

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y**  
**PETROQUÍMICA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA PETROQUÍMICA**



**ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DE  
GASIFICACIÓN DEL COQUE DE PETRÓLEO  
INTEGRADA A UN SISTEMA DE GENERACIÓN  
ELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

***INGENIERO PETROQUÍMICO***

**ELABORADO POR:**

**JAIME ALCIDES ALONSO PORTOCARRERO**

**PROMOCIÓN 2005 – 2**

**LIMA - PERÚ**

**2010**

# Dedicatoria

*A mi familia...mi fuerza*

*A Nora...mi inspiración*

*A mis amigos...gran apoyo*

# ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>CAPÍTULO 1: ASPECTOS GENERALES</b>	2
1.1. Antecedentes	2
1.2. Objetivos de la Tesis	3
1.2.1. Objetivo General	3
1.2.2. Objetivos Específicos	3
1.3. Perspectiva de la Tecnología de Gasificación de Carbón Integrada en un Ciclo Combinado (GICC)	3
1.4. Resumen Descriptivo de la Tesis	5
1.5. Interés de la Gasificación	6
<b>CAPÍTULO 2: INDUSTRIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA</b>	8
2.1. Aspectos Generales de la Industria de Generación Eléctrica en el Perú	8
2.2. Consumo de Coque de Petróleo en la Industria de Generación Eléctrica de Origen Térmico en el Perú	9
2.3. Demanda y Oferta Mundial del Coque de Petróleo	9
2.4. Usos del Coque de Petróleo a Nivel Mundial	10
<b>CAPÍTULO 3: MARCO TEÓRICO</b>	12
3.1. Descripción de la Tecnología GICC	12
3.1.1. El Ciclo Combinado. Su Evolución. Sus Ventajas	12
3.1.2. La Gasificación de Combustibles Sólidos	15
3.1.3. Unidad de Fraccionamiento de Aire	17
3.1.4. La Integración: Tecnología GICC	18
3.1.5. Eficiencia	21
<b>CAPÍTULO 4: MATERIA PRIMA</b>	23
4.1. Carbón Mineral como Combustible	23

4.2.	El Coque de Petróleo como Combustible para Ciclos Combinados	24
4.3.	Uso de Otros Combustibles	29
<b>CAPÍTULO 5: TECNOLOGÍA GICC PARA USO LIMPIO</b>		<b>31</b>
5.1.	Procesos Existentes. Descripción	31
5.2.	Gasificación en Lecho Arrastrado a Presión con Alimentación Seca	32
5.3.	Gasificación en Lecho Arrastrado a Presión con Alimentación Húmeda	35
5.4.	Otros Procesos	38
<b>CAPÍTULO 6: DESCRIPCIÓN DE LA INGENIERÍA</b>		<b>39</b>
6.1.	Descripción de una Central GICC	41
6.1.1.	Isla de Gasificación	41
6.1.1.1.	Parque de Coque y Sistemas de Preparación de Combustibles	42
6.1.1.2.	Sistemas de Alimentación de Coque y Cámara de Reacción	43
6.1.1.3.	Sistemas de Extracción de Escorias	44
6.1.1.4.	Sistemas de Enfriamiento y Recuperación de Calor	44
6.1.1.5.	Sistemas de Limpieza del Gas	46
6.1.1.6.	Sistemas de Preparación del Gas Limpio	50
6.1.2.	Ciclo Combinado	50
6.1.2.1.	Turbina a Gas	51
6.1.2.2.	Caldera de Recuperación de Calor	52
6.1.2.3.	Turbina a Vapor	53
6.1.2.4.	Condensador	53
6.1.3.	Unidad de Fraccionamiento de Aire	53
6.1.3.1.	Enfriamiento y Purificación	54
6.1.3.2.	Destilación	55
6.1.3.3.	Almacenamiento y Suministro de Productos	55
6.1.4.	Sistemas Auxiliares	56
6.1.5.	Integración	56

<b>CAPÍTULO 7: ECONOMÍA DE UNA CENTRAL DE GICC</b>	<b>58</b>
7.1. Costos de Inversión de Centrales Energéticas en Perú	58
7.2. Precio del Coque	60
7.3. Costo de Inversión de Centrales GICC	61
7.4. Costos Variables	62
7.4.1. Costos de Combustible	62
7.4.2. Costos de Operación y Mantenimiento	62
7.4.3. Beneficios Sociales y Medioambientales	63
7.5. Evaluación Económica	63
7.5.1. Costo de Capital	63
7.5.2. Depreciación	64
7.5.3. Costo de Manufactura	65
7.5.4. Estados Financieros	67
7.6. Comparación entre Costos de Plantas GICC, Carbón Pulverizado (PC) y Ciclo Combinado a Gas Natural (CCGN) de 500MW	71
7.7. Competitividad del GICC con CCGN: Sensibilidad al Costo del Combustible	71
<b>CAPÍTULO 8: IMPACTO AMBIENTAL</b>	<b>73</b>
8.1. Contaminantes Atmosféricos: SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> y Partículas	73
8.2. Gas de Efecto Invernadero, CO <sub>2</sub>	74
8.3. Consumo de Agua	74
8.4. Subproductos Sólidos	74
8.5. Otros Contaminantes: Cloro, Mercurio, Metales Pesados	75
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>77</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>78</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>79</b>
<b>ANEXOS</b>	
<b>A.1. ÍNDICE DE TABLAS</b>	<b>81</b>
<b>A.2. ÍNDICE DE FIGURAS</b>	<b>82</b>
<b>A.3. LINKS</b>	<b>83</b>
<b>A.4. GLOSARIO Y DEFINICIONES</b>	<b>84</b>

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, las refinerías del mundo consideran en sus nuevos esquemas de refinación la coquificación con el fin de aprovechar mejor el “fondo de barril”, lo cual origina un residuo denominado Coque de Petróleo.

En esta tesis se propone la aportación de la Gasificación de Coque de Petróleo integrada a un Ciclo Combinado (GICC).

El coque de petróleo, en general, es un producto residual sólido de alto contenido energético, alto índice de pulverización, bajo en volátiles, alto contenido de azufre (alrededor de un 7%) y metales como el vanadio y el níquel.

A nivel mundial, en la última década, se ha incrementado el interés por usar coque de petróleo como combustible en la generación limpia de energía aplicando la tecnología de gasificación. Este interés se debe principalmente al incremento en la producción del coque de petróleo como consecuencia del procesamiento de mayores volúmenes de crudos pesados en las refinerías y al incremento en el rendimiento de los productos con alto valor agregado, como la gasolina, combustible de aviación y diesel, entre otros

La gasificación del carbón es un proceso mediante el cual pueden eliminarse los contaminantes antes de la combustión del gas. Además, este gas se quema en un ciclo combinado con rendimiento muy elevado, cuyo techo aún no se ha alcanzado, lo que reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de energía eléctrica producida, y que previsiblemente lo hará aún más en futuras instalaciones. Sin embargo, la gasificación y el proceso de limpieza del gas encarecen la energía producida.

Con el desarrollo de la tecnología que se expone a continuación podremos sacar conclusiones sobre la validez de esta tecnología y la opción de uso del coque de petróleo para la satisfacción sostenible de las necesidades de energía.

# CAPÍTULO 1

## ASPECTOS GENERALES

### 1.1. Antecedentes

Las condiciones cambiantes del mercado energético, causadas por la masificación del Gas Natural, y los requisitos, cada vez más estrictos, de la normativa medioambiental, han dado lugar a una nueva orientación de las soluciones para el uso de combustibles pesados y sólidos, y proporcionar nuevas ventajas a las tecnologías de combustión limpia, tales como la Gasificación Integrada con Ciclo Combinado (GICC). Estas ventajas se refuerzan con las posibilidades actuales de reducir tanto sus costos de inversión como sus costos de operación, y con una ventaja competitiva con respecto a la tendencia actual al alza de los precios de los combustibles derivados del petróleo y gas natural.

La tecnología GICC asocia ventajosamente la gasificación de combustibles tales como el carbón, el coque de petróleo o los combustibles residuales de refinería, con los modernos y eficientes sistemas de producción de electricidad del ciclo combinado. Esta solución proporciona una completa utilización de recursos energéticos, en particular de combustibles no aprovechables por otras tecnologías (carbón mineral, coque de petróleo, biomasa), ofreciendo altas eficiencias energéticas y presentando un alto grado de respeto por el medioambiente, ya que sus niveles de contaminación son considerablemente bajos. Hoy en día se pueden conseguir configuraciones de GICC utilizando prácticamente cualquier tipo de combustibles para obtener fundamentalmente electricidad, pero también otros productos para la industria como vapor, hidrógeno, combustibles líquidos (gasolinas) y productos químicos.

## **1.2. Objetivos de la Tesis**

### **1.2.1. Objetivo General**

Efectuar un análisis Técnico – Económico de la Gasificación del Coque de Petróleo integrada a un Sistema de Generación de Ciclo Combinado.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

- a. Uso del Coque de Petróleo como alternativa para la generación de electricidad y la producción de productos químicos a partir de los subproductos.
- b. Alternativa de integración de la tecnología en refinerías con unidades de Coquificación con producción de Coque de Petróleo.
- c. Presentar las ventajas de la tecnología de gasificación del Coque de Petróleo, integrada a proceso de generación térmica con más eficiencia (Ciclo Combinado) y amigables ambientalmente.

## **1.3. Perspectiva de la Tecnología GICC**

La tecnología GICC tiene perspectivas comerciales muy favorables; pues los productos más pesados resultantes de la refinación de petróleo tienen un mercado cada vez más limitado, y la tecnología GICC constituye una solución eficiente y económica para su utilización, ya que permite obtener electricidad y al mismo tiempo suministrar hidrógeno y vapor, productos que se utilizan dentro de los diferentes procesos de la refinería.

La siguiente tabla muestra las principales instalaciones existentes y en proyecto a nivel mundial:



Propietario / Ubicación	Puesta en marcha	Potencia neta, MW Otros productos	Combustible	Ciclo Combinado	Gasificación
Cool Water, USA	1984	120 MW	<b>Carbón</b>	GE 107E	Texaco
Nuon, Buggenum, Holanda	1994	253 MW	Carbón/residuos y biomasa	Siemens V94.2	Shell
Wabash River, Indiana, USA	1995	262 MW	Carbón/Coque petróleo	GE 7FA	E-GAS™
Tampa Electric, Florida, USA	1996	250 MW	Carbón/Coque petróleo	GE 7F	Texaco
ELCOGAS, Puertollano, España	1997	282,7 MW	Carbón/Coque petróleo	Siemens V94.3	Lecho arrastrado
SUV, Vresova, Rep. Checa	1996	350 MW, vapor	Lignito	2 x GE 9E	Lecho fijo, Lurgi
SVZ, Schwarze Pumpe, Alemania	1996	40 MW, vapor, metanol	Lignito/residuos	GE 6B	Noell
Fife Energy, Escocia	2003	109 MW	Carbón/residuos	GE 6FA	BGL
Sulcis, Cerdeña, Italia	2006	450 MW	Carbón	–	Shell
Clean Coal Power, Nakoso, Japón	2006	250 MW	Carbón	–	Mitsubishi, aire
Piñon Pine, Nevada, USA	–	100 MW	Carbón	GE 6FA	KRW, aire
Global Energy, Kentucky, USA	–	500 MW	Carbón/residuos	–	BGL
Texaco El Dorado, Kansas, USA	1996	40 MW, vapor	<b>Coque petróleo</b>	GE 6B	Texaco
Motiva, Delaware, USA	2000	240 MW, vapor	Coque petróleo	2 x GE 6FA	Texaco
CITGO, LA, USA	2006	570 MW, vapor	Coque petróleo	3 x GE 7FA	Texaco
IOC, Orissa, India	2006	180 MW, vapor	Coque petróleo	GE 306B	Shell
Shell Pernis, Rotterdam, Holanda	1997	127 MW, H <sub>2</sub> , vapor	<b>Residuo de Visbreaker</b>	3 x GE 6B	Shell
ISAB, Priolo, Italia	1999	510 MW	Asfaltos	Siemens 2 x V94.2K	Texaco
API, Falconara, Italia	2000	260 MW	Residuo Visb.	ABB 13E2	Texaco
SARLUX, Cerdeña, Italia	2000	550 MW, H <sub>2</sub> , vapor	Residuo Visb.	3 x GE 9E	Texaco
Exxon Mobil, Singapur	2000	180 MW, H <sub>2</sub> , CO	Crudo pesado	2 x GE 6FA	Exxon
NPRC, Sekiyu, Japón	2003	342 MW	Residuo petróleo	MHI 701F	Texaco

Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Tabla 1:** Plantas GICC en Funcionamiento y en Proyecto, Según Combustible

#### **1.4. Resumen Descriptivo de la Tesis**

En la actualidad, en muchos países impiden utilizar los petróleos industriales como combustible para tecnologías convencionales debido a los altos contenidos de azufre y de metales. Asimismo, en los nuevos esquemas de refinación de petróleo se prevé utilizar la coquificación para aprovechar mejor el “fondo de barril”. El residuo producto de este proceso, conocido como “coque de refinería o coque de petróleo”, tiene un bajo valor comercial, un poder calorífico elevado y un alto contenido de azufre y metales.

La gasificación es un proceso intensivo de capital, ya que productos de bajo valor, como combustibles residuales (IFOs) con alto contenido de azufre, fondos de destilación al vacío, lechos de petróleo con solvente de desasfaltado, coque de petróleo o carbón, pueden convertirse en productos más valiosos.

