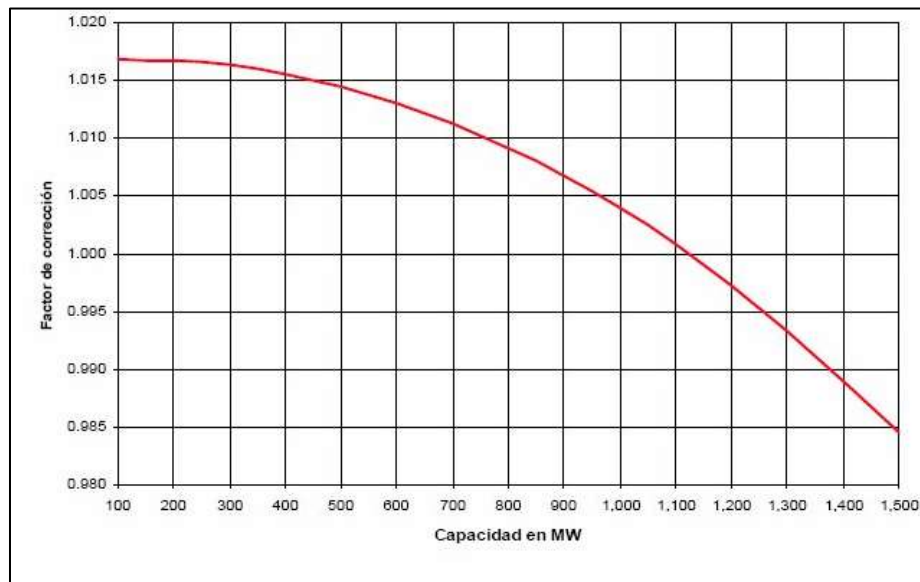
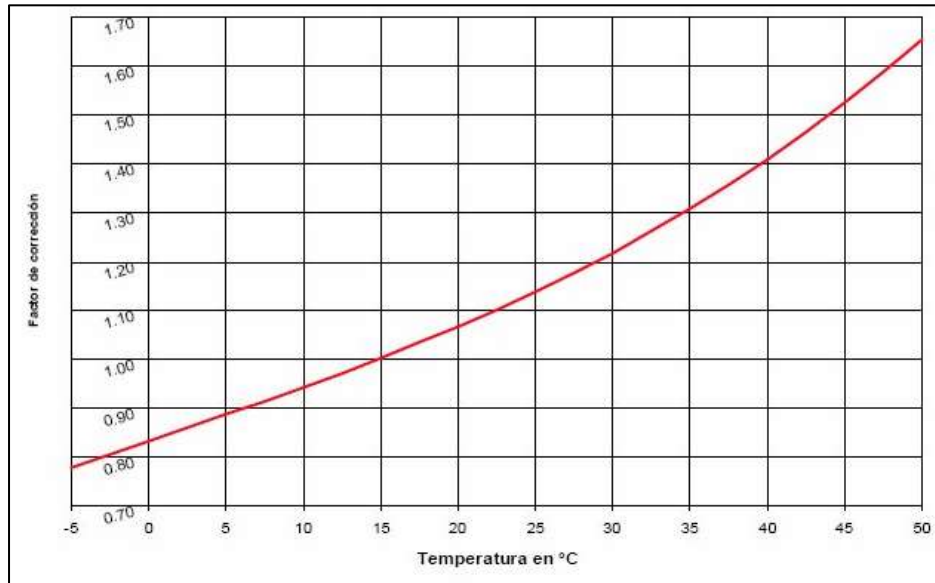


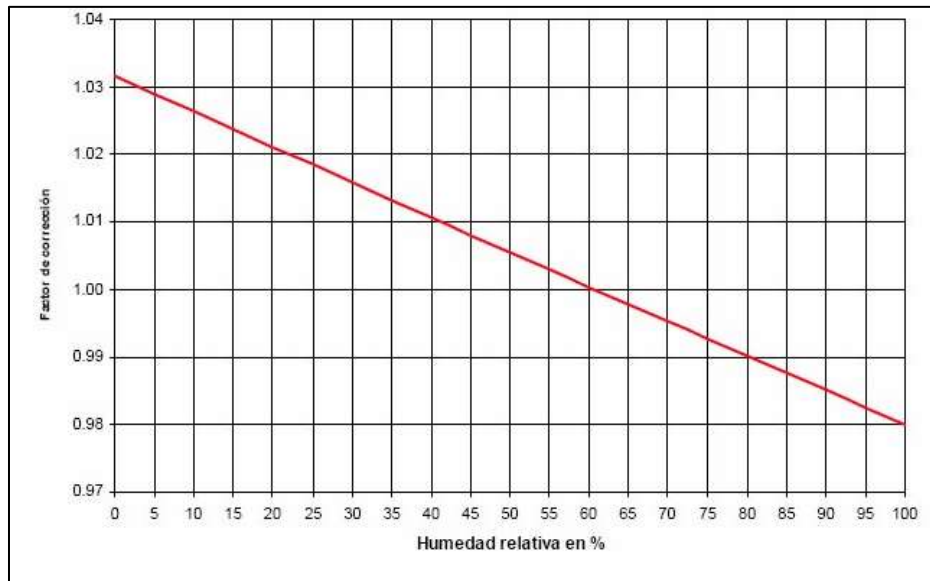
Figura 43 Factor de corrección del consumo de agua de enfriamiento vs capacidad en ciclos combinados con sistema cerrado con torre húmeda



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



**Figura 44** Factor de corrección del consumo de agua de enfriamiento vs temperatura en ciclos combinados con sistema cerrado con torre húmeda



**Figura 45** Factor de corrección del consumo de agua de enfriamiento vs humedad relativa en ciclos combinados con sistema cerrado con torre húmeda

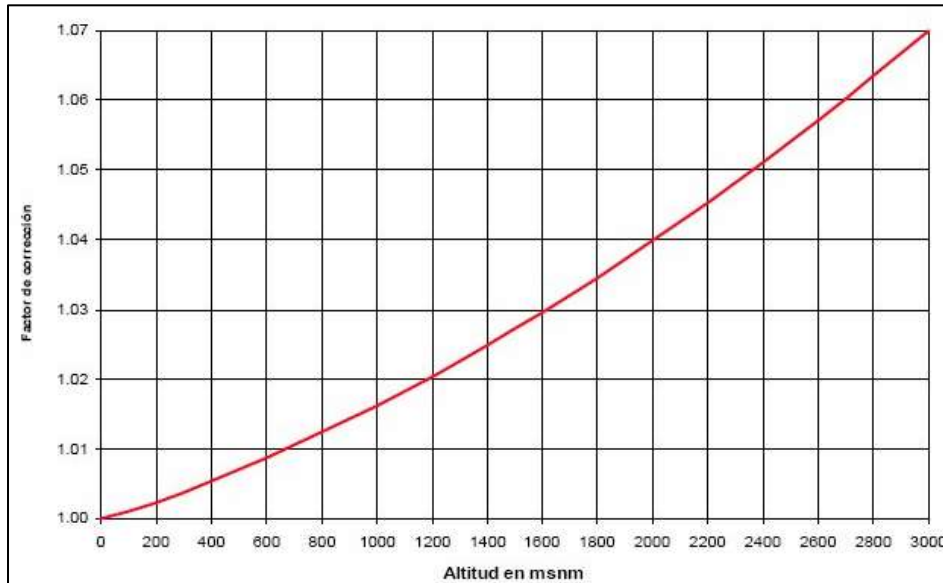


Figura 46 Factor de corrección del consumo de agua de enfriamiento vs altitud en ciclos combinados con sistema cerrado con torre húmeda

#### 4.2.7 Tipo de demanda

El valor de este criterio se basa en la flexibilidad y versatilidad de la planta generadora para operar y cubrir los tres tipos de carga principales. Como ya se mencionó anteriormente, existen al menos tres tipos de demanda; carga base, de carga intermedia y carga punta. Conforme se muestra en la Tabla 22, cada sistema de generación opera con diferentes tipos de carga.

Tabla 22 Tipo de carga según el sistema de generación

Sistema de generación	Tipo de carga
Motor de combustión interna	Carga Base, Intermedia y Punta
Turbina a gas	Carga Base, Intermedia y Punta
Turbina a vapor	Carga Base, Intermedia y Punta
Ciclo combinado	Carga Base e Intermedia



### 4.3 Evaluación de criterios para la selección de alternativas en la generación de energía eléctrica

El siguiente apartado contiene los resultados de la evaluación general de tecnologías, la metodología para evaluar equipos comerciales, así como los indicadores de pre factibilidad.

#### 4.3.1 Evaluación general

Tres de los siete criterios que se mencionan en el apartado “4.1 Criterios para la selección de máquinas térmicas para la generación de energía a partir de biogás/syngas.” y en “4.2 Valores de criterios para la evaluación de alternativas de generación de energía eléctrica” dependen fuertemente de la capacidad del sistema de generación de energía, por lo que es de esperar que la mejor alternativa de generación para un sistema de alta capacidad no sea la misma que para un sistema de baja capacidad.

Se observa que el sistema de generación más conveniente depende de la capacidad eléctrica del mismo. Por ejemplo, para una capacidad de 5 o 10 MW conviene utilizar motores de combustión interna (Figura 47y Figura 49), sin embargo, a 30 MW (Figura 55) lo más conveniente son los ciclos combinados (utilizando la ponderación de la Figura 16). Si el consumo de agua tiene mayor peso en la selección de las tecnologías el ranking de selección no cambia considerablemente (Figura 48, Figura 50, Figura 52 y Figura 54), excepto a 30 MW, donde conviene utilizar ciclos combinados o motores de combustión interna (Figura 56), a partir de 30 MW, ya sea que se de preferencia al consumo de agua o no, conviene utilizar ciclos combinados (Figura 57 a Figura 60).