La gasificación ha sido desarrollada en las últimas dos décadas, en los países altamente industrializados, como alternativa para la generación eficiente y limpia de electricidad a partir de combustibles sucios, así como para la obtención de combustibles (gasolina, diesel) en lugares donde no se tiene acceso al petróleo.

Esta tecnología cumple reglamentaciones en lo que a emisiones contaminantes se refiere y es una solución, junto a los lechos fluidizados, para los problemas que presentan algunos combustibles que son difíciles de quemar con tecnologías convencionales, como el coque de petróleo e incluso los combustibles residuales de la refinación.

Con base en lo anterior, es posible pensar en la integración de esta tecnología a una planta de ciclo combinado para la generación de electricidad o a una refinería generando vapor, energía eléctrica, hidrógeno y otros insumos a un costo competitivo, de manera tal que se resuelvan los problemas de manejo y almacenamiento de los residuos del proceso de refinación.

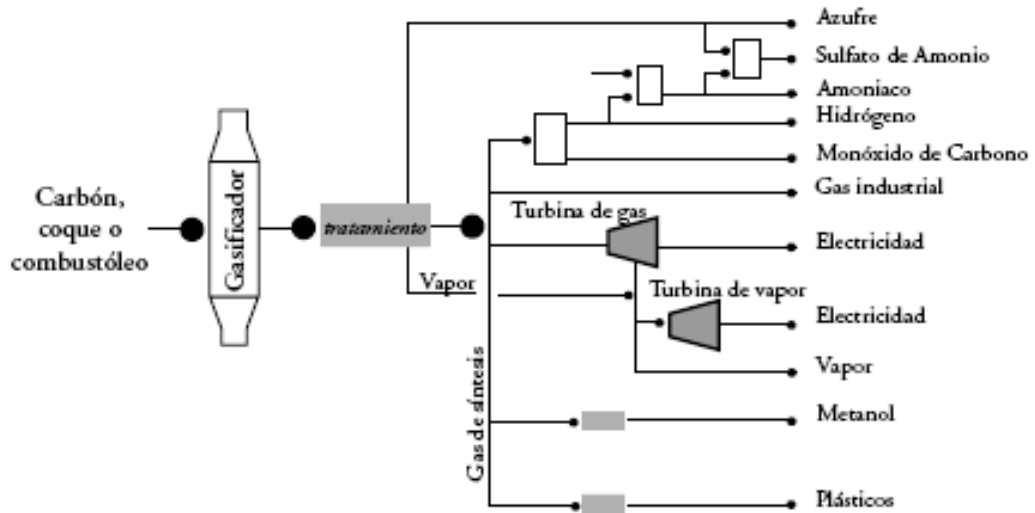
### 1.5. Interés de la Gasificación

La gasificación nos permite transformar combustibles sólidos, de bajo valor y potencialmente contaminantes, en un gas limpio que por su facilidad de transporte, presión, composición y contenido energético presenta múltiples aplicaciones. Por tanto, es un proceso intermedio en el que se confiere valor añadido a la materia prima utilizada, habilitándola para ser empleada en la obtención de diferentes productos, tales como:

- **Electricidad.** De forma limpia y altamente eficiente, mediante la utilización del gas de síntesis que sustituye al gas natural en ciclos combinados.
- **Producción de Hidrógeno.** El hidrógeno se utiliza en varios procesos dentro de las refinerías y, en el futuro, en celdas de combustible para el uso automotor y producción de electricidad.
- **Productos Químicos.** El gas de síntesis se emplea para la obtención de amoníaco, urea (base para la producción de fertilizantes), metanol, gasolinas (proceso Fischer-Tropsch).

Mediante la combinación de diferentes unidades de proceso, de forma modular se puede adaptar el diseño básico de una central GICC a una configuración de planta multi-productos, que pueda ajustarse de forma óptima a las demandas del mercado.

En la actualidad existen más de 130 plantas de gasificación en el mundo, con una capacidad de producción superior a 400 millones de metros cúbicos de gas de síntesis al día.



Fuente: Artículo Técnico "Gasificación integrada a ciclos combinados"

**Figura 1:** Aplicaciones de la Gasificación

## CAPÍTULO 2

### INDUSTRIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

#### 2.1. Aspectos Generales de la Industria de Generación Eléctrica en el Perú

Sector de Generación Eléctrica en el Perú esta compuesta de 167 centrales hidroeléctricas y 252 centrales térmicas. Las empresas que entregan energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para atender la demanda, asciende a 135 centrales hidroeléctricas y 121 centrales térmicas, mientras que lo destinado para consumo propio se encuentra conformado por 32 centrales hidroeléctricas y 131 centrales térmicas.

En la potencia instalada para la generación eléctrica de origen hidráulico destaca Electroperú, Edegel y Egenor, que juntas concentran el 68,4%. Mientras que en el caso de la potencia instalada para la generación de energía térmica destacan Edegel, Enesur y Termoselva que concentran cerca del 62,6%.

Empresa	2007	2008	2009
Edegel	7788	8235	5521
Electroperú	7143	6690	4696
Energía del Sur - Enesur	3867	4823	3010
Egenor	2186	2386	1488
Termoselva	1142	1224	685
Emp. de Gen. Eléct. Arequipa - Egasa	987	915	
Emp. de Eléct. de los Andes - Electroandes	941	1053	718
Emp. Eléct. de Piura - Eepsa	604	685	318
Emp. de Gen. Eléct. Machupicchu - Egemsa	750	751	503
Emp. de Gen. Eléct. San Gabán - San Gabán	767	741	523
Emp. de Gen. Eléct. Cahua - Cahua	527	544	
Otros	1502	2527	1458

Fuente: MINEM

**Tabla 2:** Producción de Energía del Mercado Eléctrico en el Perú – GW-h

## **2.2. Consumo de Coque de Petróleo en la Industria de Generación Eléctrica de Origen Térmico en el Perú**

La industria de generación eléctrica de origen térmico no consume coque de petróleo. El principal combustible del sector es el gas natural, cuya participación como fuente de generación eléctrica pasó de 26,9% en el 2007 a 47,9% en el 2009; debido a su precio (más barato que el petróleo residual), y por que la inversión en este tipo de plantas es menor y toma menos tiempo frente a otros proyectos, como las hidroeléctricas. Adicionalmente, la disponibilidad de este combustible es constante a lo largo del año, a diferencia de las centrales hidroeléctricas cuya capacidad de generación esta en función de los ciclos hidrológicos del país, que generan complicaciones en periodos de estiaje.

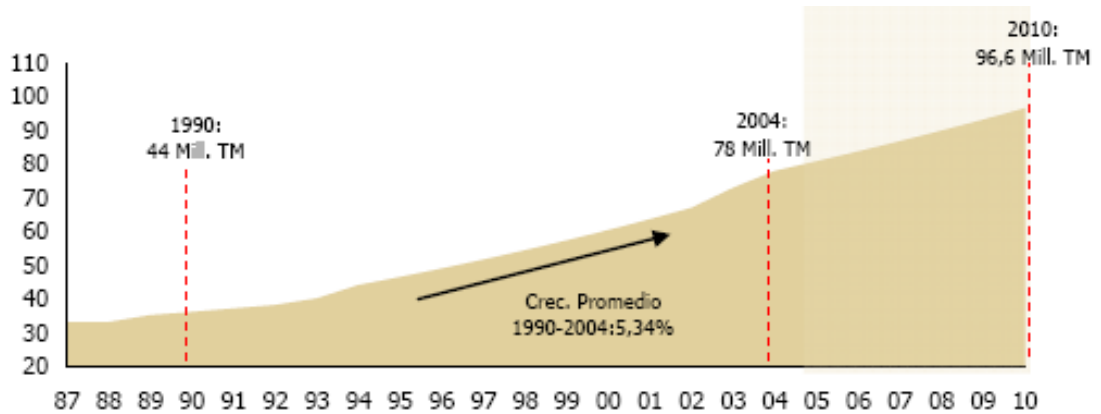
Por tanto, el gas natural actualmente es el principal combustible de la industria termoeléctrica, no habiendo lugar para el coque de petróleo. Aunque, ya hemos tenido problemas de suministro de gas y se esta considerando disminuir el volumen a exportar, priorizando el abastecimiento energético local; es por este motivo que se debe buscar nuevas alternativas de generación eléctrica, como se mencionó, las centrales hidroeléctricas son muy costosas, por lo que la opción de gasificar el coque de las refinerías de petróleo es una opción muy prometedora.

## **2.3. Demanda y Oferta Mundial de Coque de Petróleo**

La producción mundial de coque de petróleo aumentó en la década del 90, llegando a 78 millones de TM en 2004, lo cual representa una tasa de crecimiento anual de 5,34%. En 2007 la producción ascendió a 86,8 millones de TM, debido a la creciente demanda de productos refinados del petróleo.

Estados Unidos es el mayor productor de coque de petróleo, con el 70% del total de producción mundial. Cerca del 57% de su producción viene de la Costa del Golfo, donde 35 refinerías producen coque de petróleo (más de 1000 TM/día). América del Sur participa con el 10% de la producción mundial de coque de petróleo, debido principalmente de la producción en Venezuela.

Se espera que la capacidad y la producción mundial de coque de petróleo aumenten a una tasa media anual de 3,63% hasta el 2010, lo que se traduce en una producción de 96,6 millones de TM. Se espera además que la producción crezca 3% a partir del 2010.



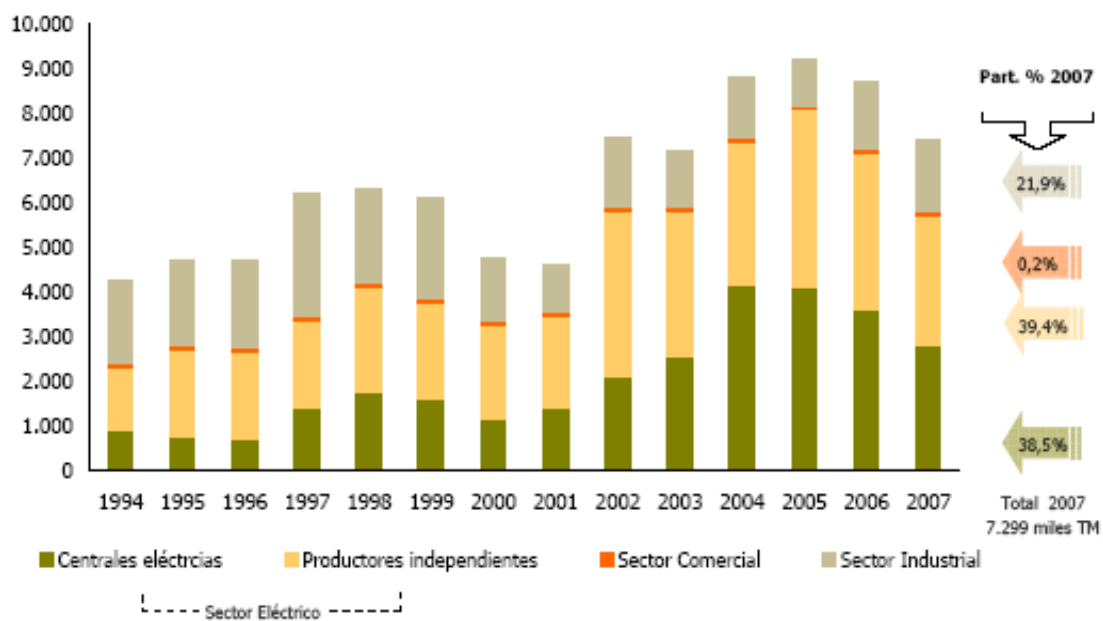
Fuente: Instituto de Investigación de Energía Eléctrica - EE.UU.

**Figura 2:** Producción Mundial de Coque de Petróleo (1987-2010)

#### 2.4. Usos del Coque de Petróleo a Nivel Mundial

La oferta y la demanda del coque de petróleo en el mundo eran estables en el 2004 y el consumo fue de 78 millones de TM. El coque de petróleo con altos contenidos de azufre (5% en peso) es generalmente utilizado como combustible en las centrales eléctricas y en los centros de producción de cemento. El coque de petróleo con bajo contenido de azufre (2% en peso) se utiliza principalmente en las fundiciones de acero y aluminio.

A nivel mundial el sector cementero es el mayor consumidor de coque de petróleo, concentrando alrededor del 50% de la demanda mundial. Las plantas termoeléctricas ocupan el segundo lugar, concentrando el 28% de la demanda. Esto indica la poca diversificación que tiene el coque de petróleo.



Fuente: Instituto de Investigación de Energía Eléctrica - EE.UU.

**Figura 3:** Consumo de Coque de Petróleo para la Generación Eléctrica



## CAPÍTULO 3

### MARCO TEÓRICO

#### 3.1. Descripción de la Tecnología de Gasificación de Coque de Petróleo Integrada en un Ciclo Combinado (GICC)

##### 3.1.1. El Ciclo Combinado. Su Evolución. Sus Ventajas.

Uno de los parámetros fundamentales en una central termoeléctrica es la eficiencia o rendimiento, que indica que parte de la energía del combustible que se transforma de forma efectiva en energía eléctrica. La importancia del Ciclo Combinado se fundamenta en:

- **Reducción de Costos;** debido a un menor consumo de combustible (20-25%).
- **Impacto Medioambiental;** esta tecnología contribuye a minimizar la emisión de gases contaminantes por kWh producido.
- **Preservación de recursos;** combustibles no renovables (gas natural, petróleo, carbón mineral).

Las centrales termoeléctricas generan electricidad gracias a la expansión de un fluido a alta presión y temperatura en turbinas que transmiten su movimiento a los generadores. El rendimiento se determina por la relación entre la temperatura máxima y mínima en el proceso o ciclo termodinámico, así que cuanto más extremas son estas condiciones mayor es el rendimiento.

#### **Centrales de Turbina de Vapor – Ciclo Rankine**

En las centrales clásicas la energía, el calor de combustión se transfiere a un circuito cerrado agua-vapor en el que la temperatura superior del ciclo

corresponde a la temperatura del vapor sobrecalentado a la entrada de la turbina (530-600°C), y la temperatura inferior viene dada por la temperatura ambiente del agua de refrigeración empleada en el condensador. Los rendimientos netos actuales son del 35-37%, con un limitado potencial de mejora, que se basa en el desarrollo de materiales especiales que soporten condiciones más extremas de vapor. Este tipo de centrales que son llamadas supercríticas y ultracríticas, tienen rendimientos netos entre 37-40% y potenciales del 42-45%, pero con costos elevados (30% en adición).

### **Centrales de Turbina de Gas – Ciclo Brayton**

Estas centrales operan según un ciclo de compresión de aire, combustión interna de un combustible líquido o gaseoso, y expansión de los gases de combustión a alta temperatura. Las turbinas de gas operan con una temperatura de entrada muy elevada, hasta 1200°C, pero al mismo tiempo las temperaturas de los gases de escape son muy bajas, 500-600°C, de forma que el proceso no está optimizado desde el punto de vista del rendimiento. Para las unidades más modernas el rendimiento es del 35-38%.

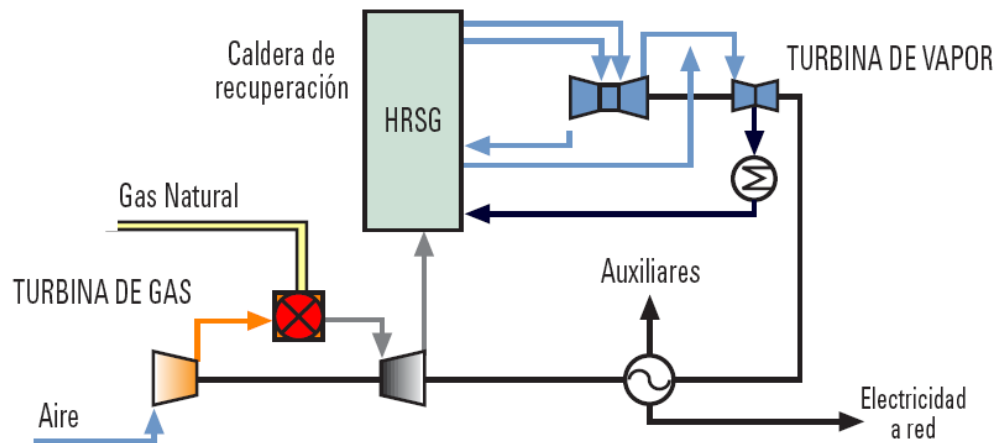
### **Ciclo Combinado**

Es la combinación de turbinas de gas con turbinas de vapor. En este proceso de altas temperaturas los gases de escape de la turbina de gas se aprovechan, mediante una Caldera de Alta Recuperación de Calor (HRSG), para generar el vapor de agua que se expande en la turbina de vapor.

De esta forma se conjugan las ventajas de los ciclos termodinámicos de gas y de vapor, ya que se logra una alta temperatura de absorción en el ciclo de la turbina de gas (500-550°C) y una baja temperatura de cesión en

el ciclo de vapor (150-200°C), logrando elevar el rendimiento hasta aproximadamente 55%.

Actualmente se están construyendo gran cantidad de centrales de ciclo combinado en todo el mundo, especialmente en los países desarrollados.



Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Figura 4:** Proceso del Ciclo Combinado

A escala mundial, la potencia instalada conjunta de turbinas de gas y ciclos combinados es de más de 350GW, con un aumento de 25-30GW/año de nuevas plantas.

Ventajas de los Ciclos Combinados	Ciclo Combinado	Centrales clásicas de ciclo agua/vapor
Mayor eficiencia energética	55-57%	35-40%
Menores emisiones atmosféricas	350g CO <sub>2</sub> /kWh	850g CO <sub>2</sub> /kWh
Menor consumo de agua	435 m <sup>3</sup> /h	875 m <sup>3</sup> /h
Bajo costo de inversión	600-900 US\$/kW	>1400 US\$/kW
Menor plazo de construcción	2 años	3-4 años
Alto grado de automatización	7 US\$/kW-año	38 US\$/kW-año
Bajo requerimiento de espacio	100000 m <sup>2</sup> (400MW)	260000 m <sup>2</sup> (400MW)

Fuente: Curso de Generación Termoeléctrica / GICC – Universidad de Oviedo, España

**Tabla 3:** Ventajas de los Ciclos Combinados

### 3.1.2. La gasificación de Combustibles Sólidos

La gasificación es un proceso termoquímico por el cual se transforma un combustible sólido en gas de síntesis, mediante oxidación parcial con aire (oxígeno) o vapor; para esta transformación existen tecnologías conocidas tales como Autothermal Reformer y Steam Reformer.

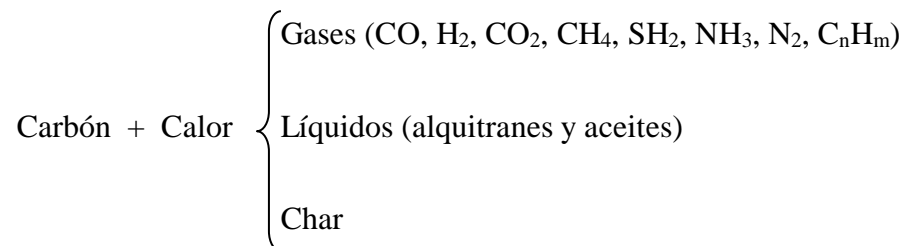
La gasificación ha sido ampliamente utilizada para la síntesis de productos químicos como amoníaco, urea, metanol y gasolinas. Actualmente, se aplica en la generación de electricidad en ciclos combinados, debido a que esta tecnología posibilita el uso coque de petróleo como combustible en las modernas centrales de ciclo combinado, en forma limpia y eficiente, y sobre todo a precio competitivo.

#### Química de la Gasificación

En el proceso de gasificación se producen simultáneamente reacciones químicas en serie y en paralelo. Se distinguen tres etapas fundamentales:

- **Pirólisis**

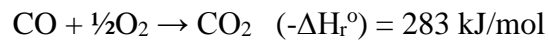
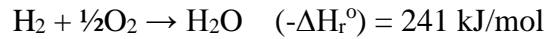
Tras el secado y calentamiento, en el que se desprenden volátiles, se produce la pirólisis o descomposición térmica del carbón. En este proceso, se origina una fracción gaseosa rica en  $H_2$  y un residuo carbonoso "char".



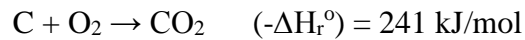
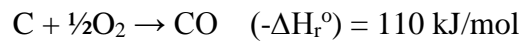
- **Combustión**

Los gases originados se queman, consumiéndose la mayor parte del oxígeno alimentado al gasificador. Las reacciones son exotérmicas, y

desprenden el calor necesario para producir las reacciones de gasificación.



A su vez, el residuo carbonoso reacciona parcialmente con el oxígeno no consumido, hasta que éste se agota.



- **Gasificación**

Una vez consumido todo el oxígeno, se producen las reacciones entre los gases de combustión ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O}$ ) y el char, generando  $\text{CO}$  y  $\text{H}_2$ . Las reacciones de gasificación tienen lugar como consecuencia de que se alimenta únicamente 1/3 del oxígeno teórico requerido para la combustión total.

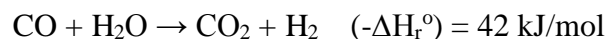
Reacción de Boudouard, endotérmica



Gasificación con Vapor, endotérmica



La relación de  $\text{CO}$  y  $\text{H}_2$  se determina por la reacción de equilibrio agua-gas.



La composición final del gas de síntesis depende de la presión y temperatura, que a su vez depende de los diferentes equilibrios que se establecen según el combustible y los agentes gasificantes (aire o vapor de agua) empleados.

A elevadas temperaturas de operación (1000-1200°C), las concentraciones de H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub> disminuyen, mientras que las de CO y H<sub>2</sub> aumentan. Lo mismo no sucede cuando se tiene presiones elevadas, en este caso las concentraciones de CO y H<sub>2</sub> disminuyen, mientras que la de H<sub>2</sub>O aumenta y la de CO<sub>2</sub> apenas varía.

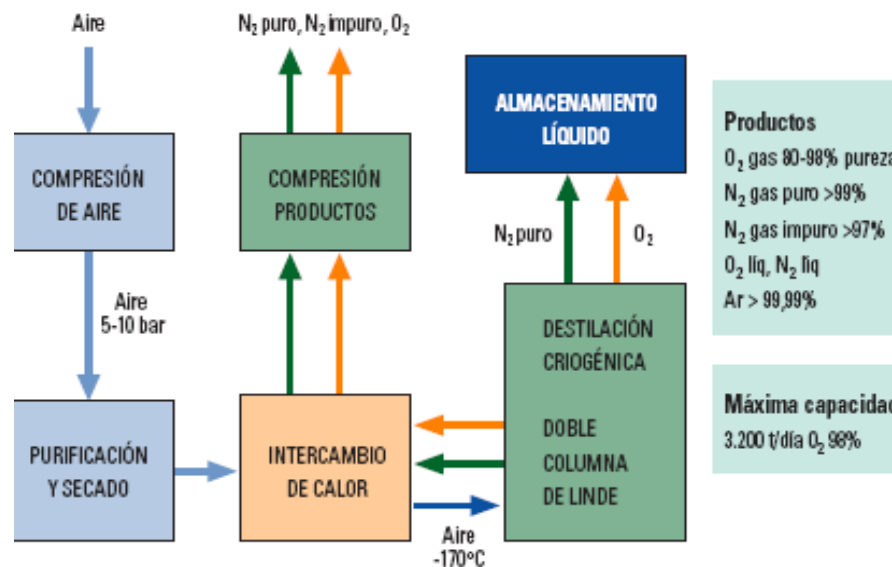
Si se opera a bajas temperaturas (450-700°C) se generan contaminantes como metano, alquitranes, aceites y fenoles.

### **3.1.3. Unidad de Fraccionamiento de Aire**

Para mantener las altas temperaturas necesarias en todo el proceso de gasificación, se requiere un agente oxidante, que puede ser el aire, oxígeno u aire enriquecido con oxígeno. Los primeros gasificadores, que eran de lecho fijo y presión atmosférica, empleaban aire. Con el desarrollo industrial del proceso Linde-Frankl en la década de 1930, las plantas de producción de oxígeno mediante destilación del aire en condiciones criogénicas (-175°C y 3.51 Kg/cm<sup>2</sup>) se convirtieron en un sistema económico.

El hecho de utilizar oxígeno tiene las siguientes ventajas:

- Poder calorífico del gas de síntesis muy superior (9-13 MJ/Nm<sup>3</sup> frente a 4,5 MJ/Nm<sup>3</sup>).
- Por no estar diluido con N<sub>2</sub>, el caudal de gas de síntesis es mucho menor (50% aprox.), reduciendo las dimensiones y costos de las unidades de recuperación de calor y limpieza del gas.



Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Figura 5:** Esquema y Productos de una Unidad de Fraccionamiento de Aire

En centrales GICC, la Unidad de Fraccionamiento de Aire (ASU) representa el 10-15% del costo de inversión total, sus aspectos relevantes son:

- Consumos eléctricos de los compresores de aire y productos. Constituyen prácticamente el 100% de los costos de operación de la ASU, y en las aplicaciones GICC representa el 50-90% del consumo de los servicios industriales (agua, vapor, aire, etc.).
- El arranque de la unidad exige un proceso de pre-enfriamiento hasta alcanzar las condiciones criogénicas y de estabilidad de productos.

### 3.1.4. La Integración: Tecnología GICC

La tecnología GICC utiliza combustibles sólidos (carbón, coque de petróleo, biomasa, residuos) o líquidos en una Central Térmica con la eficiencia y beneficios ambientales propios de los ciclos combinados. Para obtener los resultados adecuados se necesita integrar tecnologías, de forma

que el combustible es gasificado con el oxígeno producido en una Planta ASU, el gas sintético es enfriado y limpiado exhaustivamente para remover las partículas sólidas y contaminantes para su combustión en la turbina de gas de un ciclo combinado.