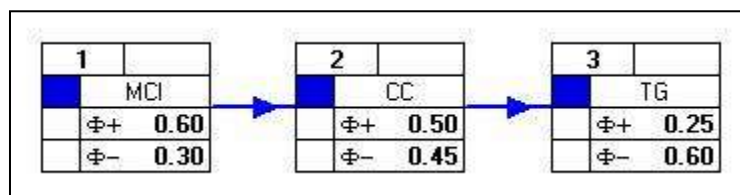


Figura 47 Resultados a 5 MW



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

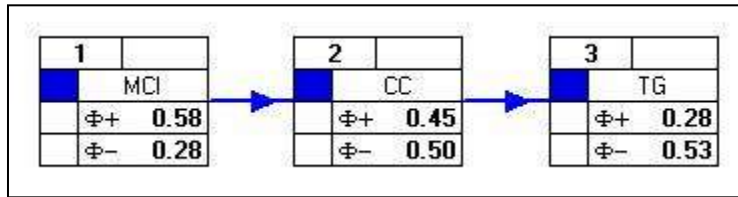


Figura 48 Resultados a 5 MW con mayor peso al consumo de agua

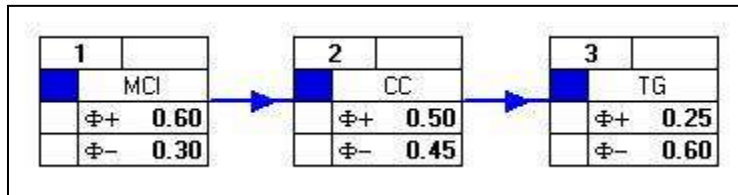


Figura 49 Resultados a 10 MW

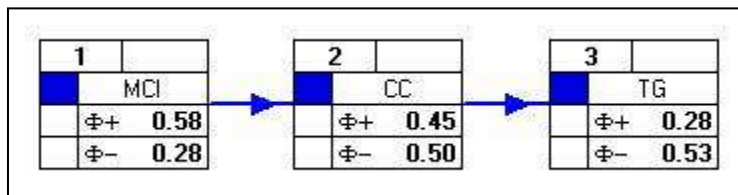


Figura 50 Resultados a 10 MW con mayor peso al consumo de agua

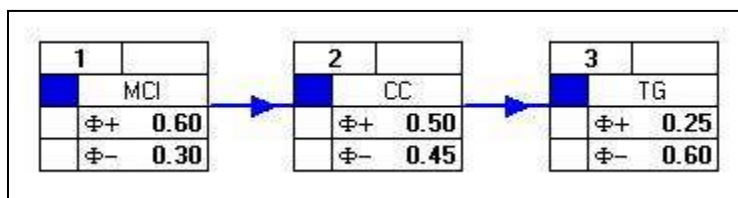


Figura 51 Resultados a 20 MW

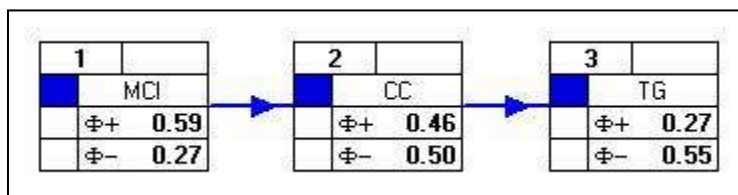


Figura 52 Resultados a 20 MW con mayor peso al consumo de agua



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

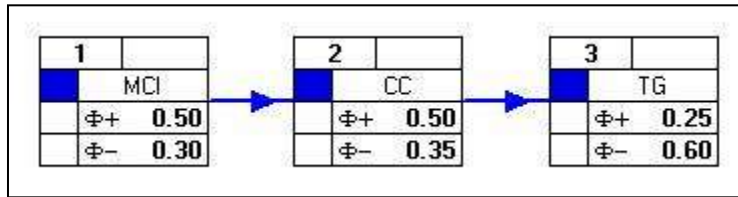


Figura 53 Resultados a 29.5 MW

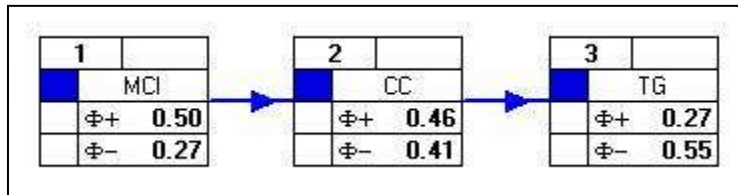


Figura 54 Resultados a 29.5 MW con mayor peso al consumo de agua

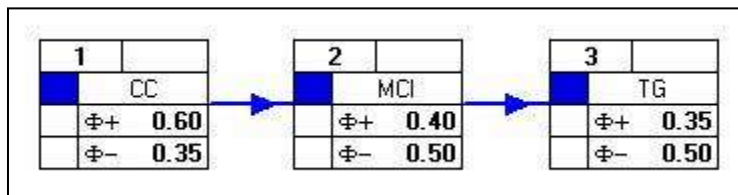


Figura 55 Resultados a 30 MW

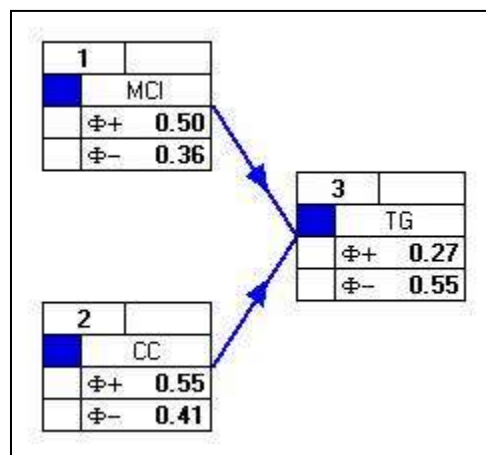


Figura 56 Resultados a 30 MW con mayor peso al consumo de agua



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

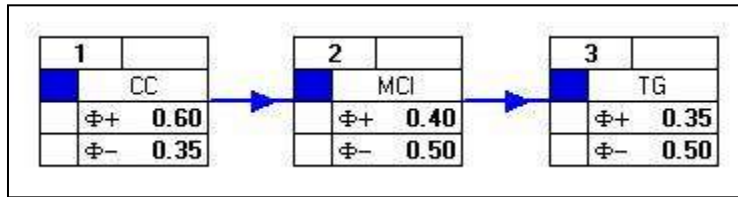


Figura 57 Resultados a 40 MW

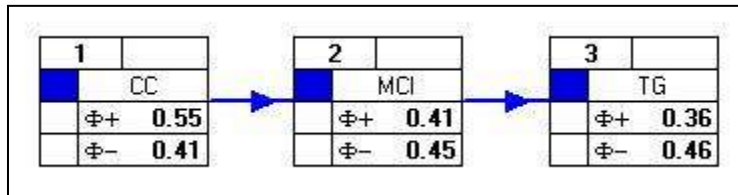


Figura 58 Resultados a 40 MW con preferencia al consumo de agua

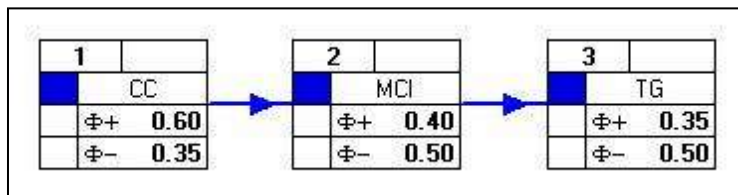


Figura 59 Resultados a 60 MW

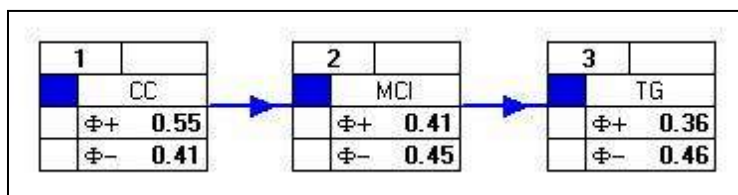


Figura 60 Resultados a 60 MW con preferencia al consumo de agua





### 4.3.2 Evaluación de alternativas de equipos comerciales de generación

Del análisis del apartado, resulta que la elección del tipo de sistema de generación depende básicamente de la capacidad del mismo, y del peso que se le otorgue a cada uno de los criterios. Siendo que la energía eléctrica producida a partir de biogás o gas de síntesis como combustible depende de:

- La energía específica del combustible
- El flujo de combustible (también visto como flujo de energía) que ingresa al sistema de generación de energía eléctrica.
- La eficiencia del sistema.
- La capacidad de la planta

Para determinar la cantidad de energía eléctrica producida basta conocer el flujo de energía que ingresa al sistema y la eficiencia del mismo. Sin embargo, para el caso de las turbinas a vapor es necesario evaluar su ciclo termodinámico para así conocer la cantidad de energía producida.

Además, es necesario considerar que los fabricantes construyen equipos modulares con capacidades definidas, esto provoca que la capacidad instalada de generación dependa de las características del módulo y no sólo del flujo de energía y de la eficiencia del sistema. En el Anexo 8.1 se muestran los principales modelos comerciales de equipos para generar energía eléctrica con gas como combustible. La mayoría los fabricantes de estos equipos reportan que sus modelos son capaces de trabajar con gas de bajo poder calorífico.



#### 4.3.2.1 Modelo de generación de energía eléctrica<sup>21</sup>

##### Turbinas a gas y motores de combustión interna

Primero, es necesario definir el flujo de energía que ingresa al sistema, la capacidad instalada para distintos módulos de equipos de generación, así como su rendimiento calórico. Ahora, suponiendo que todo el combustible disponible se convertirá en energía eléctrica, se calcula la capacidad potencial a instalar, y posteriormente se corrige con base en la capacidad de los equipos comerciales cuya combinación permitan obtener una capacidad instalada similar a la capacidad potencial.

A continuación se detallan los pasos a seguir.

1º. Definir el flujo de energía (FEGE) que ingresa al sistema de generación.

2º. Calcular la capacidad potencial a instalar.

$$\text{Capacidad potencial a instalar} = \frac{1 \times 10^6 (\text{FEGE})}{\text{Rendimiento calórico}} [=] \text{kW} \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde el flujo de energía que ingresa al sistema, FEGE, se expresa en GJ/h; y el rendimiento calórico en kJ/kWh. Por tanto la capacidad potencial estará expresada en kW.

3º. Definir el número de equipos necesarios<sup>22</sup>.

$$\text{Unidades necesarias} = \frac{\text{Capacidad potencial a instalar}}{\text{Capacidad por unidad}} \quad \text{Ecuación 27}$$

4º. Calcular la capacidad real a instalar

---

<sup>21</sup> Tómese en cuenta que lo que se presenta en esta tesis es para aprovechar la máxima cantidad de gas que se genera en el tratamiento de los residuos sólidos, y que ésta es limitada.

<sup>22</sup> Ver Figura 61



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

$$\text{Capacidad real a instalar} = \left( \begin{array}{c} \text{Unidades necesarias} \\ \text{de la tecnología} \end{array} \right) \left( \begin{array}{c} \text{Capacidad de} \\ \text{la tecnología} \end{array} \right) \quad \text{Ecuación 28}$$

5°. Determinar el factor de planta teórico.

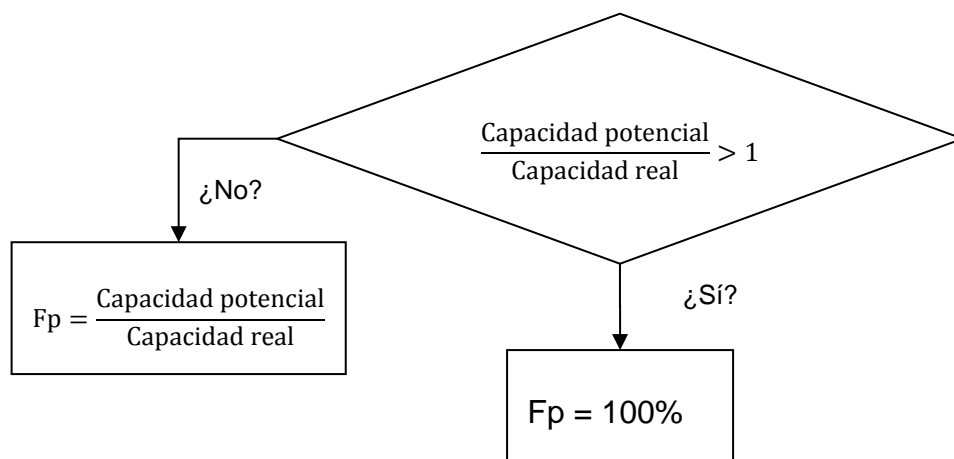


Figura 61 Factor de planta teórico

6°. Calcular la electricidad exportada a la red.

Electricidad expotarda a la red = EERD [=]MWh

$$\text{EERD} = \frac{F_p \left( \begin{array}{c} \text{Capacidad} \\ \text{instalada} \end{array} \right) \left( \begin{array}{c} \text{Horas disponibles} \\ \text{al año} \end{array} \right)}{1000} \quad \text{Ecuación 29}$$

$$\text{MWh} = 1000(\text{kW})(\text{h})$$

Donde  $F_p$  es el factor de planta calculado conforme a la Figura 61.



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La capacidad instalada es la capacidad en kW que se calculó en el punto 4°.

Las horas disponibles al año son las horas que el equipo de generación funcionará normalmente durante el año.

### Turbina a vapor

Para calcular la energía producida en una turbina a vapor es necesario conocer

- La eficiencia de recuperación del calor generado en la turbina a gas.
- La presión de operación de la turbina a vapor.
- La temperatura del vapor sobrecalentado.
- La eficiencia de la turbina a vapor.
- La presión de escape de la turbina a vapor.

La eficiencia de recuperación de calor varía entre 50% y 80%. Cuando la temperatura es baja para una carga de calor, es conveniente usar el valor más alto de la eficiencia, mientras que cuando la temperatura es alta conviene usar el valor más bajo.

En la Tabla 23 se presentan algunos datos heurísticos referentes a las condiciones de operación de turbinas a vapor.

**Tabla 23 Valores típicos de temperatura y presión para turbinas a vapor**

Tipo	Capacidad eléctrica	Presión de operación	Temperatura
<b>Turbina a vapor de baja capacidad eléctrica</b>	0.1 – 2 MW	1,000 – 2,000 kPa (150 – 250 psig)	Saturación
<b>Turbina a vapor de alta capacidad eléctrica</b>	5 – 300 MW	4,000 – 21,000 kPa (600 – 3,000 psig)	Sobrecalentado 330 – 700 °C
<b>Turbina a gas - Ciclo combinado</b>	2 – 100 MW	4,000 – 5,600 kPa (600 – 800 psig)	Sobrecalentado 400 °C



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La eficiencia de las turbinas a vapor varía entre 70% y 80%, estos valores incluyen las pérdidas en los equipos auxiliares y las pérdidas en el sistema. La Tabla 24 muestra las eficiencias típicas según su presión de operación y su capacidad eléctrica.

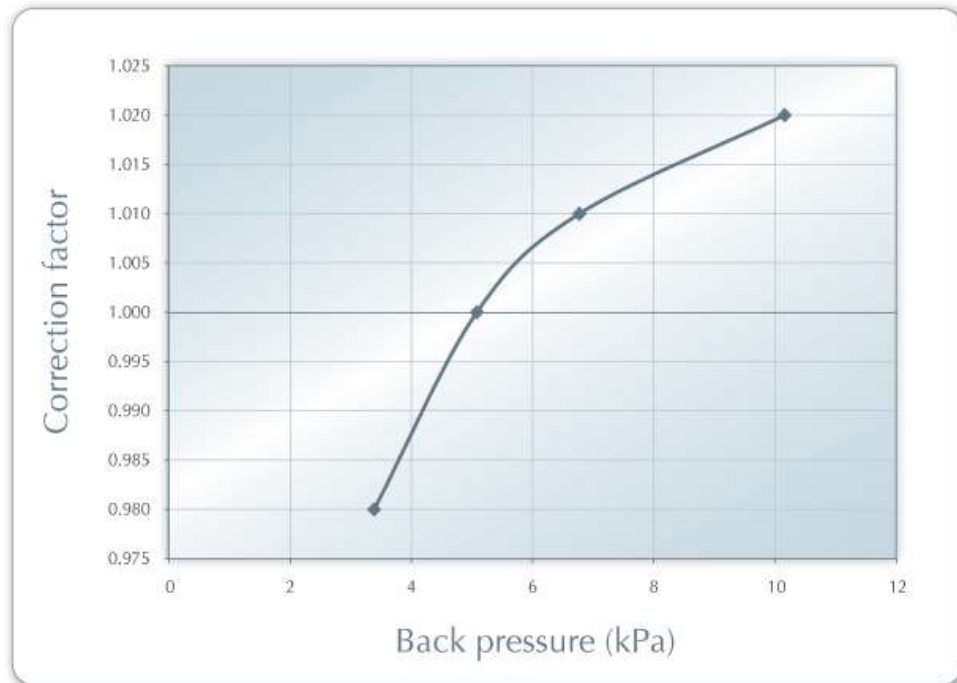
**Tabla 24 Eficiencia típica para turbinas a vapor**

Presión de operación	Capacidad eléctrica (kW)				
	5,000	10,000	15,000	20,000	30,000
<b>250 psig (17.2 bar)</b>	74.3%	76.6%	-	-	-
<b>400 psig (27.6 bar)</b>	73.3%	75.7%	76.9%	77.7%	-
<b>600 psig (41.4 bar)</b>	72.0%	74.8%	76.3%	77.2%	77.6%
<b>850 psig (58.6 bar)</b>	-	74.2%	75.8%	76.8%	77.3%
<b>1,250 psig (82.6 bar)</b>	-	-	75.4%	76.5%	77.0%

Una turbina a vapor requiere una calidad mínima en la mezcla vapor/condensado, típicamente se recomienda que la calidad de la mezcla sea de mayor a 0.90 para evitar problemas de erosión, de lo contrario se incrementarían los costos de operación y mantenimiento.