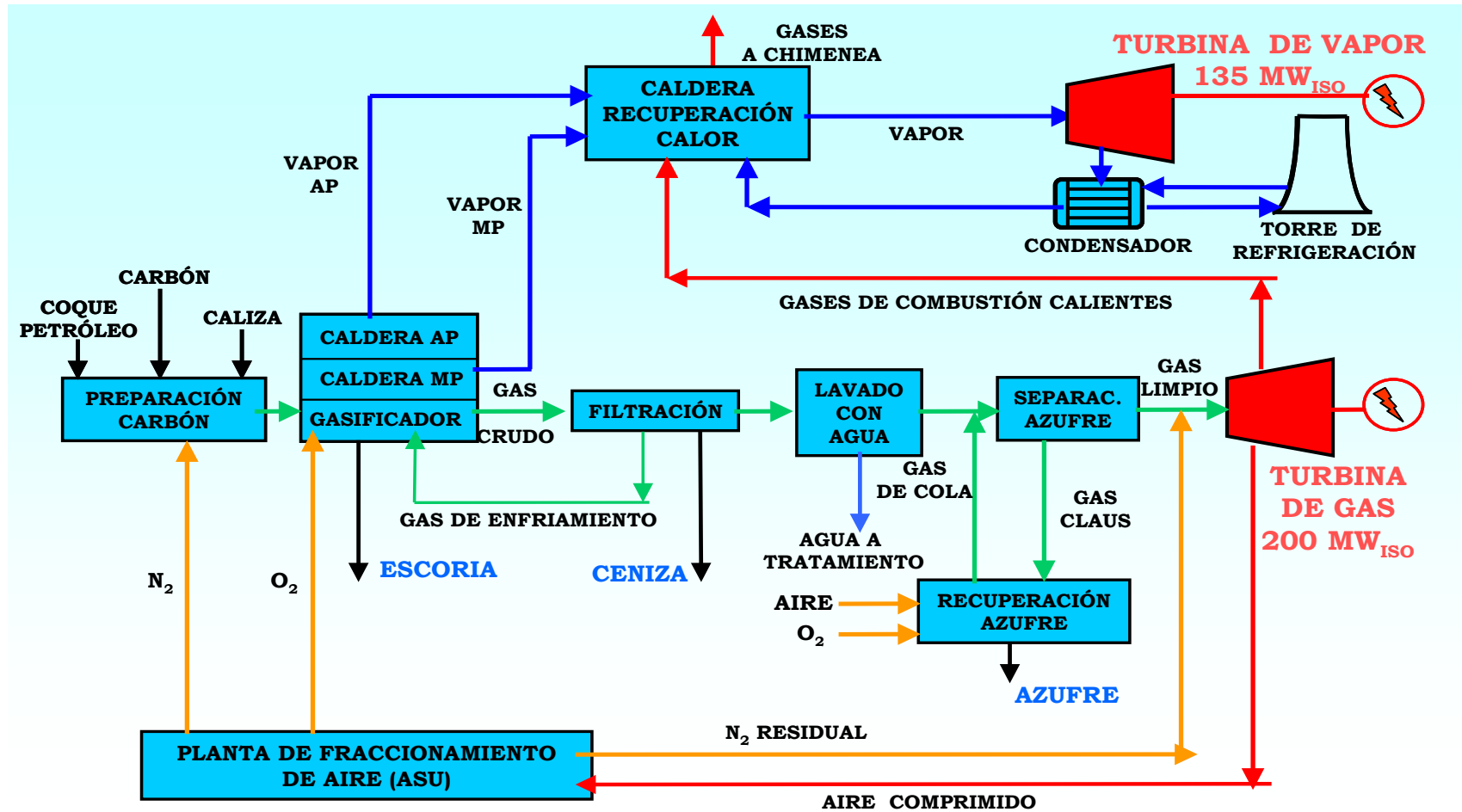
Al realizarse la limpieza del gas antes de su combustión, las centrales GICC tienen un comportamiento ambiental muy superior al de las centrales térmicas de carbón, en las que la limpieza del gas se realiza en la post combustión.

El esquema básico de un GICC tiene múltiples variaciones, siendo el grado de integración entre las unidades el aspecto fundamental al momento del diseño. Existen tres niveles de integración:

- **Integración de los Sistemas Agua-Vapor de la Isla de Gasificación y del Ciclo Combinado (CC).** El agua de alimentación de calderas se precalienta en una sección de la caldera de recuperación de calor del ciclo combinado (HRSG) y se envía a gasificación, donde se produce vapor saturado por intercambio de calor con el gas crudo. Este vapor saturado se exporta a la HRSG, para su sobrecalentamiento y expansión en la turbina de vapor, generando electricidad adicional.
- **Integración Lado Nitrógeno entre ASU y Ciclo Combinado (CC).** El nitrógeno impuro, subproducto de la ASU, es comprimido y mezclado con el gas de síntesis para reducir las emisiones de NOx y aumentar la potencia en la turbina de gas.
- **Integración Lado Aire entre ASU y Ciclo Combinado (CC).** De forma parcial o total, el aire comprimido que requiere la ASU es extraído del compresor de la turbina de gas.

A continuación se muestra una configuración típica de una central GICC, y sus distintos niveles de integración.





Fuente: Curso de Generación Termoeléctrica / GICC

Figura 6: Diagrama de Bloques y Opciones de Integración para una Central GICC

La integración de los sistemas agua-vapor es común en todas las Centrales GICC. Por el contrario, la integración ASU y CC es una opción mucho más discutida. Un diseño altamente integrado supone una mayor eficiencia de la Central, pues se reducen los consumos de auxiliares de los compresores de aire y productos de la ASU, pero esto implica tiempos de arranque demasiado largos, en los que se consume el combustible de apoyo (gas natural).

En Europa ha primado el diseño altamente integrado por su mayor eficiencia, mientras que en Estados Unidos, que tiene precios inferiores de combustibles, se ha preferido la mayor flexibilidad que ofrece el diseño no integrado.

La tendencia actual de los diseños integrados es que el aire que requiere la unidad ASU provenga en parte del compresor de la turbina de gas y en parte de un compresor independiente, esto permite tener flexibilidad para los arranques rápidos, y un consumo auxiliar intermedio.

### 3.1.5. Eficiencia

La tecnología GICC tiene eficiencias superiores al resto de tecnologías comerciales de generación eléctrica a partir de carbón, como se observa en la siguiente tabla:

Tecnología	Eficiencia bruta, %PCI	Eficiencia neta, %PCI	
GICC (según proceso de gasificación)	ELCOGAS (Lecho arrastrado, seco)	47,1%	42,2%
	SHELL (alimentación seca)	48,3%	43,1%
	TEXACO	51,6%	41,2%
	E-GAS	44,5%	39,2%
	mitsubishi - aire (año 2006)	48,0%	42,0%
PC, carbón pulverizado (con FGD, ESP y quemadores bajo NOx)	Subcrítica (165 bar, 540°C)	37,5%	36,0%
	Supercrítica (240 bar, 565°C)	41,1%	39,6%
AFBC, combustión en lecho fluidizado atmosférico	37,5%	36,0%	
CCGN, ciclo combinado de gas natural, tecnología F de turbina de gas	57,3%	56,0%	

Fuente: Boletín IIE – Instituto de Investigaciones Eléctricas “Gasificación integrada a ciclos combinados”

**Tabla 4:** Eficiencias Actuales de Tecnologías de Centrales Térmicas

Tenemos que considerar que la tecnología GICC tiene un importante potencial de mejora, que tiene como pilar la progresiva adaptación de turbinas de gas más avanzadas a esta aplicación. Se espera que para el 2010 se alcancen eficiencias cercanas al 49,0% (tecnología H de turbina de gas), frente a 42,0-45,0% para centrales de carbón pulverizado ultra supercríticas (310 bar, 593°C, doble recalentado).

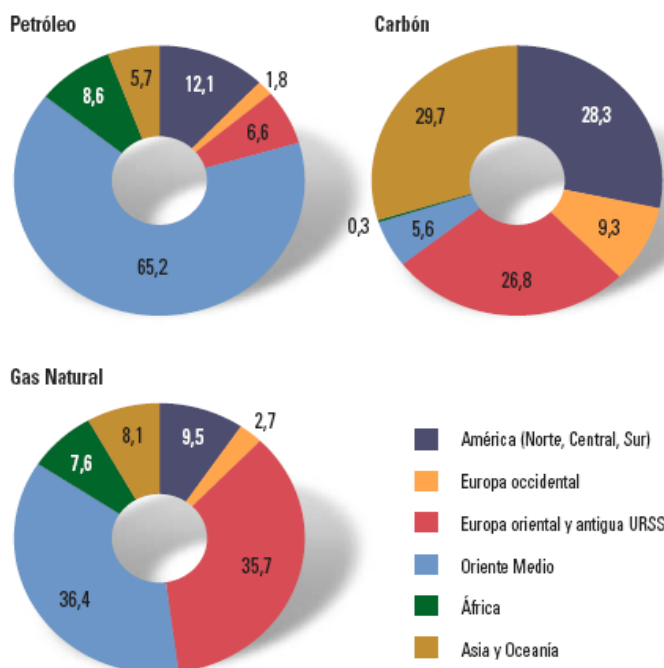
## CAPÍTULO 4

### MATERIA PRIMA

#### 4.1. Carbón Mineral como Combustible

La tecnología GICC permite la utilización limpia y eficiente de carbón mineral, que como combustible presenta importantes ventajas frente al gas natural y los derivados del petróleo (estabilidad de precio, seguridad de suministro, etc.).

El carbón mineral es el combustible fósil más abundante y de reparto más equitativo a nivel mundial (6.595 MM TM de producción anual). En la situación actual, en la que es improbable una sustitución significativa de los combustibles fósiles por renovables y nuclear, el carbón mineral ofrece una solución viable, puesto que se cuenta con fuentes de suministro por continente más diversificadas, como se puede observar en la siguiente figura:

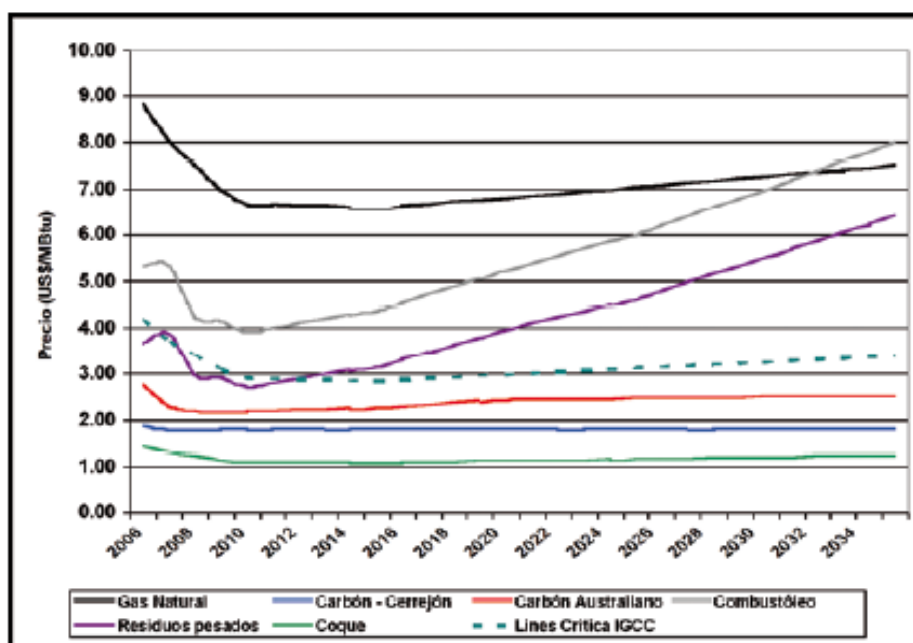


*Fuente: Instituto de Investigación de Energía Eléctrica - EE.UU, 2009*

**Figura 7:** Distribución Geográfica Mundial de Combustibles Fósiles

Las particulares características de los mercados de gas y petróleo, dominados por un número muy reducido de países productores (principalmente Medio Oriente, Venezuela, Rusia y Estado Unidos), implican que los precios experimenten fuertes oscilaciones, que además resultan difícilmente previsibles.

En el caso del gas se observa una tendencia alcista en el precio en los últimos años, debido al fuerte aumento de la demanda (América del Norte). Frente a esto el carbón mineral exhibe una gran estabilidad de precios, incluso con una tendencia bajista.



Fuente: Boletín IIE Tendencias Tecnológicas "Nuevos Combustibles: Coque de Petróleo, Carbón y Emulsiones"

**Figura 8:** Escenario de Precios de los Combustibles Susceptibles a ser Gasificados por Unidad de Energía para el Período 2006 – 2035

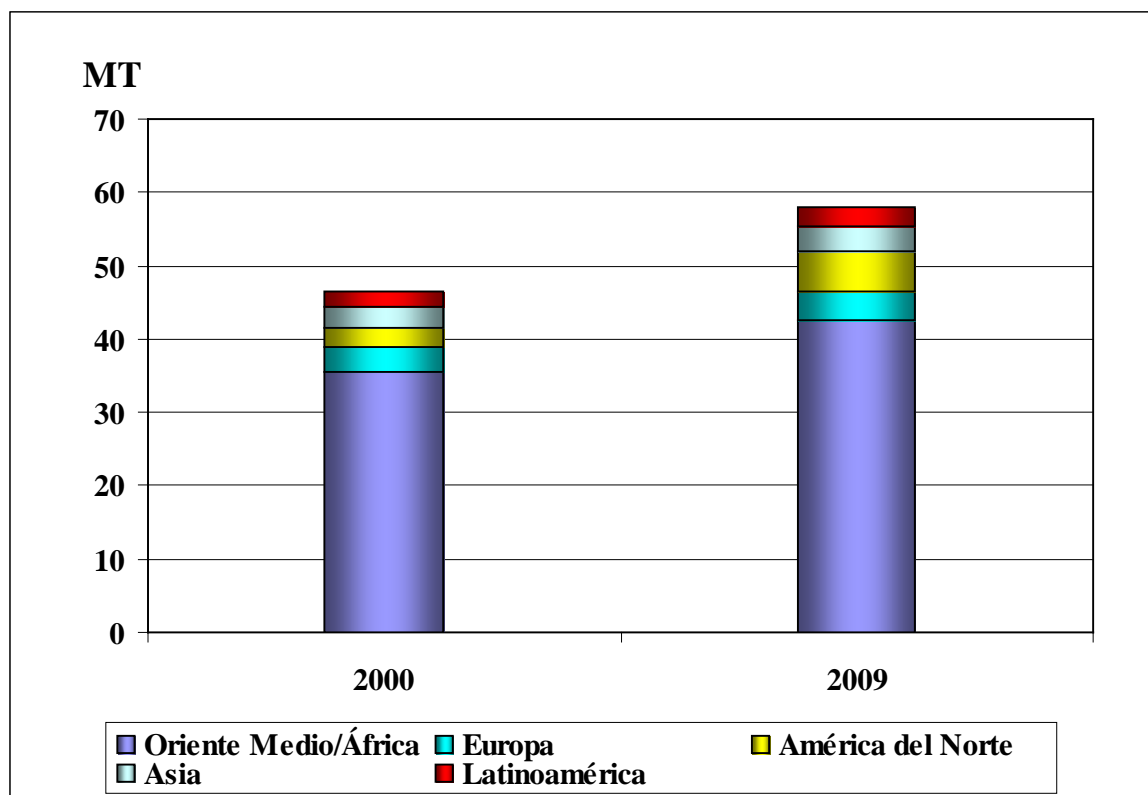
#### 4.2. El Coque de Petróleo como Combustible para Ciclos Combinados

Este es un subproducto de las refinerías, cuyo principal mercado son las cementeras y siderúrgicas, debido a su elevado poder calorífico (14500 BTU/Lb.) y bajo precio (2.00 US\$/BTU). En la actualidad las refinerías procesan crudos más pesados, su densidad °API va disminuyendo y su contenido de contaminantes, principalmente compuestos azufrados, tienden a aumentar.

Debido a la necesidad de producción de naftas, gasolina, kerosene y diesel; las refinерías de petróleo fueron adaptándose, procesando petróleo pesado (gravedad API entre 10 y 22.3°API) y petróleo extrapesado (gravedad API menores a 10°API), para atender al mercado consumidor de productos ligeros y medios.

Como el coque de petróleo es uno de los productos de unidades de conversión de fondos en el sistema de procesamiento de petróleo, éste tiene mayor o menor contenido de azufre en función del tipo de petróleo (2.0 – 7.5% en azufre).

En la figura siguiente se aprecia la disponibilidad del coque de petróleo en las refinерías del mundo.



Fuente: EIA, Energy Information Administration, U.S. Refinery and Blender Net Production of Petroleum coke

**Figura 9:** Evolución de la Producción Mundial de Coque de Petróleo

En la Tabla siguiente se resumen las características destacadas del coque de petróleo y la experiencia existente en su utilización en Centrales GICC:

Propiedades para combustión/gasificación	Experiencia en Centrales GICC actuales
Alto poder calorífico, buen combustible.	En mezcla de 50% con carbón mineral, es el combustible de diseño en GICC de ELCOGAS
Elevado contenido en azufre, exige alto grado de desulfuración.	En los GICC de Tampa y Wabash (Estados Unidos) se utiliza actualmente como combustible
Alto contenido en metales pesados.	GICC de cogeneración en refinerías: Texaco El Dorado y Motiva Delaware (Estados Unidos)
Bajo contenido en volátiles, baja reactividad.	

Fuente: Boletín IIE – Instituto de Investigaciones Eléctricas “Gasificación integrada a ciclos combinados”

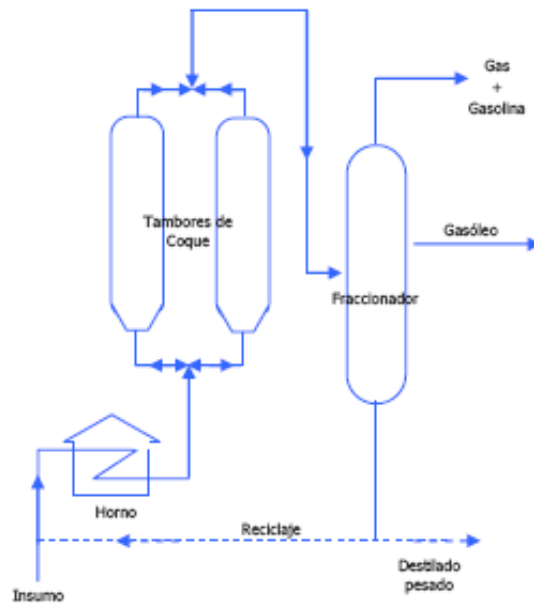
### Tabla 5: Características Destacadas del Coque de Petróleo

Estas propiedades hacen que la tecnología GICC sea la más indicada para el procesamiento del coque de petróleo. Actualmente, las unidades, dentro de las refinerías de petróleo, destinadas al procesamiento de fondos de barril y, por consiguiente, a la producción de coque, son:

#### Procesos de Coquificación Retardada

El proceso emplea altas temperaturas (1300°C) para craquear hidrocarburos pesados en productos más ligeros y de mayor valor comercial (GLP, gasolinas, diesel, etc.) permitiendo a las refinerías incrementar sus márgenes de ganancia al procesar residuales más pesados y baratos. Entre los tipos de procesos de coque retardado destacan:

- Coque Aguja; de baja expansión térmica, alta densidad, bajo contenido de cenizas y una estructura cristalina anisotrópica.
- Coque Colmena; rico en metales, especialmente vanadio y níquel. Este coque es usado principalmente en la calcinación de cemento.
- Coque Esponja; usado como combustible y en la manufactura de ánodos para la industria de aluminio.
- Coque Bala; resulta de crudos extra pesados y relaciones de reciclaje bajas. Puede ser empleado como combustible de hornos en plantas de aluminio.

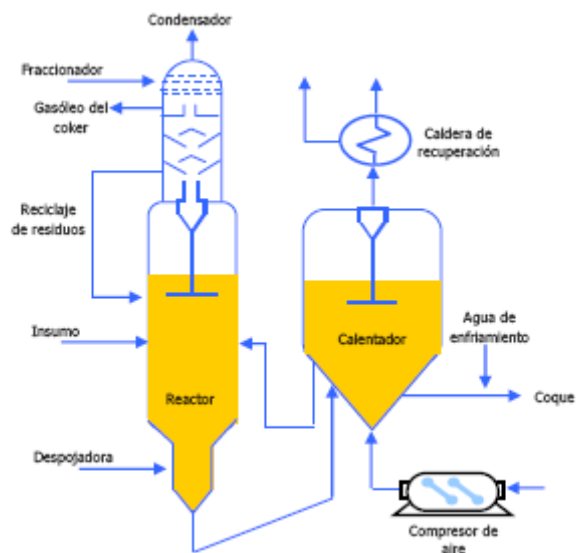


Fuente: Oil & Gas Journal

**Figura 10:** Diagrama de Proceso de Unidad de Coquización Retardada

### Proceso de Coquización Fluida

Es un proceso continuo que usa la técnica de los sólidos fluidizados para convertir residual, incluyendo al residual de vacío y al residual craqueado, a productos más valiosos. El rendimiento de los destilados de la coquización se puede mejorar mediante la reducción de los vapores craqueados, llegando a rendimientos entre 70 y 75%.



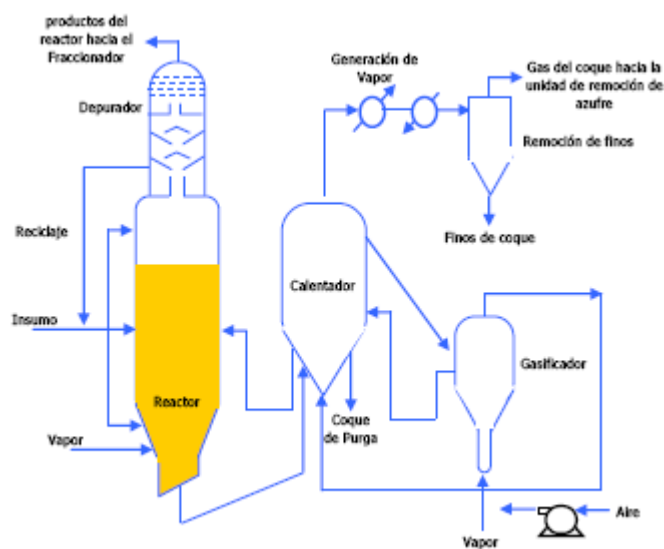
Fuente: Oil & Gas Journal

**Figura 11:** Diagrama de Proceso de Unidad de Coquización Fluida



## Proceso de Flexicoquización

Derivado del proceso de coquización fluida, pero incluye una sección de gasificación, en la que el coque en exceso puede ser gasificado para producir gas de combustible refinado.



Fuente: Oil & Gas Journal

**Figura 12:** Diagrama de Proceso de Unidad de Flexicoquización

Composición %peso	Proceso de Producción de Coque		
	Retardado	Lecho Fluido	Lecho Fluido con Gasificación
Carbón	87.90	86.30	94.90
Hidrógeno	3.51	2.20	0.30
H/C	0.47	0.31	0.04
Nitrógeno	1.61	2.40	1.10
Azufre	5,0 - 7,0	5,0 - 7,0	1,0 - 2,0
Oxígeno	-	0.90	0.00
Cenizas	0.33	1.30	1.00
Densidad (g/m <sup>3</sup> )	2.00	0.80	0.96

Fuente: Centro de Información Tecnológica-Chile

**Tabla 6:** Composición de Coque Producido por Diferentes Tecnologías

### 4.3. Uso de Otros Combustibles

#### **Biomasa**

Los recursos disponibles de biomasa y residuos son extraordinariamente abundantes. A partir del estudio “*European Co-combustion of Coal, biomass and waste*”, (AEA Technology, VTT y Sydkraft. DG TREN, <http://carnot-online.org>, enero 2000), dichos recursos se pueden estimar en 180000 GWh/año para residuos y 250000 GWh/año para biomasa, lo que representa un 7% y 9,5% de la producción eléctrica mundial, respectivamente.

La biomasa es considerada la fuente renovable con mayor potencial de desarrollo, además, las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de su uso energético se considera como nula, de acuerdo a la Directiva para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero de la Comisión Europea; pero, hasta el momento, su utilización esta limitada por el carácter estacional y disperso de estos recursos, lo cual su uso lo hace poco económico a gran escala.

Frente a esto, la cogasificación con coque de petróleo ofrece una alternativa más flexible de utilización, con los beneficios añadidos de la alta eficiencia y las bajas emisiones propias de la tecnología GICC. A continuación se resume las características más destacadas de biomasa y residuos:

Propiedades para combustión/gasificación	Experiencia en Centrales GICC actuales
Poder calorífico medio-bajo	<b>Biomasa</b>
Ausencia de azufre	GICC de ARBRE (Yorkshire, Reino Unido), 8MW, residuos forestales
Alto contenido en cloruros, problemas de corrosión	En Tampa (Florida, USA) 1% de ramas de eucalipto
Alto contenido de elementos alcalinos, problemas de deposición de cenizas	
En el caso de ciertos tipos de biomasa, la elevada humedad, requiere un acondicionamiento previo	<b>Residuos</b>
	En GICC de ELCOGAS, pruebas con harinas cárnicas en proporciones del 1-4% en peso
	En GICC de SVZ-Schwarze Pumpe (Alemania), el combustible habitual es una mezcla de 50% entre lignito y residuos sólidos diversos (caucho, plásticos, fangos de depuradora)
	En GICC de NUON (Buggenum, Holanda), se consumen residuos de granjas avícolas y fangos de depuradora, con planes de llegar al 20%

Fuente: Boletín IIE – Instituto de Investigaciones Eléctricas “Gasificación integrada a ciclos combinados”

**Tabla 7:** Propiedades de Biomasa y Residuos

El utilizar biomasa para la generación de energía tiene una desventaja muy marcada, pues se destinan tierras de cultivo de consumo humano para producir biomasa para generación de energía; esta es una disyuntiva que se maneja actualmente, pues ya se han generado problemas en México, donde parte del cultivo se destina a la producción de biodiesel, lo cual generó un aumento del precio de la harina, un escenario similar se presentó en Italia y Argentina.