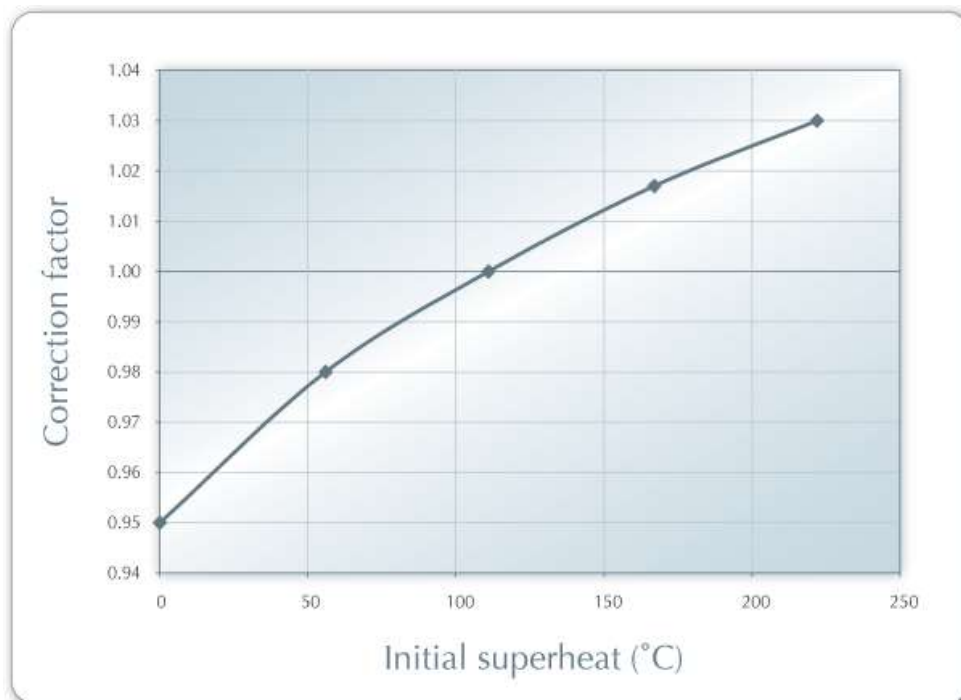


## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



[www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)

**Figura 62** Factor de corrección de eficiencia por presión de escape



[www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)

**Figura 63** Factor de corrección por temperatura inicial del vapor sobrecalentado



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

---

Tomando como base los datos anteriores, se debe obtener

- La temperatura de saturación.
- La entalpía ( $H_1$ ) y la entropía ( $S_1$ ) del vapor sobrecalentado.
- La entropía y la entalpía del líquido ( $S^l$  y  $H^l$ ) y del vapor ( $S^v$  y  $H^v$ ) a la salida de la turbina.

Con estos datos, se calcula la calidad del vapor en la descarga de la turbina suponiendo que su eficiencia es de 100%.

$$X^v = \frac{S_1 - S^l}{S^v - S^l} \quad \text{Ecuación 30}$$

A continuación se obtiene la entalpía a la salida de la turbina.

$$H'_2 = H^l + X^v(H^v - H^l) \quad \text{Ecuación 31}$$

A partir de la Ecuación 32 se obtiene el cambio de entalpía teórica en la turbina a vapor,

$$\Delta H_s = H'_2 - H_1 \quad \text{Ecuación 32}$$

La diferencia real se obtiene al multiplicar la entalpía teórica por la eficiencia de la turbina a vapor.

$$\Delta H = \eta \Delta H_s \quad \text{Ecuación 33}$$

Por tanto, la entalpía real a la salida de la turbina es la suma de la entalpía a la entrada más la diferencia real de entalpías.

$$H_2 = H_1 + \Delta H$$

La composición real del vapor se calcula con la Ecuación 34 y la producción de vapor con la Ecuación 35.



$$X^v = \frac{H - H^1}{H^v - H^1} \quad \text{Ecuación 34}$$

La producción de vapor está dada por

$$M_v = \frac{3600}{H_1 - H_2} [=] \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \quad \text{Ecuación 35}$$

Para conocer el flujo de vapor (Ecuación 37) que ingresa a la turbina a vapor, es necesario calcular antes la capacidad de calentamiento (Ecuación 36).

$$\text{Capacidad de calentamiento} = \eta_{\text{recuperaciónCalor}} \left( \frac{1 \times 10^6 F_{\text{combustible}}}{3600} - W \right) \quad \text{Ecuación 36}$$

Donde

La capacidad de calentamiento se expresa en kW.

$\eta_{\text{recCalor}}$  [=] Es la eficiencia de recuperación del calor generado en la turbina a gas.

$F_{\text{combustible}}$  = Flujo de combustible que entra al sistema de generación de energía [=] GJ/h

$W$  = Capacidad instalada del sistema de generación de energía en uso [=] kW

$$F_{\text{vapor}} = \frac{3600(\text{Capacidad de calentamiento})}{H_1 - H_{12}} \quad \text{Ecuación 37}$$

Donde

$F_{\text{vapor}}$  = Flujo de vapor, kg/h.

Ya que se conoce el flujo de vapor y la producción de vapor, se determina cuál es la capacidad de la turbina a vapor, Ecuación 38.





$$W_{TV} = \frac{F_{vapor}}{M_v} [=] \text{ kW}$$

Ecuación 38

Donde

$W_{TV}$  es la capacidad en kW de la turbina a vapor.

### Ciclo combinado

Para el caso de un sistema de ciclo combinado, es necesario calcular la capacidad de las turbinas a gas y posteriormente la capacidad de la turbina a vapor que aprovechará el calor residual de las turbina a gas. La capacidad del ciclo combinado será la suma de la capacidad del sistema de turbinas a gas más la capacidad de la turbina a vapor.

Dependiendo de las características de la tecnología de generación, es muy probable que no se aproveche el 100% del combustible disponible. La fracción no aprovechada en el equipo base se puede aprovechar en un equipo auxiliar, por lo que es necesario determinar cuánto del combustible disponible no se utiliza en el sistema base de generación.

$$\text{Combustible requerido} = \left( \text{Capacidad instalada} \right) \left( \frac{\text{Fracción de uso de capacidad instalada}}{\text{capacidad instalada}} \right) \left( \frac{\text{Rendimiento calórico}}{\text{calórico}} \right) \left( \frac{1}{1 \times 10^6} \right) \quad \text{Ecuación 39}$$

$$\frac{\text{GJ}}{\text{hr}} = \text{kW} \left( \frac{\text{kJ}}{\text{kWh}} \right) \left( \frac{\text{GJ}}{1 \times 10^6 \text{kJ}} \right)$$

$$\text{Combustible no aprovechado} = \left( \text{Combustible disponible} \right) - \left( \text{Combustible requerido} \right) \quad \text{Ecuación 40}$$

$$\text{kWh} [=] \frac{\text{GJ}}{\text{hr}} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{kJ}} \right) \left( \frac{1 \times 10^6 \text{kJ}}{\text{GJ}} \right)$$



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

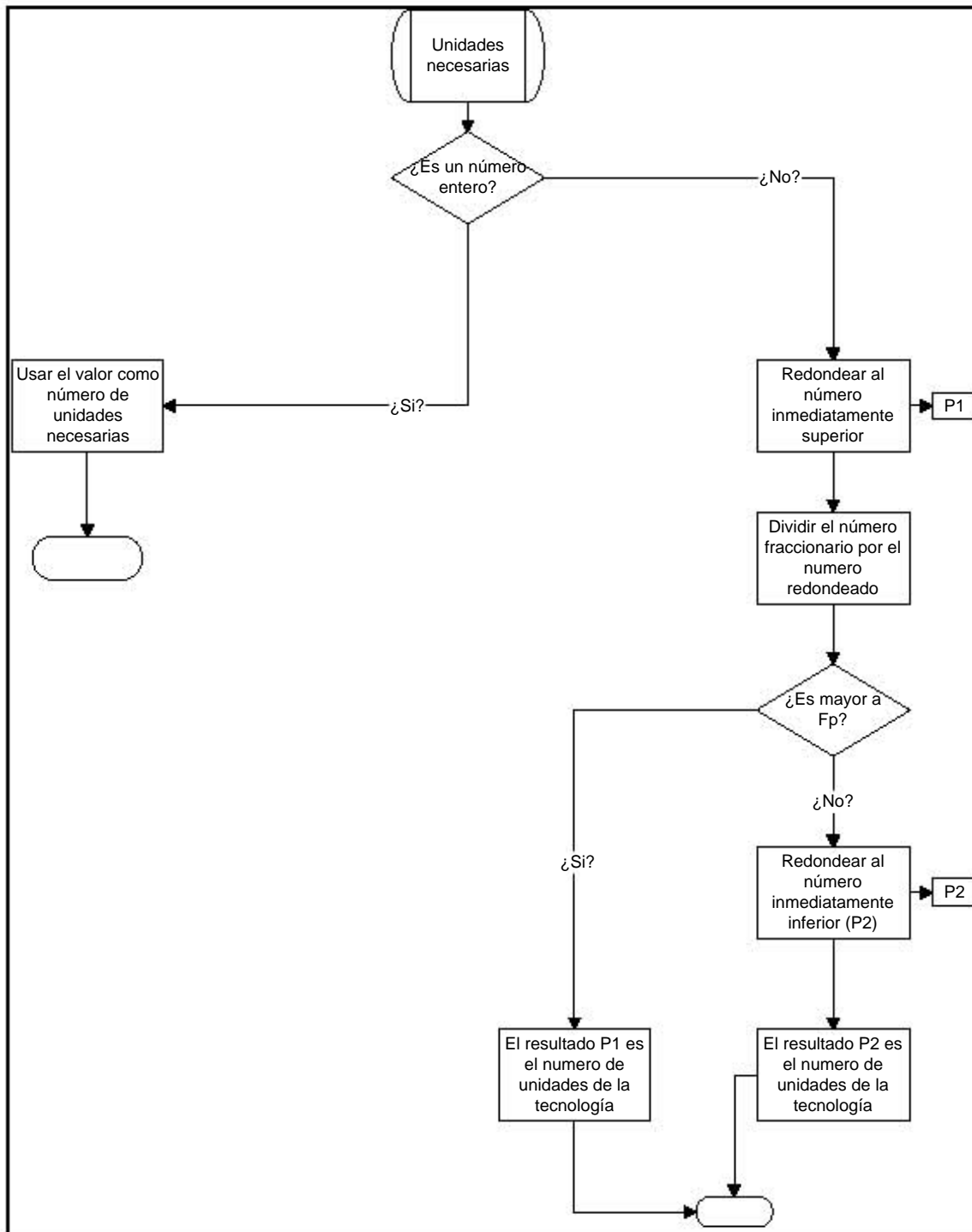


Figura 64 Cálculo de unidades necesarias de equipos de generación



#### 4.3.2.2 Modelo de comparación económica

Debido a que la metodología que se ha descrito en este capítulo está destinada a evaluar equipos comerciales, y partiendo del hecho que todos los modelos que serán evaluados tienen la misma factibilidad técnica, y que por sus propias características no existen impedimentos legales de ningún tipo, es necesario compararlos entre sí para determinar cuál de ellos aporta mayores beneficios a un proyecto de generación de energía a partir de gas de bajo poder calorífico.

Es por lo anterior que se debe realizar una evaluación económica de cada equipo de generación y determinar cuál de ellos aporta una mayor rentabilidad al proyecto.

Para realizar la evaluación económica, se toma como costo de inversión el costo del equipo principal y el costo de su instalación; adicionalmente se consideran los costos de operación y mantenimiento. En cuanto a ingresos, se considera que la electricidad neta producida se venderá a CFE, y se toma en cuenta la tarifa al rubro correspondiente.

Para calcular la electricidad neta producida, es necesario considerar el consumo interno de energía del sistema de generación.

Los ingresos anuales por venta se calculan multiplicando la electricidad exportada a la red (kWh) en un año por el precio de venta (USD/kWh).

IngresosVenta = ElectricidadExportadaRed \* PrecioVenta

**Ecuación 41**

$$\text{USD} = \text{kWh} \left( \frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right)$$

El flujo de efectivo se calcula como los ingresos anuales menos los costos anuales. Dado que en esta evaluación sólo se toma en cuenta los costos e ingresos generados por el tipo de equipo de generación, los costos anuales son los mismos que los costos de operación y mantenimiento de la maquina térmica.

La tasa interna de retorno (TIR) se calcula con



$$-I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{1 + TIR} = 0$$

Ecuación 42

Donde

$I_0$  es la inversión inicial-

$F_j$  es el flujo de efectivo para el periodo  $j$

TIR es la tasa interna de retorno para el periodo de evaluación del proyecto.

A continuación se normalizan los resultados, a partir del mayor de la TIR.

$$\text{Grado de preferencia del equipo} = \frac{TIR_{\text{equipo}}}{TIR_{\text{mayor}}}$$

Ecuación 43



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### 4.4 Indicadores de pre factibilidad

Los indicadores son presentados en forma de matriz. Los espacios a color representa la combinación de flujo de gas y poder calorífico que indican que un proyecto de generación de energía podría ser potencialmente rentable.

Los presentes indicadores sólo sugieren si es recomendable o no iniciar la evaluación de un proyecto de generación de energía, en caso de que los indicadores muestren que el proyecto es potencialmente rentable, revisar el capítulo “Evaluación de criterios para la selección de alternativas en la generación de energía eléctrica” del apartado 4.3.

Los indicadores se definieron según el tipo de equipo de generación que se podría utilizar (motor de combustión interna, turbina a gas, y ciclo combinado; suponiendo que un solo equipo puede generar toda la potencia eléctrica que permite el combustible.

De la Tabla 26 a la Tabla 31 se observa que los proyectos dejan de ser atractivos a flujos bajos y con gases de bajo poder calorífico. Conforme aumenta el flujo y/o el poder calorífico del gas, los proyectos se hacen más atractivos.