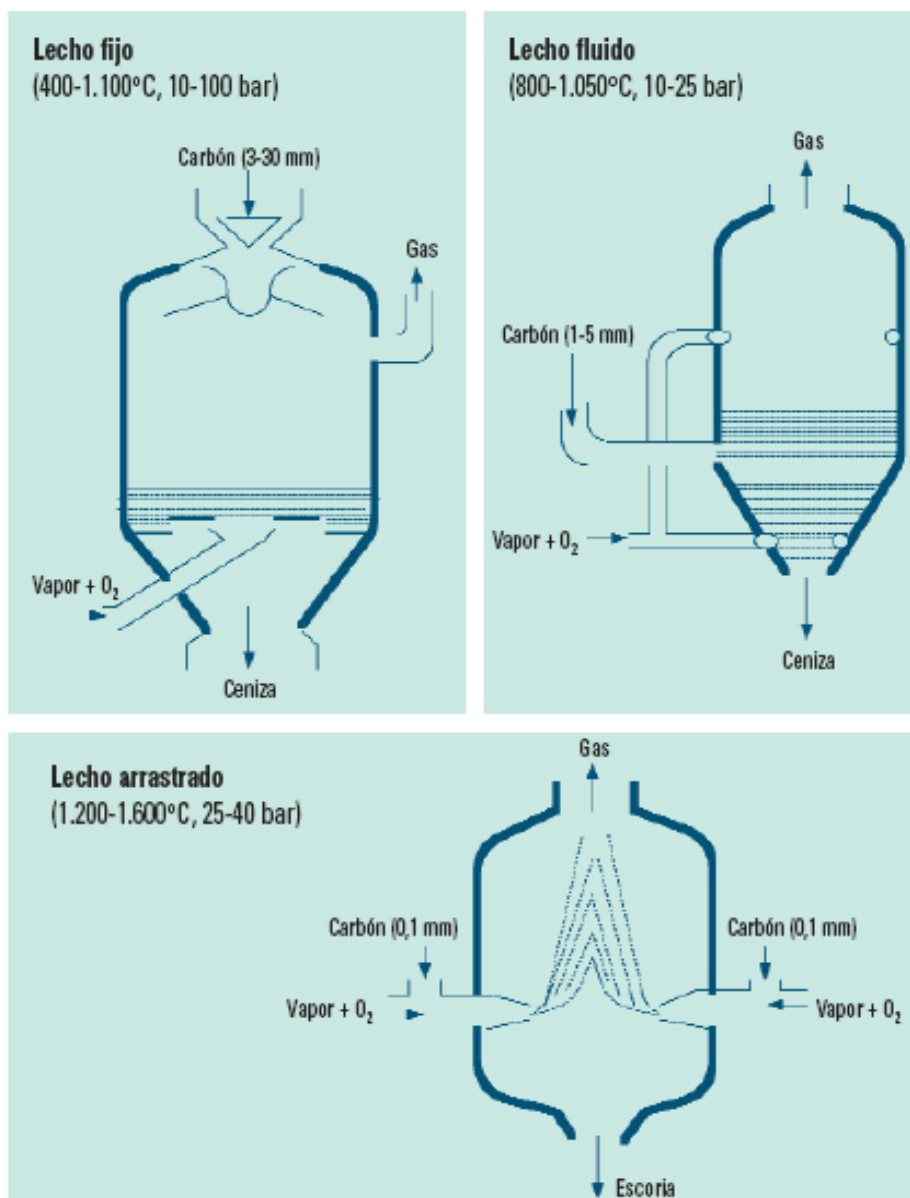
## CAPÍTULO 5

### TECNOLOGÍA GICC PARA USO LIMPIO

#### 5.1. Procesos existentes. Descripción

Existen varios sistemas de gasificación diferentes. En función del régimen de flujo, se puede hablar de tres tipos de gasificadores:

- **Lecho Fijo.** El combustible (carbón o coque de petróleo) se alimenta seco por la parte superior del reactor y desciende lentamente reaccionando con los gases que fluyen en contracorriente a través del lecho. En su camino descendente, el combustible experimenta de forma sucesiva los procesos de secado, calentamiento, pirólisis, gasificación y combustión. Las cenizas pueden extraerse secas o fundidas. El gas producto tiene baja temperatura (400-500°C) y contiene cantidades importantes de alquitranes y aceites.
- **Lecho Fluidizado.** Las partículas de combustibles se introducen en un flujo ascendente de gas (vapor y oxígeno), en el que se encuentran suspendidas mientras se produce la reacción. La temperatura de operación es inferior a la de fusión de las cenizas del combustible (800-1500°C), para que éstas se puedan descargar en forma seca o aglomerada.
- **Lecho Arrastrado.** El combustible y los agentes gasificantes fluyen en la misma dirección, con velocidades muy superiores a las que se dan en el resto de tipos de gasificadores (tiempo de residencia, 1-5 seg.). La alimentación del combustible pulverizado, que puede ser seco (con nitrógeno) o húmedo (en mezcla con agua), se realiza a través de quemadores de oxidación parcial. La temperatura de operación es muy elevada (1200-1600°C), y las cenizas se extraen fundidas por la parte inferior.



Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Figura 13:** Tipos de Gasificadores

## 5.2. Gasificación en Lecho Arrastrado a Presión con Alimentación Seca

Este proceso consiste en un lecho arrastrado con oxígeno y flujo ascendente. La alimentación al gasificador es de tipo seco, mediante transporte neumático con nitrógeno de alta presión, y se realiza a través de cuatro quemadores horizontales, situados al mismo nivel. La alimentación seca requiere nitrógeno puro y supone

cierta complejidad de operación, pero presenta importantes ventajas frente a la alimentación húmeda:

- La eficiencia del proceso de gasificación es superior (42,2%), puesto que no se pierde calor en evaporar el agua alimentada, como sucede en los sistemas de tipo húmedo.
- El gas producido tiene un menor contenido en CO<sub>2</sub> (3% frente a 14% con alimentación húmeda), lo cual implica una mayor eficacia en la desulfuración y, por consiguiente, menores emisiones de SO<sub>2</sub>.
- No es necesaria la sustitución periódica de los quemadores y el refractario del gasificador.

### **Descripción del Proceso**

El proceso se realiza en una cámara cilíndrica de 3,8 m de diámetro a una presión de 25 bar y 1200-1600°C; las paredes de la cámara están formadas por una membrana de tubos de acero refrigerados por agua, protegidas por un recubrimiento refractario. Además, durante la operación dichas paredes permanecen cubiertas por una capa de escoria, que actúa como aislante.

La escoria producida se separa en estado fundido por la parte inferior del gasificador, donde es enfriado con agua y se extrae mediante un sistema de depósitos a presión (lock hoppers).

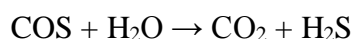
El enfriamiento del gas a la salida de la cámara de reacción, desde 1500 a 800°C, se realiza mediante mezcla directa con gas frío recirculado, y posterior enfriamiento desde 800 a 250°C en dos calderas convectivas en las que se produce vapor saturado de alta y media presión.

Una vez que el gas alcanza la temperatura de 250°C, se separan las partículas de ceniza mediante filtración con elementos cerámicos. Frente a la separación de partículas por lavado con agua, la filtración ofrece una mayor eficacia, eliminando además el consumo de agua y la necesidad de depurarla. La recirculación de las

cenizas separadas al gasificador es innecesaria, dada la alta conversión del proceso de gasificación, que se debe a la alta temperatura y a la alimentación en seco.

Tras la filtración, aproximadamente el 68% de gas se recircula como gas de enfriamiento, y el resto se somete a un lavado húmedo para separar compuestos halogenados (HCl, HF) y NH<sub>3</sub>.

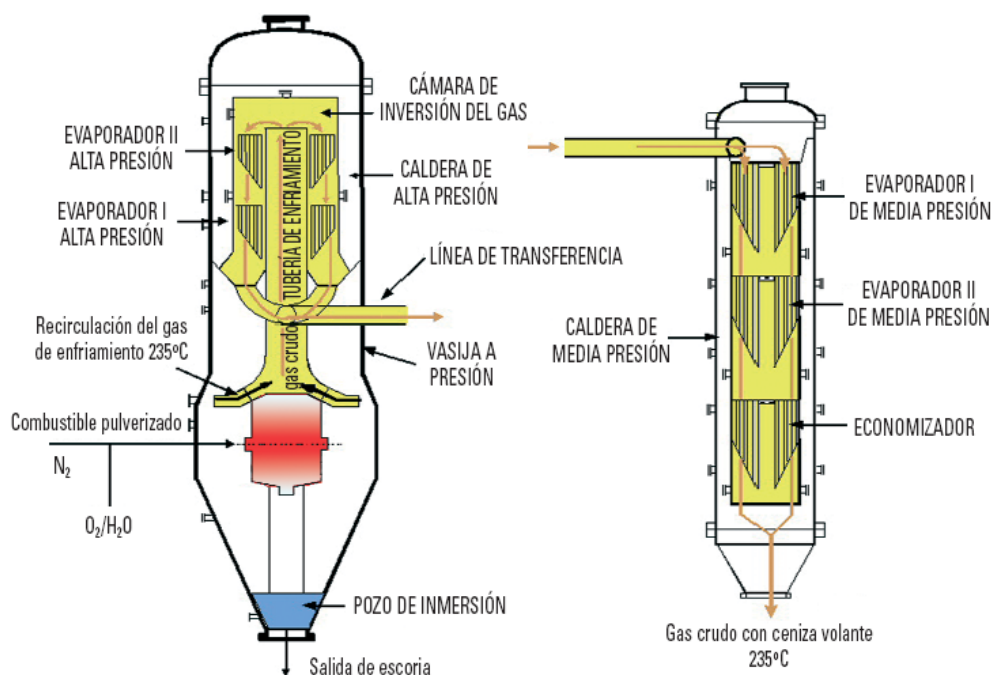
El último proceso de limpieza del gas, es la separación de compuestos de azufre en la unidad de desulfuración. Este sistema consiste en un reactor de hidrólisis del COS, según la reacción:



Este sistema tiene una torre de absorción de H<sub>2</sub>S con MDEA como disolvente. El gas limpio obtenido se satura y se envía al ciclo combinado.

El gas ácido resultante, con alto contenido de H<sub>2</sub>S, se envía a una planta Claus de recuperación de azufre, de donde se obtiene azufre elemental apto para su venta. El gas de cola de la Claus se recircula al proceso, permitiendo una recuperación del azufre del gas del 99,8%.

Esta tecnología de gasificación se encuentra actualmente en operación en la Central GICC de ELCOGAS (Puertollano, España) y con ligeras variaciones en el GICC de NUON (Buggenum, Holanda).



Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Figura 14:** Gasificador y Caldera de Recuperación de Calor

### 5.3. Gasificación en Lecho Arrastrado a Presión con Alimentación Húmeda

Se describe la tecnología TEXACO, que es la más utilizada a nivel mundial y la tecnología E-GAS que es una variación de la tecnología TEXACO.

#### Tecnología TEXACO

Se trata de un proceso de gasificación con oxígeno en lecho arrastrado, con presión de 30 bar y temperatura entre  $1250 - 1450^\circ C$ , con la cámara de reacción envuelta en paredes de ladrillos refractarios.

La alimentación del carbón es de tipo húmedo, en mezcla con agua, y que se realiza a través de quemadores situados en la parte superior del gasificador. La alimentación húmeda reduce de forma extrema la vida útil de los quemadores (60 días) y del refractario del gasificador (2 años), que deben ser sustituidos periódicamente.



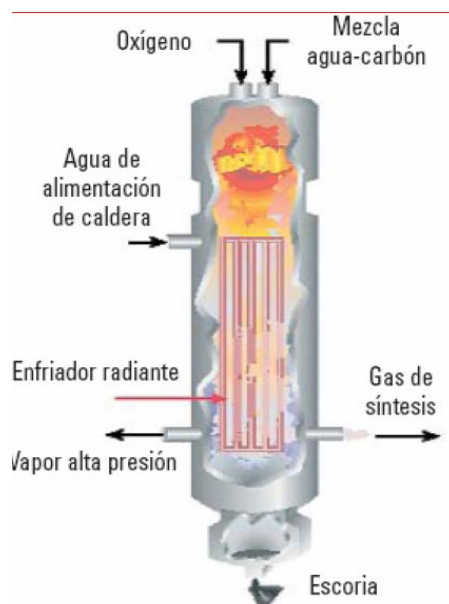
La escoria fundida se separa por el fondo del gasificador, se enfría en un baño de agua y se extrae mediante “lock hoppers”. La escoria obtenida presenta una fracción de tamaño intermedio con alto contenido en inquemados, lo cual dificulta su comercialización.

El enfriamiento y recuperación de calor del gas se realiza en dos etapas sucesivas, en las que se produce vapor de alta presión:

- De 1400 a 700°C, enfriador radiante.
- De 700 a 450°C, dos intercambiadores convectivos.

No se realiza filtración del gas, sino que éste pasa directamente a un lavado húmedo, en el que se separan cloruros, amoníaco y partículas. La corriente producida se envía a una unidad de tratamiento de agua para su recirculación. La unidad de desulfuración consiste en un reactor de hidrólisis del COS y absorción de H<sub>2</sub>S con MDEA.

Junto con la gasificación (Texaco), la Central cuenta con una planta ASU de alta presión de Air Products y un ciclo combinado basado en la turbina de gas 7F de General Electric, con múltiples quemadores en disposición anular. El aire utilizado por la planta ASU no es suministrado por el compresor de la turbina de gas, pero el nitrógeno residual producido sí es inyectado en la cámara de combustión de la turbina para reducir las emisiones de NO<sub>x</sub>.



**Figura 15:** Gasificador Texaco

*Fuente: Libro “Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano”*

### **Tecnología E-GAS™**

La gasificación se produce en lecho arrastrado, con oxígeno, alimentación húmeda del combustible y cámara de gasificación de paredes refractarias. La principal diferencia con el Texaco es que la gasificación tiene lugar en dos etapas. En la parte inferior del gasificador se alimenta el 80% del carbón y la totalidad del oxígeno, alcanzándose altas temperaturas (1350-1400°C) que permiten fundir la escoria. En la parte superior, el gas producido reacciona con el 20% del carbón restante, con una temperatura de salida de 1050°C, inferior a la del resto del gasificadores de lecho arrastrado a presión.

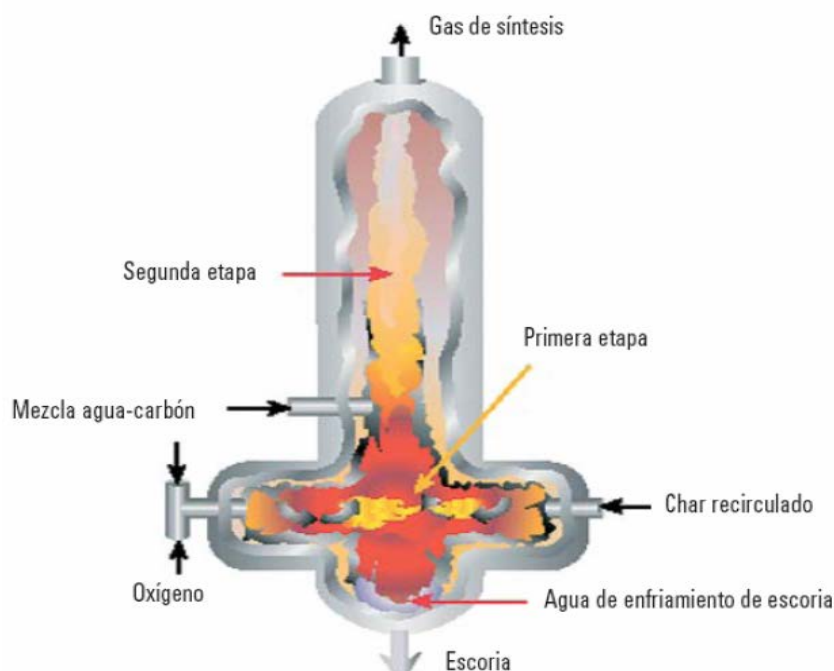
Esta menor temperatura reduce las dimensiones, y por tanto los costos de inversión, en el sistema de enfriamiento del gas, que consiste en una caldera convectiva pirotubular con circulación de los gases en sentido descendentes.