Para cada tipo de sistema de generación se presentan dos escenarios, uno pesimista y otro optimista de acuerdo al rango de costo de los equipos de potencia eléctrica, donde el primer escenario corresponde al costo más alto estimado y el escenario optimista corresponde al costo más bajo estimado (Ver Tabla 18).

Las consideraciones para construir las matrices de pre factibilidad se presentan en la Tabla 25.

**Tabla 25 Consideraciones para la construcción de los indicadores de pre factibilidad**

Disponibilidad del sistema	95%	<b>Consumo interno de energía</b>	
Precio de venta de electricidad [USD/MWh]	68	Motor de combustión interna	7.7%
Tasa de descuento	16%	Turbina a gas	1.0%
		Turbina a gas - Ciclo combinado	2.8%



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**Tabla 26 Matriz de pre factibilidad - Motor de combustión interna**

	Escenario pesimista												
Flujo de gas	Poder calorífico MJ/m <sup>3</sup>												
m <sup>3</sup> /h	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
700													
800													
900													
1,000													
2,000													
3,500													
4,000													
5,000													
6,000													
7,000													
8,000													
9,000													
10,000													

**Tabla 27 Matriz de pre factibilidad - Motor de combustión interna**

	Escenario optimista												
Flujo de gas	Poder calorífico MJ/m <sup>3</sup>												
m <sup>3</sup> /h	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
700													
800													
900													
1,000													
2,000													
3,500													
4,000													
5,000													
6,000													
7,000													



**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE  
TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Tabla 28 Matriz de pre factibilidad - Turbina a gas**

	Escenario pesimista						
Flujo de gas	Poder calorífico MJ/m <sup>3</sup>						
m <sup>3</sup> /h	16	18	20	22	24	26	28
6,000							
7,000							
8,000							
9,000							
10,000							

**Tabla 29 Matriz de pre factibilidad - Turbina a gas**

	Escenario optimista												
Flujo de gas	Poder calorífico MJ/m <sup>3</sup>												
m <sup>3</sup> /h	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
700													
800													
900													
1,000													
2,000													
3,500													
4,000													
5,000													
6,000													
7,000													
8,000													
9,000													
10,000													



## PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**Tabla 30 Matriz de pre factibilidad - Ciclo combinado**

Flujo de gas m <sup>3</sup> /h	Escenario pesimista												
	Poder calorífico MJ/m <sup>3</sup>												
	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
700													
800													
900													
1,000													
2,000													
3,500													
4,000													
5,000													
6,000													
7,000													
8,000													
9,000													
10,000													

**Tabla 31 Matriz de pre factibilidad - Ciclo combinado**

Flujo de gas m <sup>3</sup> /h	Escenario optimista												
	Poder calorífico MJ/m <sup>3</sup>												
	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
700													
800													
900													
1,000													
2,000													
3,500													
4,000													
5,000													
6,000													
7,000													
8,000													
9,000													
10,000													





## 5 CASO PRÁCTICO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE GAS DE SÍNTESIS PROVENIENTE DE LA GASIFICACIÓN DE RSU DEL DF

En el presente capítulo se muestran los resultados del caso práctico de generación de energía propuesto en el Capítulo 3.3 de la página 78 bajo las consideraciones realizadas del Capítulo 3.3.1 al 3.3.9, en el Capítulo 4.2 y siguiendo la metodología del Capítulo 4.3.2.

### 5.1 Evaluación mediante indicadores pre factibilidad

Es necesario saber si es factible realizar un proyecto de generación de energía que tiene un flujo de alimentación de 466 GJ/h, para ello se utilizan los indicadores de pre factibilidad del apartado “4.4 Indicadores de ”.

En la Tabla 32, en color naranja se indican las combinaciones de flujo de gas y poder calorífico que cumplen el criterio de pre factibilidad. Se observa que los mayores a 200 GJ/h cumplen el criterio. Con base a esto, se considera que el proyecto se puede considerar factible de realizar, por lo que se prosigue a la siguiente etapa de evaluación.

**Tabla 32 Indicadores de pre factibilidad - CONACYT**

Turbina a gas	Matriz de pre factibilidad – Escenario pesimista				
	Poder calorífico MJ/m <sup>3</sup>				
Flujo de gas m <sup>3</sup> /h	20	22	24	26	28
6,000					
7,000					
8,000					
9,000					
10,000	✓	✓	✓	✓	✓
12,000	✓	✓	✓	✓	✓
14,000	✓	✓	✓	✓	✓



## 5.2 Evaluación de alternativas comerciales

Para efectos de comparación, en la Tabla 33 se presentan las 5 principales tecnologías que darían más beneficios al proyecto, pero sin considerar el factor de corrección a las condiciones de sitio; y la Tabla 34 muestra las 5 principales tecnologías pero considerando el factor de corrección de rendimiento calórico.

De la Tabla 33 y de la Tabla 34 se observa que cambia muy poco el orden de preferencia de equipos de generación. Para nuestro caso, el modelo más conveniente es el GTX100 de Alstom.

**Tabla 33 Ranking de modelos de generación sin considerar condiciones de sitio**

Tecnología	Fabricante	Modelo	Consumo de combustible	Grado de preferencia
<b>Ciclo combinado</b>	Alstom	GTX100	90%	100.0%
	Alstom	GT10C	62%	85.8%
	HITACHI	H25	60%	84.5%
	SIEMENS	SGT-600	56%	82.4%
	Alstom	GT35C	83%	77.2%

**Tabla 34 Ranking de modelos de generación considerando condiciones de sitio**

Tecnología	Fabricante	Modelo	Consumo de combustible	Grado de preferencia
<b>Ciclo combinado</b>	Alstom	GTX100	100%	100.0%
	Alstom	GT10C	72%	89.4%
	HITACHI	H25	69%	88.1%
	SIEMENS	SGT-600	65%	86.0%
	SIEMENS	SGT-500	95%	80.7%



### 5.3 Análisis de generación de energía

Para realizar el análisis de generación de energía se eligió el modelo GTX100 de Alstom, cuya capacidad es de 43,000 kW y con un rendimiento de 11,237 kJ/kWh a condiciones de sitio.

Los resultados calculados con RESTcreen se muestran en la Tabla 35. Los números que aparecen en los recuadros amarillos corresponden a las consideraciones realizadas en el subcapítulo 3.3.4 Análisis de generación de energía de la página 81.

**Tabla 35 Resultados del modelo de generación de energía**

<b>Turbina a Gas - ciclo combinado</b>		
Capacidad de generación eléctrica (TG)	kW	43,000
Fabricante	Alstom	
Modelo	GTX100 (1 Unidad)	
Rendimiento calórico	kJ/kWh	11,237
Eficiencia de recuperación de calor	%	65.0%
Combustible requerido	GJ/h	483.2
Capacidad de calentamiento	kW	59,292.8
<b>Quemador-ducto</b>		No
<b>Turbina a Vapor</b>		
Presión de operación	bar	46
Temperatura de saturación	°C	259
Temperatura de sobrecalentado	°C	323
Flujo de vapor	kg/h	96,045
Entalpía	kJ/kg	3,008
Entropía	kJ/kg/K	6.39
<b>Puerto de extracción</b>		No
<b>Escape de turbina - presión de vapor</b>		
	kPa	1,130.0
Temperatura	°C	185
Calidad de mezcla		0.96
Entalpía	kJ/kg	2,711
Producción teórica de vapor	kg/kWh	12.09
Eficiencia de turbina de vapor (TV)	%	70.0%
Producción real de vapor	kg/kWh	17.27
<b>Resumen</b>		
Capacidad de generación eléctrica (TV)	kW	5,560
Capacidad de generación eléctrica total (TGCC)	kW	48,560
Electricidad exportada a la red	MWh	404,119
Temperatura de retorno	°C	70
Capacidad de calentamiento	kW	66,393.4



## 5.4 Análisis de costos

Con base a la metodología descrita en “4.2.2 Costo de inversión” y “4.2.3 Costo de O&M”, se estima que los costos del proyecto son los presentados de la Tabla 36 a la Tabla 39.

**Tabla 36 Costo de sistema eléctrico de potencia<sup>23</sup>**

Concepto	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Monto
Turbina gas ciclo combinado	kW	48,560	1,300 \$/kW	\$ 63,100,000
Línea de transmisión	km	5	130,000 \$/km	\$ 650,000
Subestación eléctrica	Proyecto	1	\$ 2,440,000	\$ 2,440,000

**Tabla 37 Costo del balance del sistema y misceláneos<sup>23</sup>**

Concepto	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Monto
Repuestos	%	3%	\$ 66,170,000	\$ 1,985,000
Contingencias	%	10%	\$ 68,155,000	\$ 6,815,500
Intereses durante la construcción	%	8% a 18 meses	\$ 74,970,000	\$ 4,500,000

**Tabla 38 Costos anuales<sup>23</sup>**

Concepto	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Monto
Operación y mantenimiento	-	1	\$ 2,600,000	\$ 2,600,000

**Tabla 39 Costos totales<sup>23</sup>**

Costo inicial	\$ 79,500,000
Costo anual	\$ 2,600,000

<sup>23</sup> Los costos se han redondeado hasta los millares



## 5.5 Análisis de emisiones

Partiendo de las consideraciones mencionados en la Tabla 13 del subcapítulo 3.3.6 Análisis de emisiones, se obtienen los resultados del análisis de emisiones presentados de la Tabla 40 a la Tabla 42.

**Tabla 40 Resumen del sistema GEI en caso de referencia**

	Mezcla de combustible	Consumo de combustible	Factor de emisión de GEI	Emisiones GEI
Tipo de combustible	%	MWh	tCO <sub>2</sub> /MWh	tCO <sub>2</sub>
<b>Electricidad</b>	100%	404,119	0.544	219,761.8
<b>Total</b>	100%	404,119	0.544	219,761.8

**Tabla 41 Resumen del sistema GEI caso propuesto**

	Mezcla de combustible	Consumo de combustible	Factor de emisión de GEI	Emisiones GEI
Tipo de combustible	%	MWh	tCO <sub>2</sub> /MWh	tCO <sub>2</sub>
<b>Electricidad</b>	100%	1,116,976	0.114	127,335.3
<b>Total</b>	100%	1,116,976	0.114	127,335.3
Electricidad exportada a la red MWh	404,119	32,330	0.544	17,580.9
Pérdidas por transporte y distribución %	8%		Total:	144,916.2

**Tabla 42 Resumen de emisiones de GEI**

Caso de referencia de emisiones de GEI	Caso propuesto de emisiones de GEI	Reducción anual bruta de emisiones de GEI	Derechos de transacción por créditos	Reducción de emisiones GEI anual neta
219,761.8	144,916.2	74,845.6	5%	71,103.3



## CASO PRÁCTICO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE GAS DE SÍNTESIS PROVENIENTE DE LA GASIFICACIÓN DE RSU DEL DF

---

La Tabla 42 muestra las emisiones de GEI reducidas si se implementara el proyecto de generación de energía a partir de gas de síntesis. Esto equivaldría a

13,023	Autos y camiones livianos no utilizados	Ó a
30,550,980	Litros de gasoil no consumidos	Ó a
156,356	Barridos de petróleo no consumido	Ó a
71,103	Personas que reducen el consumo de energía en un 20%	Ó a
16,120	Áreas de bosques absorbiendo carbón	Ó a
6,450	Hectáreas de bosque absorbiendo carbón	Ó a
24,518	Toneladas de desecho reciclado	Ó a

---

### 5.6 Análisis financiero

---

De acuerdo a los resultados del análisis financiero presentados de la Tabla 43 a la Tabla 45 y en la Figura 65, la renta anual por venta de electricidad sería de \$27,455,239 USD y se obtendrían ingresos de \$1,137,653 anuales por reducción de emisiones, se generaría un ingreso total de \$28,592,892 anuales.

El capital se pagaría en el año 3.5, la TIR de 42% antes de impuestos y de 30% después de impuestos con un apalancamiento del 50%.



## CASO PRÁCTICO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE GAS DE SÍNTESIS PROVENIENTE DE LA GASIFICACIÓN DE RSU DEL DF

**Tabla 43 Renta anual**

<b>Renta por exportación de electricidad</b>			
Electricidad exportada a la red	MWh		404,119
Tarifa de exportación de electricidad	\$/MWh		67.94
Renta por exportación de electricidad	\$		27,455,239
Tasa de escalamiento de exportación de electricidad	%		0.5%
<b>Renta por reducción de GEI</b>			
Reducción neta GEI	tCO2/año		71,103
Reducción neta GEI - 10 años	tCO2		711,033
Tasa crédito reducción de GEI	\$/tCO2		16.00
Renta por reducción de GEI	\$		1,137,653
Duración crédito de reducción del GEI	año		5
Reducción neta GEI - 5 años	tCO2		355,517

**Tabla 44 Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto**

<b>Costos iniciales</b>			
Sistema eléctrico de potencia	83.3%	\$	66,169,894
Balance del sistema y misc.	16.7%	\$	13,298,825
<b>Costos iniciales totales</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$</b>	<b>79,468,719</b>
<b>Costos anuales/pagos de deuda</b>			
Operación y Mantenimiento		\$	2,583,935
Costo de combustible - caso propuesto		\$	0
Pagos de la deuda - 5 años		\$	9,951,727
<b>Costos anuales totales</b>		<b>\$</b>	<b>12,535,662</b>
<b>Ahorros y renta anuales</b>			
Renta por exportación de electricidad		\$	27,455,239
Renta por reducción de GEI - 5 años		\$	1,137,653
<b>Total renta y ahorros anuales</b>		<b>\$</b>	<b>28,592,892</b>



## CASO PRÁCTICO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE GAS DE SÍNTESIS PROVENIENTE DE LA GASIFICACIÓN DE RSU DEL DF

Tabla 45 Viabilidad financiera

TIR antes de impuestos - capital	%	42.1%
TIR antes - impuestos - activos	%	19.2%
TIR luego de impuestos - capital	%	29.6%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%	10.8%
Pago simple de retorno del capital	año	3.1
Repago - capital	año	3.5
Valor Presente Neto (VPN)	\$	26,445,920
Ahorros anuales en ciclo de vida	\$/año	5,269,404
Relación Beneficio-Costo		1.67
Cobertura - servicio de deuda		2.61
Costo de producción de energía.	\$/MWh	51.32
Costo de reducción de GEI	\$/tCO2	(74)

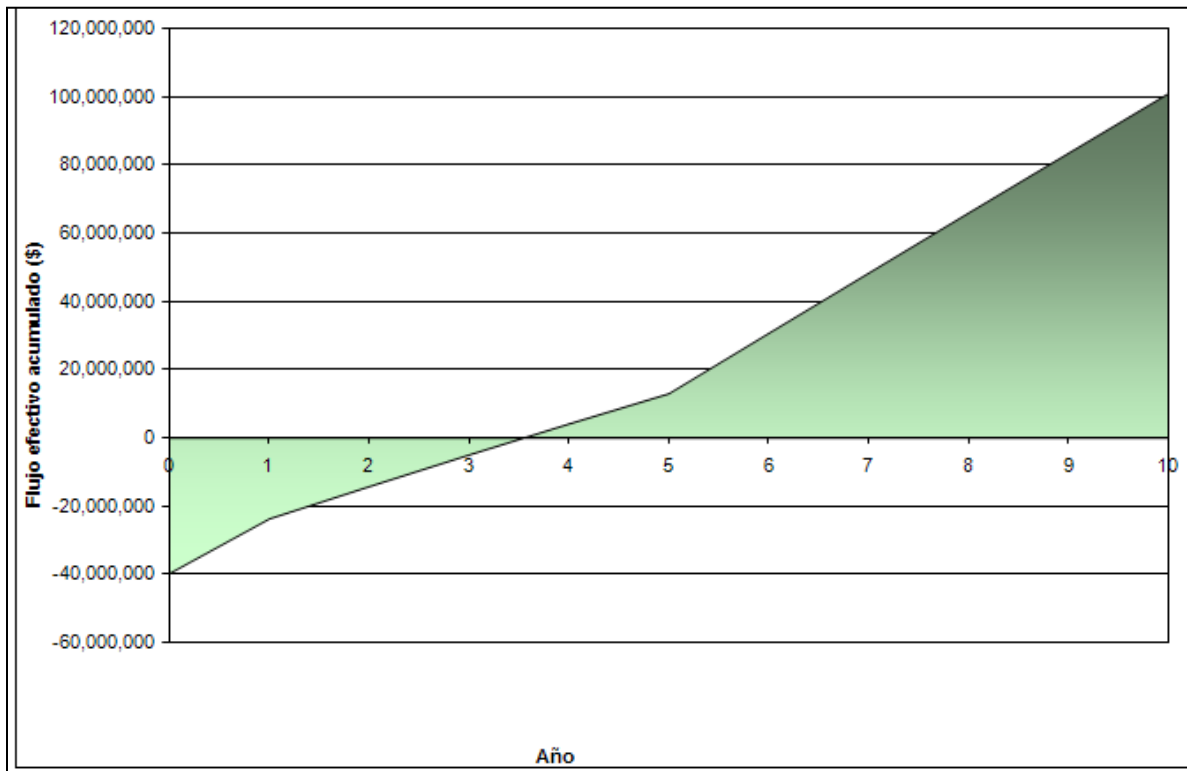


Figura 65 Flujo de caja acumulado





## 5.7 Análisis de sensibilidad<sup>24</sup>

De la Tabla 46 a la Tabla 50 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad respecto a la TIR en capital después de impuestos, aceptándose un valor mínimo de 15%. Las combinaciones que dan una TIR menor a 15% se muestran en color naranja.

Los únicos casos en que no se cumple el criterio de rentabilidad es cuando el precio de venta de la electricidad es 25% menor a la tarifa base (68 USD/MWh); ó si disminuye la tarifa base y aumentan los costos iniciales del proyecto (Ver Tabla 47). Otro escenario en donde la TIR es afectada si los costos de O&M aumentaran en cualquier porcentaje.

Por tanto, las variables que debe cuidarse que tengan la menor variación negativa a la estimada es el precio de venta de la electricidad y los costos de operación y mantenimiento. En el Análisis de riesgo de la página 146 se describe con mayor detalle la variación en los parámetros del análisis financiero.

**Tabla 46 TIR variando costos iniciales y costos de O&M**

		Costos iniciales				\$
Operación y Mantenimiento		59,601,540	69,535,130	79,468,719	89,402,309	99,335,899
\$		-25%	-13%	0%	13%	25%
1,937,951	-25%	50.4%	39.4%	31.3%	25.1%	20.1%
2,260,943	-13%	49.3%	38.5%	30.5%	24.3%	19.5%
2,583,935	0%	48.2%	37.5%	<b>29.6%</b>	23.6%	18.8%
2,906,926	13%	47.1%	36.5%	28.8%	22.8%	18.1%
3,229,918	25%	46.0%	35.6%	27.9%	22.0%	17.3%

**Tabla 47 TIR variando costos iniciales y tarifa de exportación de electricidad**

		Costos iniciales				\$
Tarifa de exportación de electricidad		59,601,540	69,535,130	79,468,719	89,402,309	99,335,899
\$/MWh		-25%	-13%	0%	13%	25%
50.95	-25%	28.0%	20.4%	14.7%	10.2%	6.6%
59.45	-13%	38.1%	28.9%	22.2%	17.0%	12.8%
67.94	0%	48.2%	28.9%	<b>29.6%</b>	23.6%	18.8%
76.43	13%	58.5%	46.1%	37.1%	30.2%	24.7%
84.92	25%	69.0%	54.9%	44.6%	36.8%	30.6%

<sup>24</sup> Las consideraciones para realizar el análisis de sensibilidad se describen en el subcapítulo 3.3.8 Análisis de sensibilidad de la página 90.



## CASO PRÁCTICO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE GAS DE SÍNTESIS PROVENIENTE DE LA GASIFICACIÓN DE RSU DEL DF

**Tabla 48 TIR variando costos iniciales y la relación de deuda**

		Costos iniciales				\$
Relación de deuda		59,601,540	69,535,130	79,468,719	89,402,309	99,335,899
%		-25%	-13%	0%	13%	25%
38%	-25%	42.1%	33.3%	26.7%	21.5%	17.4%
44%	-13%	44.8%	35.2%	28.0%	22.5%	18.0%
50%	0%	48.2%	37.5%	<b>29.6%</b>	23.6%	18.8%
56%	13%	52.5%	40.4%	31.6%	24.9%	19.6%
63%	25%	58.1%	44.0%	34.0%	26.5%	20.7%

**Tabla 49 TIR variando la tarifa de exportación de electricidad y los costos de O&M**

		Tarifa de exportación de electricidad				\$/MWh
Operación y Mantenimiento		50.95	59.45	67.94	76.43	84.92
\$		-25%	-13%	0%	13%	25%
1,937,951	-25%	16.5%	23.9%	31.3%	38.8%	46.3%
2,260,943	-13%	15.6%	23.1%	30.5%	37.9%	45.4%
2,583,935	0%	14.7%	22.2%	<b>29.6%</b>	37.1%	44.6%
2,906,926	13%	13.8%	21.3%	28.8%	36.2%	43.8%
3,229,918	25%	12.8%	20.4%	27.9%	35.4%	42.9%

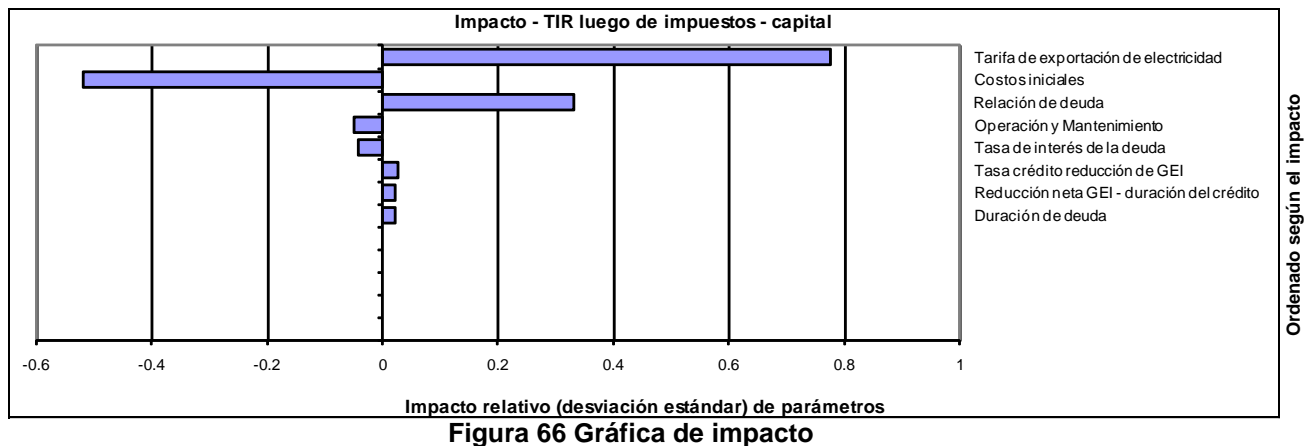
**Tabla 50 TIR variando los costos iniciales y la duración de la deuda**

		Costos iniciales				\$
Duración de deuda		59,601,540	69,535,130	79,468,719	89,402,309	99,335,899
año		-25%	-13%	0%	13%	25%
4	-25%	47.4%	37.6%	30.4%		20.5%
4	-13%	47.4%	37.2%	29.7%	23.9%	19.3%
5	0%	48.2%	37.5%	<b>29.6%</b>	23.6%	18.8%
6	13%	50.4%	39.6%	31.6%	25.5%	20.6%
6	25%	51.3%	40.1%	31.8%	25.4%	20.3%



## 5.8 Análisis de riesgo

La gráfica de impacto muestra la contribución relativa de la incertidumbre de cada parámetro sobre los indicadores financieros. El eje X representa la intensidad de la contribución de cada parámetro. Entre más larga es longitud de la barra, más grande es la contribución del impacto de ese parámetro.



Esta gráfica puede ayudar a determinar las variables que se deben considerar para un análisis más detallado. Para nuestro caso, convendría precisar más los valores de precio de venta de electricidad, costos iniciales y relación de deuda.

La dirección de la barra horizontal (positivo o negativo) proporciona un indicador de la relación entre el parámetro de entrada y el indicador financiero. La relación es positiva cuando un incremento en el valor del parámetro resulta en un incremento en el valor del indicador financiero. Por ejemplo, si la tarifa de exportación de electricidad aumenta, también aumenta el valor de la TIR en capital después de impuestos.



## CASO PRÁCTICO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE GAS DE SÍNTESIS PROVENIENTE DE LA GASIFICACIÓN DE RSU DEL DF

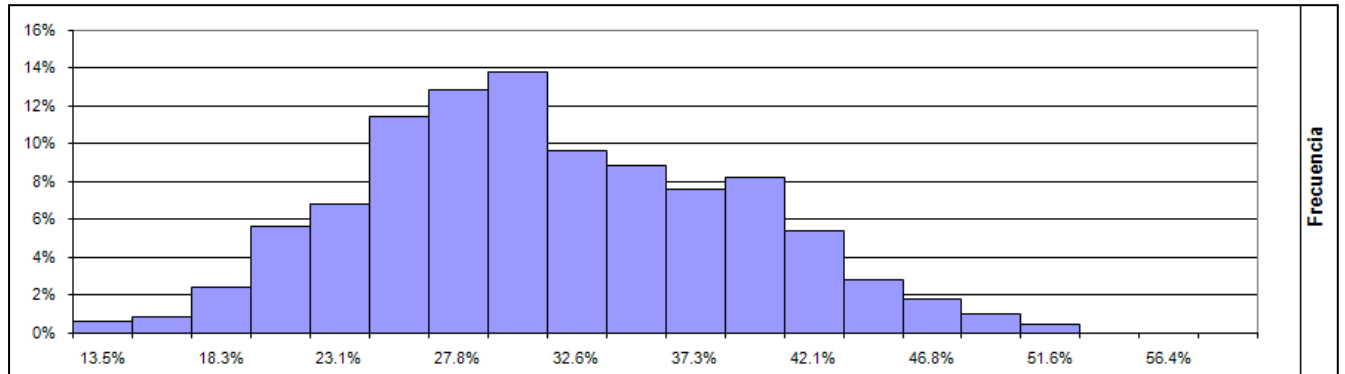


Figura 67 Distribución TIR después de impuestos - Capital

Mediana	%	30.7%
Nivel de riesgo	%	5.0%
Mínimo en intervalo de confianza	%	18.3%
Máximo en intervalo de confianza	%	46.1%

La Figura 30 proporciona una distribución de los posibles valores de la TIR, resultado de la simulación Monte Carlo. La altura de cada barra representa la frecuencia (%) de los valores que caen en el rango definido por el ancho de cada barra. En el eje X se muestra el valor correspondiente a la mitad de cada intervalo.

Si se acepta un nivel de riesgo de 5%, se tiene que la TIR puede ser de 18.3% hasta 46.1%, lo que es bastante aceptable.



## 6 CONCLUSIONES

Los fundamentos teóricos revisados de producción de biogás y gas de síntesis a partir de la valorización energética de residuos sólidos urbanos, de máquinas térmicas, y de evaluación de proyectos; permitieron establecer los criterios y una metodología para discriminar entre equipos de generación de electricidad de distintas capacidades y eficiencias, capaces de funcionar con gases de bajo poder calorífico.

Dentro de los trabajos de la análisis documental se revisó el marco regulatorio de generación de energía eléctrica por particulares, en el que se identificaron escenarios bien definidos en los que entes distintos a CFE pueden participar en la producción de energía eléctrica, los cuales son autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, y producción independiente. Dentro de estos rubros cabe la producción de energía a partir de RSU.