Como contrapartida, la menor temperatura implica que el gas arrastre alquitranes, que se depositan a la entrada del sistema de enfriamiento, así como una menor conversión, que exige la recirculación de cenizas al gasificador.

La extracción de escoria se realiza en forma continua, mediante un sistema propio patentado, que parece presentar ventajas respecto a los sistemas de depósitos a presión.

La separación de partículas se realiza en seco y a baja temperatura (350°C), mediante filtros cerámicos. A continuación, el gas se comete a un lavado húmedo, y pasa a la unidad de desulfuración, consistente en un reactor de hidrólisis del COS y una columna de absorción de H<sub>2</sub>S con MDEA.

Esta central comprende una unidad ASU de baja presión, suministrada por el Air Liquide, y un ciclo combinado con turbina de gas 7FA de General Electric, también con quemadores anulares. No es un diseño enfocado a una máxima eficiencia, puesto que no hay integración entre la ASU y el ciclo combinado, y la alimentación es húmeda.



Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Figura 16:** Gasificador E-GAS™

## 5.4. Otros Procesos

### Tecnología Mitsubishi

La gasificación se realiza en lecho arrastrado, con alimentación seca, y empleando aire enriquecido en oxígeno. La gasificación se desarrolla en dos etapas, para lo cual el gasificador cuenta con una cámara de combustión inferior, en la que la escoria se separa fundida, y una zona superior, en la que se opera en condiciones reductoras, con una temperatura final de 1100°C aproximadamente. Esta baja temperatura simplifica el sistema de enfriamiento y recuperación de calor, pero supone una baja conversión, con producción de alquitranes y cenizas con alto contenido en carbono, que han de ser separadas en ciclones y recirculadas al gasificador.

El esquema de procesos difiere de las otras centrales GICC, pues el agente oxidante es aire comprimido y enriquecido en oxígeno. De esta forma, se reduce la dimensión de la planta ASU, pero se produce un gas de síntesis de menor poder

calorífico, con lo cual se incrementa el tamaño y el costo de las unidades de recuperación de calor y limpieza del gas. Otra particularidad de esta planta será la recuperación de azufre mediante lavado con disolución de caliza, obteniendo yeso como residuo.

### **Tecnología HTW (High Temperatur Winkler gasification)**

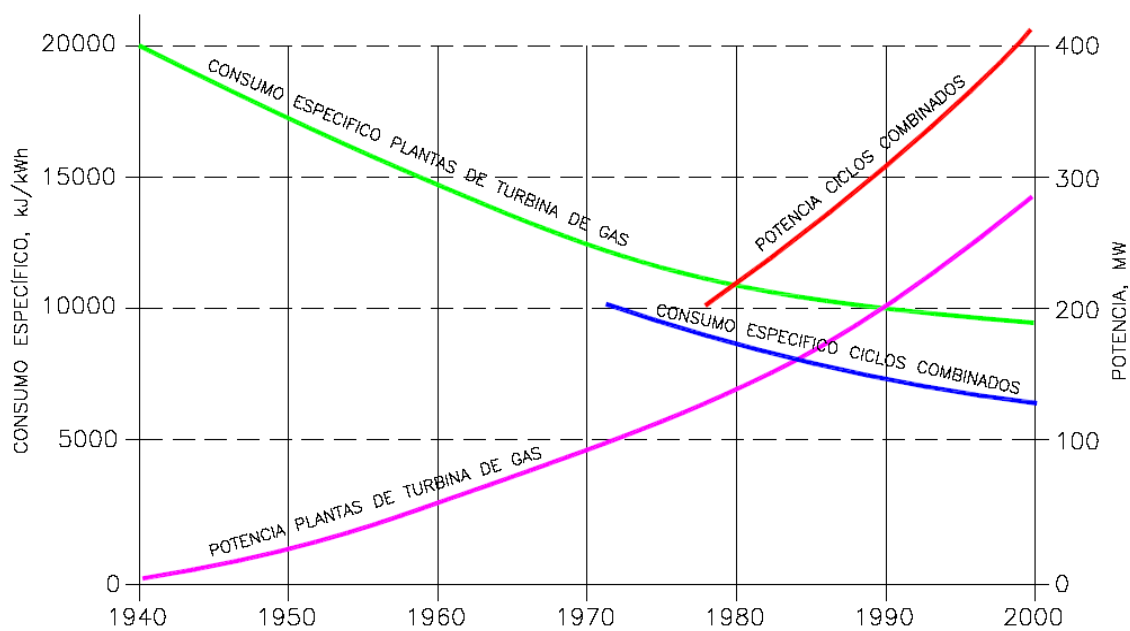
Este sistema puede operar a presiones entre 10 y 30 bar, empleando aire u oxígeno como agente gasificantes. El carbón, normalmente lignito, se alimenta al lecho de forma seca, con un tamaño de partícula inferior de 6mm.

El reactor es una vasija metálica recubierta de material refractario, y cuenta con un sistema de refrigeración con agua. La temperatura de operación es de 800 - 1000°C, siempre inferior a la de fusión de las cenizas.

La baja temperatura del proceso supone una baja eficiencia, con elevada producción de alquitranes e inquemados, que son separados en un ciclón y recirculados al reactor. La presencia de estos contaminantes es también crítica para los sistemas de recuperación de calor del gas de síntesis, por ser causantes de problemas de ensuciamiento y corrosión de los intercambiadores.

Esta tecnología ha sido desarrollada por Rheinbraun, siendo empleada hasta ahora para la producción de metanol y amoniaco a partir de lignitos; sin embargo, actualmente hay diversos proyectos de construcción de plantas GICC basadas en esta tecnología.

En la siguiente figura se muestra la evolución de la tecnología de ciclo combinado, el consumo de materia prima y la potencia generada; la eficiencia de la tecnología ha llegado a límites en los que se hace factible y rentable su utilización, acompañado de una disminución de los gases contaminantes, esto debido a al integración de diferentes tecnologías.



Fuente: Boletín IIE – Instituto de Investigaciones Eléctricas “Gasificación integrada a ciclos combinados”

**Figura 17:** Evolución del Consumo de Combustible y la Potencia Generada

## CAPÍTULO 6

### DESCRIPCIÓN DE LA INGENIERÍA

#### 6.1. Descripción de una Central GICC

Se describe un proceso de lecho arrastrado a presión con alimentación seca, puesto que presenta mayores ventajas frente a las otras tecnologías descritas en el Capítulo

5. Las principales ventajas son:

- Mayor eficiencia del proceso de gasificación.
- El gas producido tiene un menor contenido de CO<sub>2</sub>, lo que implica una mayor eficacia en la desulfurización y, por consiguiente, menores emisiones de SO<sub>2</sub>.
- Periodos de mantenimiento prolongados.
- Menor costo de inversión.

La capacidad de la planta descrita a continuación es de aproximadamente 500 TM/D de Coque de Petróleo. El diseño está basado en el concepto de máxima integración entre las tres unidades principales de la planta:

- Isla de Gasificación.
- Ciclo Combinado.
- Unidad de Fraccionamiento de Aire.

##### 6.1.1. Isla de Gasificación

Esta tecnología, ampliamente usada previamente a presión atmosférica en plantas químicas, se ha adaptado para la aplicación en una Central de GICC mediante la generación de gas de síntesis a presión. El diseño se basa en la experiencia adquirida en la planta piloto de Fürstenhausen (Alemania) en

los años 1986-1989. A continuación se describen los principales sistemas de la Isla de Gasificación.

#### 6.1.1.1. Parque de Coque y Sistemas de Preparación de Combustibles

La recepción y el almacenamiento del coque de petróleo se realizan en el Parque de Coque (el coque se transporta en camiones con capacidad para 25 TM). El traslado de carbón o coque al sistema de preparación de combustible se realiza por medio de cintas transportadoras. Los principales datos del combustible son:

Propiedad	Coque
Humedad, % peso	7,00
Cenizas, % peso	0,26
Carbono, % peso	82,21
Hidrógeno, % peso	3,11
Nitrógeno, % peso	1,90
Oxígeno, % peso	0,02
Azufre, % peso	5,50
PCI, MJ/kg	31,99

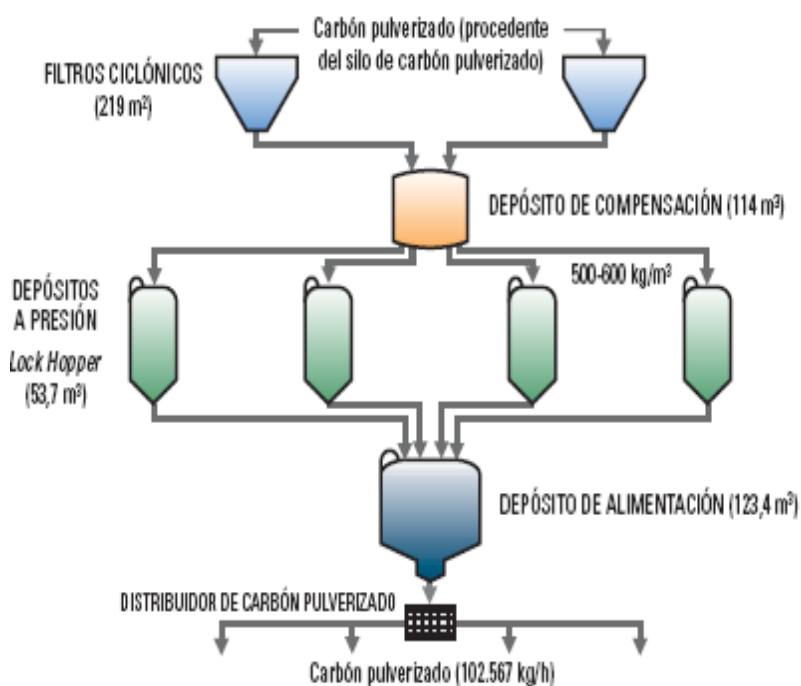
*Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"*

**Tabla 8:** Propiedades del Coque de Petróleo

El coque de petróleo se mezcla con caliza (entre 2 y 3% en peso), con el fin de bajar el punto de fusión de las cenizas, y se tritura en dos molinos (eficiencia de molienda, 60 %). A continuación, se alimenta dentro de dos circuitos de secado con gases calientes, provenientes de un calentador con gas natural o diesel. Posteriormente, el combustible en polvo se separa de los gases inertes (nitrógeno) en filtros de mangas y se almacena en silos, de aproximadamente 200 TM cada uno.

### 6.1.1.2. Sistemas de Alimentación de Coque y Cámara de Reacción

El sistema de alimentación es de tipo seco. El coque pulverizado se presuriza a 30 bar en un sistema de depósito a presión, y se transporta neumáticamente y seco, con nitrógeno puro, a los cuatro quemadores del gasificador. Frente a la alimentación húmeda, la alimentación seca ofrece las ventajas de mayor eficiencia y mayor vida útil de los quemadores del gasificador.



Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Figura 15:** Sistema de Presurización y Alimentación del Combustible al Gasificador

Los quemadores están situados en el interior de la cámara de reacción, colocados a 90° y en un mismo nivel, y disponen de una serie de anillos por los que se introduce la mezcla combustible, oxígeno (85 % pureza), vapor de agua, nitrógeno puro. La cámara de reacción dispone de refrigeración integrada (gas de enfriamiento), generándose vapor de media presión, y esta recubierta por un material refractario.



Presión cámara reacción	25 bar
Temperatura cámara reacción	1200-1600°C
Capacidad combustible alimentado	2600 t/día
Capacidad producción gas crudo	180000 Nm <sup>3</sup> /h
Grado de conversión de carbono	98-99%

Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Tabla 9:** Datos de Diseño del Gasificador

La presión del proceso está fijada por la entrada a la turbina de gas y, la temperatura es la necesaria para que las cenizas puedan separarse, como escoria fundida, por el fondo de la cámara de reacción.

### 6.1.1.3. Sistemas de Extracción de Escorias

La escoria que sale del gasificador, en estado fluido, a una temperatura superior a su punto de fusión, y cae dentro de un baño de agua (mantenida a 40-60°C), donde la enfriarse se obtiene como sólido vitrificado inerte. Un triturador a la descarga permite reducir el tamaño de los sólidos más grandes. El circuito de agua de escorias incorpora un sistema de filtrado para retirar los sólidos en suspensión, denominados finos de escoria.