Las leyes y reglamentos que regulan la producción de energía eléctrica son:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Artículo 27.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Mientras que la normatividad en materia de estímulos para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes limpias, son

- Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética
- Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos
- Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
- Ley Federal de Derechos. Artículo 1 y Artículo 56.
- Ley del Impuesto Sobre la Renta. Artículo 40

Se encontró que existe un importante estímulo fiscal para generar energía limpia, según lo definido en el artículo 40 de la Ley del Impuesto sobre la Renta, que es la depreciación inmediata al 100% aplicable a los equipos y maquinaria que son utilizados



## CONCLUSIONES

---

para la generación de energía proveniente de fuentes renovables. Así mismo, existen importantes estímulos económicos y de otra índole cuando se genera energía a partir de fuentes renovables de acuerdo a lo estipulado en el “CONTRATO DE INTERCONEXION PARA CENTRALES DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA CON ENERGIA RENOVABLE O COGENERACION EFICIENTE” que publica la comisión reguladora de energía.

Los residuos sólidos urbanos pueden ser considerados una fuente renovable de energía cuando reciban tratamiento térmico y la Secretaria de Energía avale que en efecto cumplen las condiciones para ser fuente renovable de energía. También pueden ser considerados cuando se utilice la fracción orgánica para generar energía mediante algún tratamiento anaerobio y se cumpla lo estipulado en el primer párrafo de la “LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA”.

Con base a la literatura revisada, se infiere que es posible generar energía eléctrica con gas de síntesis, siendo la gasificación integrada con ciclos combinados la configuración más utilizada. Sin embargo, como el poder calorífico del gas de síntesis es menor en comparación con el gas natural, se incrementa considerablemente el flujo del gas requerido para la carga térmica necesaria de entrada.

La elección de un sistema de generación depende de varios aspectos, siendo los más importantes la eficiencia, el costo de inversión, y el costo de operación y mantenimiento; y según la disponibilidad de agua en el sitio del proyecto, el consumo de esta puede ser un factor importante. Los ingenieros de proyectos consideran que la selección de tecnologías de generación de energía eléctrica depende de:

1. Rendimiento calórico
2. Costo de inversión, USD/MW
3. Costo de operación y mantenimiento, \$USD/MWh
4. Energía necesaria para usos propios %
5. Vida Útil



## CONCLUSIONES

---

6. Consumo de Agua
7. Tipo de Demanda
8. Capacidad de la planta

Con estos criterios, se realizó una evaluación general de diversos sistemas de generación (4.3.1 Evaluación general), los resultados muestran que a una capacidad instalada menor a 30 MW el orden de preferencia de los equipos de generación motor de combustión interna, ciclo combinado y turbina a gas; sin importar si se da mayor ponderación a la eficiencia y a los costos; que si le otorga a la eficiencia, costos y consumo de agua. A 30 MW, si se le otorga una baja ponderación al consumo de agua, el orden de preferencia de equipos de generación es ciclo combinado, motor de combustión interna y turbina a gas; a esta capacidad, otorgando mayor ponderación al consumo de agua, el ranking es ciclo combinado/motor de combustión interna, y turbina a gas. Para capacidades mayores a 40 MW sucede algo similar que para capacidades menores a 30 MW, sólo que con el siguiente orden, ciclo combinado, motor de combustión interna, y turbinas a gas. Es importante mencionar que la evaluación considera que un solo equipo proporcionará la capacidad instalada usada para cada evaluación. Esto podría provocar que el ranking de equipos de generación sea distinto si no se logra conseguir equipos a dicha capacidad.

Para cubrir esta deficiencia, se propone la metodología “Evaluación de criterios para la selección de alternativas en la generación de energía eléctrica”, la cual permite comparar los equipos de generación que existen el mercado que son susceptibles de generar energía según las condiciones propias de cada proyecto. Se compara la capacidad por equipo, rendimiento calórico, costo de inversión según la capacidad de cada equipo, el costo de operación y mantenimiento de acuerdo a la capacidad por equipo, y al flujo de combustible disponible. Conjuntamente toma en cuenta, para establecer el orden de preferencia, la cantidad de combustible disponible y su poder calorífico.



## CONCLUSIONES

---

La validez de la metodología se demuestra mediante su aplicación en el caso práctico del proyecto “Gasificación de residuos sólidos urbanos del Distrito Federal con generación de energía eléctrica”. Los indicadores de pre factibilidad mostraron que con el flujo de energía que se produciría en la gasificación de los RSU, sería factible realizar un proyecto de generación de energía eléctrica. Posteriormente quedó demostrado con el estudio de pre factibilidad realizado en RETScreen.

En relación con la evaluación del proyecto de gasificación de los RSU del DF, se plantearon diversos supuestos que deben ser corroborados con estudios más detallados, pero que son suficientes para una primera evaluación. Se observa que de acuerdo al escenario pesimista de los indicadores de pre factibilidad, el proyecto es potencialmente factible. El análisis de pre factibilidad indica que el proyecto cumple los criterios de rentabilidad, esto es porque se considera que no existen costos por uso del combustible, ya que se obtiene de forma secundaria cuando los residuos sólidos reciben tratamientos térmicos o biológicos. El análisis de sensibilidad muestra que el proyecto deja de ser rentable cuando el precio de venta de electricidad es menor de 50.95 \$/MWh. El análisis de riesgo confirma que la tarifa de exportación de electricidad es un factor determinante en la rentabilidad del proyecto, por lo que es necesario precisar su valor mediante estudios muy rigurosos.

Los “Criterios para la selección de máquinas térmicas para la generación de energía a partir de biogás/syngas.” así como la metodología de evaluación, se pueden aplicar a cualquier combustible gaseoso, y no sólo para biogás o syngas. Esto porque lo que hace diferente a tipo de gas de otro, en esencia, es el poder calorífico y el nivel de contaminantes que contiene, y dado que estos se pueden eliminar con equipos de limpieza de gases, la única diferencia es el poder calorífico.

Por tanto, la presente metodología puede resultar de gran ayuda en la etapa de estudios de un proyecto para decidir si se debe iniciar o si es necesario tener mayor certidumbre sobre las variables que lo afectan, ya que en su fase inicial es necesario





## CONCLUSIONES

---

contar con datos que permitan determinar rápidamente y sin consumir demasiados recursos si el proyecto tiene posibilidades de ser económicamente rentable.

En cuanto a mi experiencia como ingeniero puedo decir que fue bastante enriquecedor realizar esta tesis, ya que pude desarrollarme en un campo de aplicación de la Ingeniería Química, que es el desarrollo de proyectos sustentables aprovechando combustibles no convencionales. Así mismo me permitió apreciar la importancia de colaborar con personas de otras disciplinas, lo que hace más enriquecedor a un trabajo.



## 7 BIBLIOGRAFÍA

**A. Vigneswaran Md Shah Majid, Hasimah Abdul Rahman, Mohammad Yusri Hassan and M. K. Hamzah** 2 Cost comparison between Amorphous Silicon and Cadmium Telluride for Stand – Alone Photovoltaic System in Malaysia [Publicación periódica] // 2008 IEEE 2ND INTERNATIONAL POWER AND ENERGY CONFERENCE. - Malaysia : [s.n.], Diciembre de 2008. - Vols. 1-3. - págs. 468-472.

**Balat Mustafa y Yucesan Cad H. Osman** Biogas as a Renewable Energy Source—A Review [Publicación periódica] // Energy Sources. Recovery, Utilization, and Environmental Effects. - Sila Science, University Mahallesi, Trabzon, Turkey : Taylor & Francis, Octubre de 2009. - 13 : Vol. 27. - págs. 1280 - 1293.

**Banco de México** Banco de México [En línea] // Glosario - Política monetaria e inflación. - ND de ND de ND. - 11 de Mayo de 2010. - <http://www.banxico.org.mx/politica-monetaria-e-inflacion/material-de-referencia/basico/preguntas-frecuentes-de-politica-monetaria-e-infla/preguntas-frecuentes002.html>.

**Banco de México** Banco de México [En línea] // Informe sobre la Inflación Enero Marzo 2010. - Abril de 2010. - 11 de Mayo de 2010. - <http://www.banxico.org.mx/publicaciones-y-discursos/publicaciones/informes-periodicos/trimestral-inflacion/%7B8E1E1537-1E4D-8E3F-D41D-B0E2B4F5CA41%7D.pdf>.

**Belgiorno V. [y otros]** Energy from gasification of solid wastes [Publicación periódica] // Waste Management. - Italia : PERGAMON, 2003. - Vol. 23. - págs. 1 - 15. - PII: S0956-053X(02)00149-6.

**Cabrera Delgado Nayeli** Opciones de tecnologías de conversión térmica para el aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos generados en el Distrito Federal [Libro]. - Ciudad Universitaria : [s.n.], 2010.



**CÁMARA DE DIPUTADOS DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN** LEY DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA [Artículo] = LISR Última Reforma DOF 27-04-2010 // Diario Oficial de la Federación. - 27 de Abril de 2010. - págs. 1-340.

**CÁMARA DE DIPUTADOS DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN** LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA [Artículo] // Diario Oficial de la Federación. - 1975 (09-04-2012).

**Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión** Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos Sólidos [Artículo] // Diario Oficial de la Federación. - 2008. - Octubre, 8.

**CFE Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación** Comisión Federal de Mejora Regulatoria [En línea] // Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. - Abril de 2007. - 25 de Octubre de 2009. - <http://www.cofemermir.gob.mx/uploadtests/17293.66.59.4.COPAR%202007%20CFE.pdf>.

**Chalikias Miltiadis S. [y otros]** Environmental sustainability and financial feasibility evaluation of woodfuel biomass used for a potential replacement of conventional space heating sources. Part I: A Greek case study [Publicación periódica] // Operational Research. - 15 de Febrero de 2009. - 1 : Vol. 10. - págs. 43-56.

**Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía** Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía [En línea] // Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México. - Diciembre de 2009. - Mayo de 2010. - <http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7174/11/EstudioCogeneracion.pdf>.

**Dolgen Deniz [y otros]** Energy Potential of Municipal Solid Wastes [Publicación periódica] // Energy Sources. - Turquía : Taylor & Francis, 2005. - Vol. 27. - págs. 1483–1492. - DOI: 10.1080/009083190523820.



## BIBLIOGRAFÍA

---

**EI-Shimy M.** Viability analysis of PV power plants in Egypt [Publicación periódica] // RENEWABLE ENERGY. - Cairo, Egipto : [s.n.], Octubre de 2009. - 10 : Vol. 34. - págs. 2187-2196.

**European Climate Exchange** European Climate Exchange [En línea] // CER Futures Contract was launched on 14 March 2008. - 19 de Mayo de 2010. - 19 de Mayo de 2010. - <http://www.ecx.eu/CER-Futures>.

Evaluation of the Energy Efficiency of Renewable Biomass Fuels: An Environmental and Financial Approach [Publicación periódica] // OPEN KNOWLEDGE SOCIETY: A COMPUTER SCIENCE AND INFORMATION SYSTEMS MANIFESTO. - Atenas, Grecia : [s.n.], 2008. - Vol. 19. - págs. 125- 136.

**Fichtner Consulting Engineers Ltd** Environmental Services Association [En línea] // The Viability of Advanced Thermal Treatment of MSW in the UK. - Marzo de 2004. - 14 de Mayo de 2010. - <http://www.esauk.org/publications/reports/thermal%20treatment%20report.pdf>.

**Filippidou F. y Botsaris P.N.** Estimation of the Energy Payback Time (EPR) for a PV Module Installed in North Eastern Greece [Publicación periódica] // Applied Solar Energy. - Grecia : [s.n.], 2009. - 3 : Vol. 45. - págs. 166 - 175.

**Fondos Mexicanos. Distribuidora de Fondos de Inversión** Fondos Mexicanos de Inversión [En línea] // Portafolios. - 30 de Abril de 2009. - 20 de Mayo de 2010. - <http://cnnextension.fondosmexicanos.com/cnnextension/default.aspx>.

**Gadde Gadde [y otros]** SYNGAS CAPABLE COMBUSTION SYSTEMS DEVELOPMENT FOR ADVANCED GAS TURBINES [Publicación periódica] // Proceedings of the ASME Turbo Expo 2006. - adde, S (reprint author), Siemens Power Generat Inc, 4400 Alafaya Trail, Orlando, FL 32826 USA : [s.n.], 2006. - 547-554 : Vol. 4.



## BIBLIOGRAFÍA

---

**General Electric Company** General Electric. Medium Size Gas Turbines [En línea] // Gas Turbine and Combined Cycle Products Brochure. - 2009. - 24 de Mayo de 2010. - [http://www.gepower.com/prod\\_serv/products/gas\\_turbines\\_cc/en/downloads/GEH12985H.pdf](http://www.gepower.com/prod_serv/products/gas_turbines_cc/en/downloads/GEH12985H.pdf).

**Giampaolo Tony** The Gas Turbine Handbook: Principles and Practices [Libro]. - EUA : Fairmont Press, 2003.

**Himri Y., Stambouli A. Boudghene y Draoui B.** Prospects of wind farm development in Algeria [Publicación periódica] // Desalination. - Argelia : [s.n.], Abril de 2009. - 1 - 3 : Vol. 239. - págs. 130 - 138.

**Houri Ahmad** Solar water heating in Lebanon: Current status and future prospects [Publicación periódica] // Renewable Energy. - Lebanon : [s.n.], Abril de 2006. - 5 : Vol. 31. - págs. 663-675 .

**J.M Smith H.C Van Ness, M.M. Abbott** Introducción a la termodinámica en ingeniería química [Libro]. - [s.l.] : McGraw-Hill Interamericana, 2003. - ISBN 0-07-240296-2.

**John R. Howell y Richard O. Buckius** Principios de termodinámica para ingenieros [Libro]. - [s.l.] : McGRAW-HILL INTERAMERICANA DE MÉXICO, S.A. DE C.V., 1990. - ISBN 0-07-079863-7.

**Juniper Consultancy Services Ltd** WasteReports.com [En línea] // Pyrolysis & Gasification of Waste. A Worldwide Technology and Business Review. - Septiembre de 2001. - Mayo de 2010. - [http://www.wastereports.com/free\\_downloads/pyrolysis-and-gasification.html](http://www.wastereports.com/free_downloads/pyrolysis-and-gasification.html).

**Kidnay Arthur J. y Parrish William R.** Fundamentals of Natural Gas Processing [Libro]. - Boca Raton, FL : Taylor & Francis Group, 2006. - ISBN: 10: 0-8493-3406-3.



**Krkoleva Aleksandra [y otros]** Economic and environmental assesment of solar systems installed at an isolated location [Publicación periódica] // Energy and the Environment / ed. B Frankovic. - Opatija, CROATIA : [s.n.], 2006. - págs. 275-285.

**Kurevija Tomislav** Analysis of potentials of shallow geothermal resources in heat pump in the city of Zagreb [Publicación periódica] // Fuels and lubricants. - República de Croacia : [s.n.], 2008. - 5 : Vol. 47. - págs. 355-390.

**Le ng G.J.** RETScreen™ International: A decision support and capacity building tool for assessing potential renewable energy projects [Publicación periódica] // Industry and Environment. - Canada : [s.n.], Julio de 2000. - 3 : Vol. 23. - págs. 22 - 23.

**Lieuwen Tim, Yang Vigor y Yetter Richard** Synthesis Gas Combustion. Fundamentals and Applications [Libro]. - EUA : Taylor & Francis, 2010. - pág. 2.

**Lunghi Piero y Bove Roberto** Electric power generation from landfill gas using traditional and innovative technologies [Publicación periódica] // Energy Conversion & Management. - Perugia, Italia : ELSEVIER, 2006. - Vol. 47. - págs. 1391–1401. - doi:10.1016/j.enconman.2005.08.017.

**Modi Anish [y otros]** Performance analysis of a solar photovoltaic operated domestic refrigerator [Publicación periódica] // Applied Energy. - India : [s.n.], 2009. - Vol. 86. - págs. 2583–2591. - doi:10.1016/j.apenergy.2009.04.037.

**Münster Marie y Lund Henrik** Comparing Waste-to-Energy technologies by applying energy system analysis [Publicación periódica] // Waste Management. - Aalborg Oest, Dinamarca : [s.n.], 13 de Julio de 2009. - pág. doi:10.1016/j.physletb.2003.10.071.

**Murphy J.D y McKeogh E.** Technical, economic and environmental analysis of energy production from municipal solid waste [Publicación periódica] // Renewable Energy. - Cork, Irlanda : ELSEVIER, 2004. - Vol. 29. - págs. 1043 - 1057. - www.elsevier.com/locate/renene.



**Ognjan Diana, Stanić Zoran y Tomšić Željko** Profitability of incentive purchase prices for wind farm projects in Croatia [Publicación periódica] // Journal of Energy. - Croacia : [s.n.], Abril de 2008. - 2 : Vol. 57. - págs. 178 - 199.

**Rakic Mario, Desnica-Frankovic Dunja y Desnica Uros V** Potential for Off-grid PV Applications on Croatian Islands [Publicación periódica] // STROJARSTVO: Journal for Theory and Application in Mechanical Engineering. - Zagreb, Croacia : [s.n.], Mayo - Junio de 2007. - 3 : Vol. 49. - págs. 217-224.

**Rehman Shafiqur** Prospects of wind farm development in Saudi Arabia [Publicación periódica] // Renewable Energy. - Arabia Saudi : [s.n.], Marzo de 2005. - 3 : Vol. 30. - págs. 447–463.

**Rehman Shafiqur y Al-Abadi Naif M.** Wind shear coefficients and energy yield for Dhahran, Saudi Arabia [Publicación periódica] // RENEWABLE ENERGY. - Arabia Saudi : [s.n.], Abril de 2007. - 5 : Vol. 32. - págs. 738 - 749.

**Rehman Shafiqur, A. Bader Maher y A. Al-Moallem Said** Cost of solar energy generated using PV panels [Publicación periódica] // Renewable & Sustainable Energy Reviews. - Arabia Saudi : [s.n.], 2007. - Vol. 11. - págs. 1843–1857.

**RetScreen International** Ayuda para manejo de software RetScreen // Reciprocating engine.

**RETScreen(R) Internacional** RETScreen(R) Internacional [En línea] // Clean Energy Project Analysis. RETScreen® Engineering & Cases Textbook. - Septiembre de 2005. - 13 de Mayo de 2010. - [http://www.etscreen.net/es/t\\_software.php](http://www.etscreen.net/es/t_software.php).

**Rodríguez Manuel de Jesús Garcés** Caracterización de los residuos sólidos urbanos del Distrito Federal mediante muestreo para su valorización y disposición final [Libro]. - Ciudad Universitaria : Facultad de Química, UNAM, 2010.



## BIBLIOGRAFÍA

---

**Scottish Enviroment Protection Agency** Scottish Enviroment Protection Agency - Waste [En línea] // Guidance on gas treatment technologies for landfill gas engines. - Agosto de 2004. - 28 de Junio de 2010. - [http://www.sepa.org.uk/waste/waste\\_regulation/idoc.ashx?docid=e13df631-957f-4b0b-8487-4f2df89c8421&version=-1](http://www.sepa.org.uk/waste/waste_regulation/idoc.ashx?docid=e13df631-957f-4b0b-8487-4f2df89c8421&version=-1).

**Secretaria de Energía** Secretaria de Energía [En línea] // Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. - Septiembre de 2009. - Mayo de 2010. - [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/ER\\_para\\_Desarrollo\\_Sustentable\\_Mx\\_2009.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/ER_para_Desarrollo_Sustentable_Mx_2009.pdf).

**Secretaria de Energía** Secretaria de Energía [En línea] // Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables. - Mayo de 2010. - <http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/Programa%20Energias%20Renovables.pdf>.

**Secretaria de Energía** Secretaría de Energía [En línea] // Prospectivas del Sector Eléctrico 2009 - 2024. - 28 de Diciembre de 2009. - 05 de Abril de 2010. - [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE\\_y\\_DT/pub/Prospectiva\\_electricidad%20\\_2009-2024.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva_electricidad%20_2009-2024.pdf).

**Secretaría de Energía** Secretaría de Energía [En línea] // Estrategia Nacional de Energía. - Febrero de 2010. - 16 de Marzo de 2010. - <http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/EstrategiaNacionaldeEnergia.pdf>.

**Secretaría de Energía** Secretaría de Energía [En línea] // ESTIMACIÓN DEL RECURSO Y PROSPECTIVA ENERGÉTICA DE LA BASURA EN MÉXICO. - 15 de Agosto de 2005. - 17 de Marzo de 2010. - [http://www.energia.gob.mx/webSener/res/168/A1\\_Basura.pdf](http://www.energia.gob.mx/webSener/res/168/A1_Basura.pdf).

**Secretaria de Hacienda y Credito Público** LINEAMIENTOS para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos [Artículo] // Diario Oficial de la Federación. - 18 de Marzo de 2008. - págs. 2-13.





## BIBLIOGRAFÍA

---

**Secretaría de Hacienda y Crédito Público** LINEAMIENTOS para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión [Artículo] // DIARIO OFICIAL. - 18 de Marzo de 2008. - Martes 18 de marzo.

**SEDESOL** El Biogás como Fuente de Energía [Libro]. - DF : SEDESOL, 2005.

**Sierra Pacific Resources** National Energy Technology Laboratory [En línea] // Piñon Pine IGCC Project, Final Technical Report - Clean Coal Technology Demonstration Program (CCTDP) - Round 4 . - Enero de 2001. - 28 de Julio de 2010. - [http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/cctc/cctdp/bibliography/demonstration/epg/baepgig\\_pinon.html](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/cctc/cctdp/bibliography/demonstration/epg/baepgig_pinon.html).

**Soares Claire** Gas Turbines. A Handbook of Air, Land and Sea Applications [Libro]. - Butterworth Heinemann : ELSEVIER, 2008. - ISBN: 978-0-7506-7969-5.

**Tamizh-Mani Gov indasamy [y otros]** Photovoltaic Performance Models: An Evaluation with Actual Field Data - art. no. 70480W [Publicación periódica] // RELIABILITY OF PHOTOVOLTAIC CELLS, MODULES, / ed. NG Dhere. - San Diego, CA. EUA : [s.n.], 2008. - Vol. 7048. - págs. W480-W480.

**Tawfik Hazem [y otros]** Economic Analysis of Renewable Energy Systems [Publicación periódica] // 2006 IEEE LONG ISLAND SYSTEMS, APPLICATIONS AND TECHNOLOGY CONFERENCE. - EUA : [s.n.], 2006. - págs. 91-92.

**Tchobanoglus George, Theisen Hilary y Vigil Samuel** Gestión Integral de Residuos Sólidos [Libro]. - Madrid : McGraw-Hill, 1994. - Vol. I : II.

**Tchobanoglus George, Theisen Hilary y Vigil Samuel** Gestión Integral de Residuos Sólidos [Libro]. - [s.l.] : McGraw Hill/Interamericana de España SA, 1994. - ISBN: 0-07-063237-5.

**The Worl Bank; Energy Sector Management Assitance** The Worl Bank Group [En línea] // Handbook for the Preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin



## BIBLIOGRAFÍA

---

America and the Caribbean. - Enero de 2004. - 23 de Marzo de 2010. - <http://www.bancomundial.org.ar/lfg/Archivos/handbook.pdf>.

**Thevenard D Leng G, Martel S** The retscreen model for assessing potential PV projects [Publicación periódica] // CONFERENCE RECORD OF THE TWENTY-EIGHTH IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE - 2000 .- Waterloo, ON, Canada : [s.n.], 2000. - págs. 1626-1629.

**Toledo Dr Carlos Escobar** Ingeniería Económica I [Libro]. - Ciudad Universitaria : [s.n.], 2007.

**Toledo Dr. Carlos Escobar** Ingeniería Económica I [Libro]. - Ciudad Universitaria. Facultad de Química : Facultad de Química, 2008.

**United States Environmental Protection Agency** Landfill Methane Outreach Program [En línea]. - 12 de Mayo de 2010. - Mayo de 2010. - <http://www.epa.gov/lmop/>.

**Yassin Liban [y otros]** Techno-economic performance of energy-from-waste fluidized bed combustion and gasification processes in the UK context [Publicación periódica]. - Roma, Italia : ELSEVIER, 2009. - Vol. 146. - págs. 315–327. - doi:10.1016/j.cej.2008.06.014.



## 8 ANEXOS

### 8.1 Modelos comerciales de máquinas térmicas para generar energía eléctrica a partir de gas combustible

Tabla 51 Modelos comerciales de turbina a gas

Fabricante	Modelos de turbinas	Capacidad/Unidad kW	Rendimiento calórico kJ/kWh
Alstom	GT11N2-2	11,360	10,872
Alstom	GT11N2-1	11,500	10,708
Alstom	GT35C	17,000	11,180
Alstom	GT10C	29,060	10,000
Alstom	GTX100	43,000	9,720
Alstom	GT8C2-1	56,200	10,654
Alstom	GT8C2-2	56,300	10,635
Alstom	GT24B	188,000	9,755
Alstom	GT26B	280,900	9,400
Alstom	GT13E2	179,900	9,756
HITACHI	H15	14,700	10,599
HITACHI	H25	27,500	10,097
GE	GE10	11,250	11,481
GE	6B/MS600 1B	56,200	10,654
GE	7EA/MS7001EA	85,100	11,000
GE	9E	123,400	10,650
GE	6FA/MS600 1FA	75,900	10,300
GE	7FA	171,100	9,873
GE	7FB	280,300	6,276
GE	9FA	255,600	9,757
SIEMENS	W 251-B11/12	49,500	10,946
SIEMENS	V64.3	62,300	10,233
SIEMENS	V64.3A	67,000	9,870
SIEMENS	V94.2	157,000	10,445
SIEMENS	V94.3A	265,000	9,157
SIEMENS	V94.2A/SGT5-2000E	189,700	9,882



## ANEXOS

Fabricante	Modelos de turbinas	Capacidad/Unidad kW	Rendimiento calórico kJ/kWh
SIEMENS	SGT-200-1S	6,750	11,418
SIEMENS	SGT-200-2S	7,680	10,906
SIEMENS	SGT-300	7,900	11,532
SIEMENS	SGT-500	17,180	11,180
SIEMENS	SGT-600	24,770	10,533
SIEMENS	SGT6-2000E	113,000	10,606
SIEMENS	SGT6-4000F	186,000	9,384
SIEMENS	SGT6-5000F	208,000	9,604
Mitsubishi Heavy Industries	701D	139,350	10,392
Mitsubishi Heavy Industries	701F	270,300	9,421
Mitsubishi Heavy Industries	701G	334,000	9,105
Mitsubishi Heavy Industries	MF111A	12,610	11,783
Mitsubishi Heavy Industries	MF111B	14,570	11,510

**Tabla 52 Modelos comerciales de motores de combustión interna**

Fabricante	Modelos de motores de combustión interna	Capacidad / Unidad kW	Rendimiento calórico kJ/kWh [Reportado por fabricante]
Caterpillar Motor	G3306NA	72	10,491
Caterpillar Motor	G3516	815	10,490
Deutz Motor	TCG 2016 V08 C (50 HZ)	400	8,469
Deutz Motor	TCG 2016 V12 C (60 HZ)	600	8,820
Deutz Motor	TCG 2016 V12C (50 HZ)	600	8,478
Deutz Motor	TCG 2016 V16 C (60 HZ)	800	8,735
Deutz Motor	TCG 2016 V16C (50 HZ)	800	8,469
Deutz Motor	TCG 2020 V12 (60 HZ)	1,008	8,889
Deutz Motor	TCG2020 V12 (50 HZ)	1,200	8,574
Deutz Motor	TCG 2020 V16 (60 HZ)	1,345	8,910
Deutz Motor	TCG2020 V16 (50 HZ)	1,560	8,642
Deutz Motor	TCG 2020 V20 (60 HZ)	1,681	8,905
Deutz Motor	TCG2020 V20 (50 HZ)	2,000	8,572
GE Motor	J208 GS (50 HZ) 500	330	9,302



## ANEXOS

Fabricante	Modelos de motores de combustión interna	Capacidad / Unidad kW	Rendimiento calórico kJ/kWh [Reportado por fabricante]
<b>GE Motor</b>	J208 GS (60 HZ) 250	335	9,940
<b>GE Motor</b>	J312 GS (50 HZ) 500	625	9,068
<b>GE Motor</b>	J312 GS (60 HZ) 250	633	9,809
<b>GE Motor</b>	J312 GS (60 HZ) 500	633	9,449
<b>GE Motor</b>	J316 GS (50 HZ) 500	836	9,023
<b>GE Motor</b>	J316 GS (60 HZ) 250	848	9,756
<b>GE Motor</b>	J316 GS (60 HZ) 500	848	9,424
<b>GE Motor</b>	J320 GS (60 HZ) 250	1,060	9,756
<b>GE Motor</b>	J320 GS (60 HZ) 500	1,060	9,231
<b>GE Motor</b>	J320 GS (50 HZ) 500	1,065	8,802
<b>GE Motor</b>	J612 GS (60 HZ) 250	1,458	9,351
<b>GE Motor</b>	J612 GS (50 HZ) 250	1,458	9,184
<b>GE Motor</b>	J612 GS (60 HZ) 500	1,458	9,184
<b>GE Motor</b>	J612 GS (50 HZ) 500	1,458	9,045
<b>GE Motor</b>	J616 GS (60 HZ) 250	1,944	9,375
<b>GE Motor</b>	J616 GS (60 HZ) 500	1,944	9,207
<b>GE Motor</b>	J616 GS (50 HZ) 250	1,944	9,184
<b>GE Motor</b>	J616 GS (50 HZ) 500	1,944	9,045
<b>GE Motor</b>	J620 GS (60 HZ) 250	2,428	9,326
<b>GE Motor</b>	J620 GS (50 HZ) 250	2,428	9,207
<b>GE Motor</b>	J620 GS (60 HZ) 500	2,428	9,160
<b>GE Motor</b>	J620 GS (50 HZ) 500	2,428	9,045
<b>Wärtsilä Motor</b>	9L34SG(60 HZ)	3,758	7,817
<b>Wärtsilä Motor</b>	9L34SG(50 HZ)	3,888	7,817
<b>Wärtsilä Motor</b>	16V34SG (60 HZ)	6,737	7,753
<b>Wärtsilä Motor</b>	16V34SG (50 HZ)	6,970	7,753
<b>Wärtsilä Motor</b>	20V34SG (60 HZ)	8,439	7,737
<b>Wärtsilä Motor</b>	20V34SG (50 HZ)	8,730	7,737
<b>Waukesha Motor</b>	16V150LTD	1,000	8,276
<b>Waukesha Motor</b>	12V220GL	2,000	8,200
<b>Waukesha Motor</b>	18V220GL	3,000	8,200

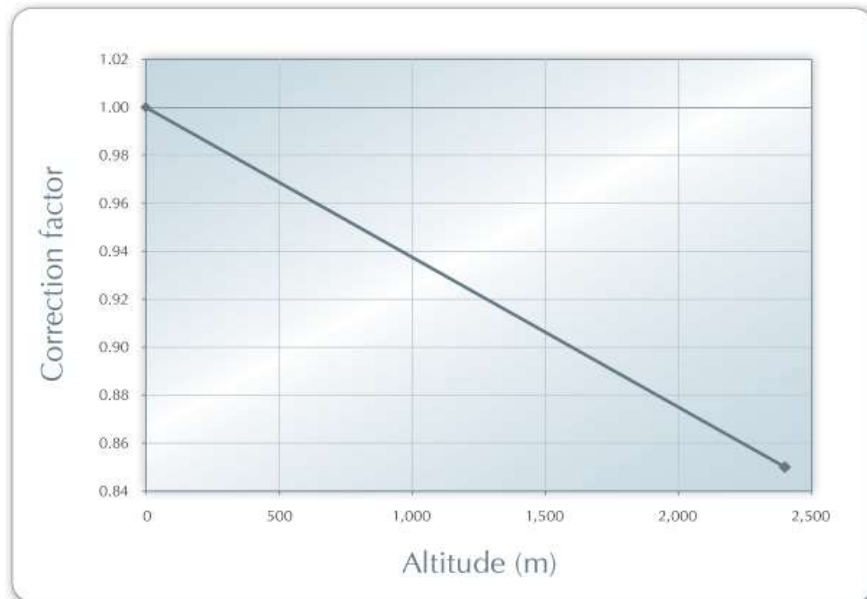


---

## 8.2 Corrección de rendimiento calórico a condiciones de sitio

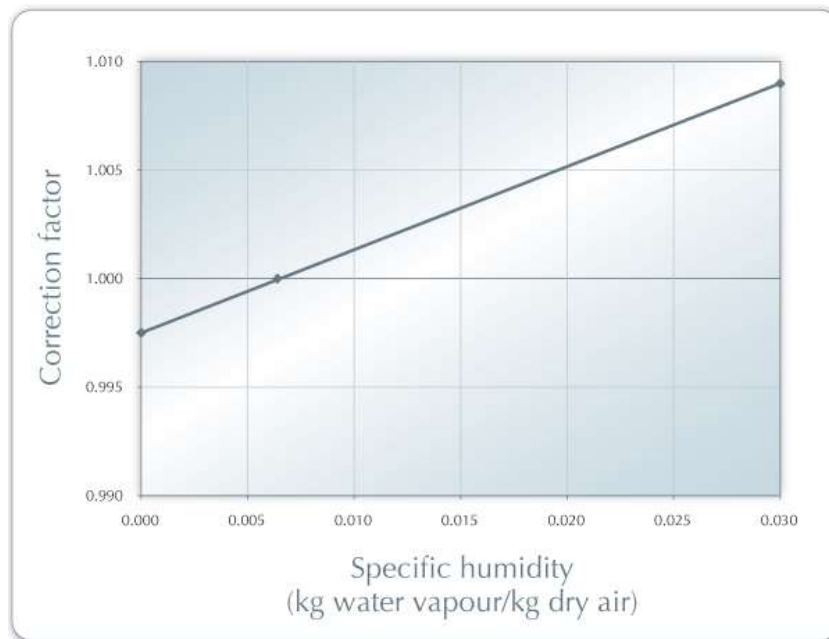
---

El factor de corrección de cada gráfica es multiplicativo



[www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)

Gráfica 1 Factor de corrección de rendimiento calórico – Altitud

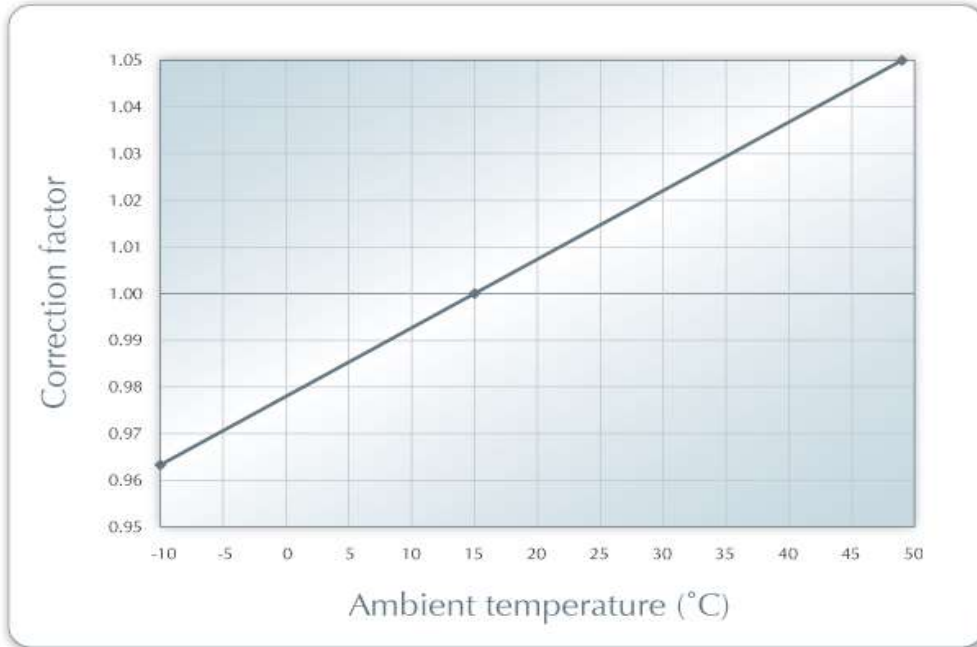


[www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)

Gráfica 2 Factor de corrección de rendimiento calórico - Humedad específica



RETScreen



[www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)

**Gráfica 3 Factor de corrección de rendimiento calórico - Temperatura ambiente**



### 8.3 Costos iniciales de referencia

---

Los costos iniciales de un proyecto se suelen dividir en los siguientes rubros

- ❖ Estudio de factibilidad
- ❖ Desarrollo
- ❖ Ingeniería
- ❖ Sistema eléctrico de potencia
  - ⊕ Turbina a gas – ciclo combinado
  - ⊕ Caminos accesos
  - ⊕ Líneas de transmisión
  - ⊕ Subestación
- ❖ Balance del sistema y misceláneos
  - ⊕ Repuestos
  - ⊕ Transporte
  - ⊕ Entrenamiento y puesta en servicio
  - ⊕ Contingencias
  - ⊕ Intereses durante la construcción

Costos anuales

- ❖ Operación y mantenimiento
- ❖ Contingencias

A continuación se proporcionan algunos valores típicos

El sistema de generación de energía, tal como se define aquí, incluye la carga base, carga intermedia, carga alta y/o equipos de energía de reserva, y los costos asociados a la construcción de caminos, líneas de transmisión, subestación y los costos de medidas de eficiencia energética.





### 8.3.1 Construcción de caminos

Los proyectos de generación de energía de mediana a gran escala generalmente requieren la construcción de vías de acceso. Esto dependerá del sitio seleccionado y de la naturaleza del terreno. En algunos casos, los proyectos no requieren de construcción de carreteras, por lo que es importante considerar los caminos existentes cuando se realiza la selección del sitio del proyecto.

El costo de construcción de caminos como promedio es de \$80,000 por km, pero pueden llegar hasta los \$500,000 por km cuando se requiere construir puentes.

### 8.3.2 Línea de transmisión

El costo de la línea de transmisión es específico del sitio y depende del tipo, longitud, voltaje y localización de la línea y de la capacidad instalada de la planta de energía que se construirá. La Tabla 53 proporciona un indicador de los costos aproximados, asumiendo accesos razonables. Estos costos son representativos de las líneas aéreas y deben ser ajustadas a las condiciones del sitio. Las líneas subterráneas normalmente se usan para conectar las líneas dentro de áreas urbanas. Sus costos pueden ser hasta 2 o 4 veces más altos que un equivalente de línea aérea. Típicamente, líneas de transmisión de 25 kV se pueden usar para distancias menores a 50 km, líneas de transmisión de 44 kV se pueden usar para distancias menores a 70 km y líneas de transmisión de 115 kV se pueden usar para distancias mayores a 70 km.

El costo de la subestación es específico del sitio y depende principalmente del voltaje y de la capacidad instalada de la planta de energía a construir. Los equipos eléctricos auxiliares pueden incluir cargas de volcado y calentadores, bancos de capacitores, equipos de monitoreo y sistemas de control tipo SCADA o integrales.



## ANEXOS

**Tabla 53 Costo Estimado de Líneas de Transmisión y de Subestaciones**

Capacidad [MW]	Voltaje [kV]	Línea de transmisión [\$/km]	Subestación [\$]
0 - 2	25	70,000	310,000
2 - 5	44	80,000	740,000
> 5	115	130,000	2,440,000

Los costos están actualizados a dólares americanos a enero de 2010

**Tabla 54 Costos iniciales de referencia para algunos sistemas de generación de energía**

Tecnología	Promedio	Mínimo	Máximo
	\$/kW		
Turbina a gas	1,780	628	2,932
Turbina a gas - Ciclo combinado	1,257	733	1,780
Motor de combustión interna	1,466	733	2,199
Turbina a vapor	1,152	524	1,780

Los costos están actualizados a dólares americanos a enero de 2010

### 8.3.3 Balance del sistema y misceláneos

Los costos del balance del sistema y misceláneos típicamente incluyen diversos elementos, tales como costos específicos del proyecto, repuestos, transporte, entrenamiento y puesta en servicio, contingencias, e intereses durante la construcción.

Es necesario incluir dentro de los costos del proyecto el costo de las piezas de repuesto. El tamaño del inventario dependerá de la confiabilidad del sistema, la garantía del proveedor, y de la complejidad del sistema de generación. Normalmente el costo de los repuestos debería formar parte de las cotizaciones realizadas al fabricante.

El costo de las piezas de repuesto generalmente se expresa como un porcentaje del costo inicial del sistema de generación. Para proyectos que operan en condiciones



## ANEXOS

---

normales, el costo representa máximo un 3% del costo total del equipo. Mientras que para proyectos muy pequeños llegar a constituir hasta el 30% del costo total del equipo.

De acuerdo a RETScreen, se puede utilizar la Tabla 55 como referencia para estimar los costos generales del proyecto (factibilidad, desarrollo, ingeniería, sistema de generación y balance del sistema).

**Tabla 55 Costos iniciales de referencia para algunos sistemas de generación de energía**

Tecnología	Promedio	Mínimo	Máximo
Turbina a gas	1,780	628	2,932
Turbina a gas - Ciclo combinado	1,257	733	1,780
Motor de combustión interna	1,466	733	2,199
Turbina a vapor	1,152	524	1,780
Los costos están actualizados a dólares americanos a enero de 2010			