	Escoria	Finos de Escoria
Producción	24,3 t/h	1200 kg/h
Humedad (% peso)	10%	50%
Composición (% peso, base seca)	1,9% C	60,0% C
	98,1% Cenizas	40,0% Cenizas

Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Tabla 10:** Producción y Características de Escoria y Finos de Escoria

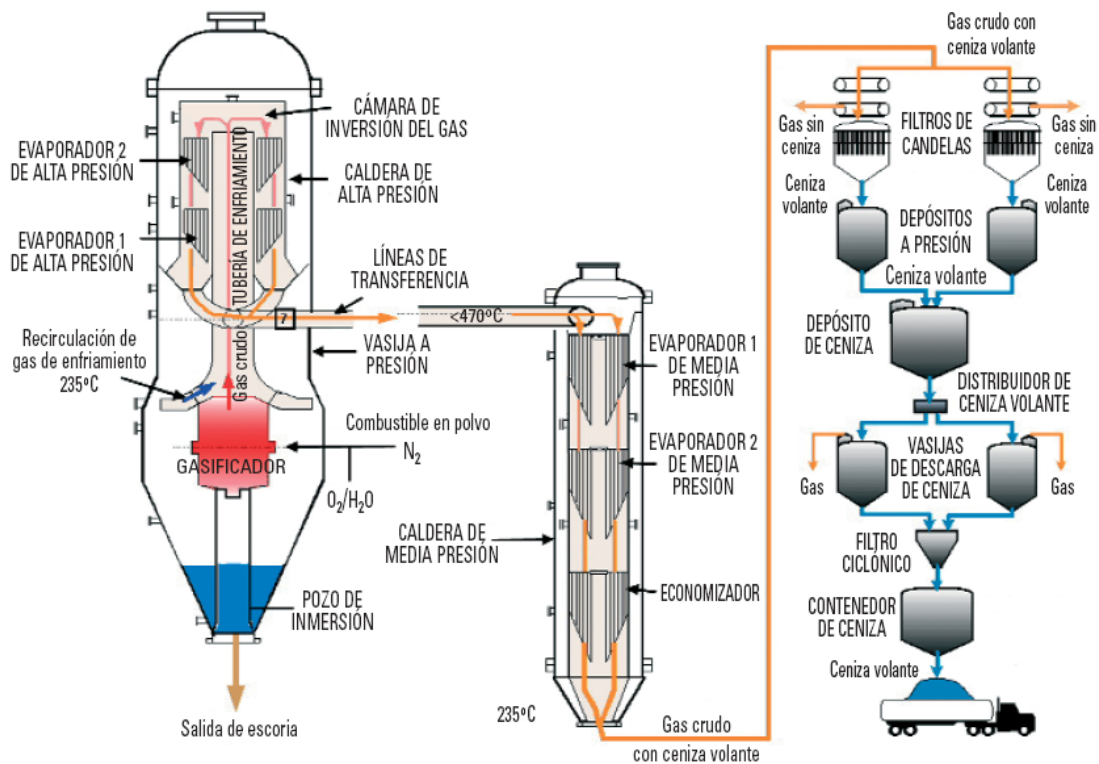
### 6.1.1.4. Sistemas de Enfriamiento y Recuperación de Calor

A la salida de la cámara de reacción la temperatura del gas se sitúa en torno a los 1550°C. Dado que los sistemas de limpieza de gas

trabajan a baja temperatura ( $235^{\circ}\text{C}$ ), es necesario su enfriamiento. Esta energía se aprovecha para producir vapor de media y alta presión, que se envía al ciclo combinado.

El enfriamiento se realiza en tres etapas:

- 1era Etapa: De  $1550^{\circ}\text{C}$  a  $800^{\circ}\text{C}$ . Se realiza por mezcla directa con un gas de recirculación (gas de quench) a  $235^{\circ}\text{C}$ . La temperatura de  $800^{\circ}\text{C}$  asegura que las cenizas se encuentren en estado sólido, evitando así su condensación sobre las superficies de intercambio de calor.
- 2da Etapa: De  $800^{\circ}\text{C}$  a  $400^{\circ}\text{C}$ . Primera Caldera convectiva, generando vapor de alta presión (230 t/h a 126 bar).
- 3era Etapa: De  $400^{\circ}\text{C}$  a  $235^{\circ}\text{C}$ . Segunda Caldera convectiva, produce vapor de media presión (23 t/h a 35 bar).



Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Figura 16:** Gasificador, Sistema de Recuperación de Calor y Filtración del Gas

### 6.1.1.5. Sistemas de Limpieza del Gas

#### a. Filtración de Cenizas Volantes

El gas crudo, después de ser enfriado, pasa por dos filtros cerámicos que reducen al mínimo su contenido en partículas. El uso de filtros cerámicos es de carácter innovador en las centrales eléctricas y, frente a los sistemas húmedos, tiene una elevada eficacia y reduce las necesidades de depuración de agua; como inconveniente puede presentar unos elevados costes de mantenimiento, en función de la vida útil y la posible reutilización de los elementos filtrantes.

Temperatura de gas crudo	235-250°C
Caudal de diseño de gas crudo	435000 Nm <sup>3</sup> /h
Número de elementos filtrantes	2072 (1036 en cada filtro)
Tecnología de filtratación	Elementos cerámicos de SiC
Tipo de sistemas de limpieza	Pulsos de N <sub>2</sub> a alta presión
Contenido final de partículas del gas	<3mg/Nm <sup>3</sup>
Cantidad de cenizas volantes separadas	3,0 t/h
% Inquemados en cenizas volantes	4%

*Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"*

**Tabla 11:** Datos de Diseño de los Filtros y Caracterización de las Cenizas Volantes

A la salida de los filtros cerámicos, parte del caudal de gas (235000-325000 Nm<sup>3</sup>/h) se comprime en un compresor centrífugo, y se recicla al gasificador como gas de enfriamiento.

#### b. Lavado de Gases Ácidos

El lavado físico con agua del gas bruto restante (180000 Nm<sup>3</sup>/h) en un dispositivo tipo Venturi permite retener compuestos contaminantes (HCl, HF, NH<sub>3</sub>, HCN y parcialmente H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>), así como, las partículas sólidas no extraídas en caso de fallo en los filtros cerámicos. El control del pH del proceso de lavado se

realiza con una solución acuosa de NaOH al 15%. Los posibles sólidos presentes en el agua de lavado se podrían separar en unos filtros de control de sólidos.

El agua arrastrada en el lavado es recirculada a través de un separador. Para evitar un aumento continuo del contenido de contaminantes de dicha agua, una parte (10 m<sup>3</sup>/h) es extraída del circuito y sometida a un tratamiento de limpieza mediante desorción de gases en condiciones de baja presión. El sistema de desorción consiste en una columna ácida, para separar CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y HCN, y una columna básica para separar NH<sub>3</sub>. Los gases se envían a una planta Claus de recuperación de azufre, y el agua pasa a la planta de tratamiento de efluentes para su depuración final.

Presión	23,6 bar
Temperatura	126°C
Caudal	180937 Nm <sup>3</sup> /h, seco
Poder Calorífico Interior PCI	10429 kJ/Nm <sup>3</sup>

*Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"*

**Tabla 12:** Propiedades del Gas Bruto a la Salida del Lavado Húmedo

### c. Desulfuración

El proceso de separación de los compuestos azufrados del gas crudo consiste en:

- Reactor catalítico de hidrólisis, en el que el COS se transforma en H<sub>2</sub>S ( $\text{COS} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$ ) y el HCN en NH<sub>3</sub> ( $\text{HCN} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NH}_3 + \text{HCOOH}$ ).
- Columna de absorción con MDEA, que captura selectivamente el H<sub>2</sub>S. La solución de MDEA se regenera en una segunda columna, en la que se separa el gas ácido (gas Claus), que es enviado a la planta Claus de recuperación de Azufre.

Disolvente empleado	MDEA en solución acuosa 50% peso	
Temperatura de absorción	33°C	
Temperatura de regeneración	98°C	
Propiedades del gas Claus	Caudal	4652 Nm <sup>3</sup> /h, seco
	CO <sub>2</sub> (% vol)	50,67%
	H <sub>2</sub> S (% vol)	48,95%

Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Tabla 13:** Datos de Diseño de la Unidad de Desulfuración

Presión	21,3 bar	
Temperatura	130°C	
Caudal	183053 Nm <sup>3</sup> /h, seco	
Contenido en Azufre	<25 mg S/Nm <sup>3</sup>	
Composición (% vol, base seca)	CO	60.51
	H <sub>2</sub>	22.08
	N <sub>2</sub>	12.46
	CO <sub>2</sub>	3.87
	Ar	1.03
Poder Calorífico Inferior PCI	10029 kJ/Nm <sup>3</sup>	

Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Tabla 14:** Propiedad Finales del Gas Limpio Enviado al Ciclo Combinado

#### d. Recuperación de Azufre

Esta unidad consiste en una planta Claus, que consta de dos hornos en paralelo y dos reactores Claus en serie, para la conversión del H<sub>2</sub>S en azufre sólido elemental. Además, en los hornos se consigue la conversión catalítica de NH<sub>3</sub> y HCN en nitrógeno elemental.

La planta Claus esta diseñada para producir emisión cero, dado que el gas de cola, que contiene compuestos de azufre, es hidrogenado con gas limpio y recirculado al proceso de desulfuración, evitando el uso de un incinerador y las consiguientes emisiones de azufre (SO<sub>2</sub>) a la atmósfera.

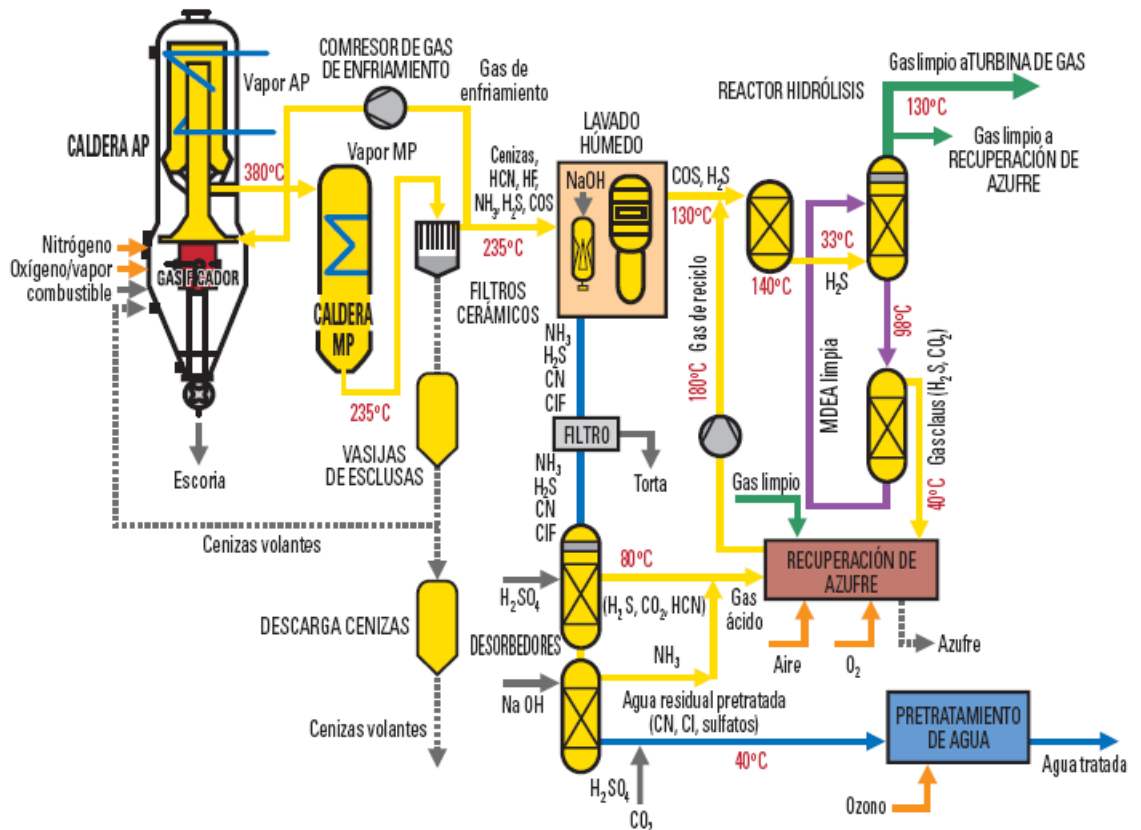
Cantidad de S producido	3,1 t/h
Recuperación de S del gas crudo	99.84%
Pureza del S	>99,8% peso

Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Tabla 15:** Producción y Calidad del Azufre

### e. Tratamiento de Efluentes

Esta planta de tratamiento acondiciona el agua utilizada en los procesos de la planta a las condiciones finales de vertido exigidas por las leyes ambientales. La planta de tratamiento consta de las siguientes etapas: oxidación con ozono del efluente de gasificación pretratado, homogeneización, decantación, neutralización y filtración.



Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Figura 20:** Diagrama General de Gasificación y Sistema de Limpieza de Gas

### 6.1.1.6. Sistemas de Preparación del Gas Limpio

Antes de su combustión en la turbina de gas, el gas limpio se somete a un proceso de saturación con agua y mezcla con nitrógeno residual, para reducir la formación de NOx en la combustión y mejorar en eficiencia la integración. Como resultado de estas dos operaciones (saturación y mezclado con N<sub>2</sub>), se tienen niveles de emisiones de NOx en modo GICC inferiores a 150mg/Nm<sup>3</sup> al 6% de O<sub>2</sub>.

Presión	19,4 bar
Temperatura	302°C
Caudal	120,2 kg/s
Poder Calorífico Inferior PCI	4242 KJ/kg

Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Tabla 16:** Propiedades del Gas Limpio a la Entrada de la Turbina de Gas

### 6.1.2. Ciclo Combinado

El ciclo combinado puede operar con gas natural y con gas de coque, manteniendo prestaciones comparables en cuanto a potencia, rendimiento y niveles de emisión. A continuación se muestran los datos básicos.

Combustible empleado en el Ciclo Combinado	Gas de Síntesis	Gas Natural
PCI (KJ,kg)	4242	49220
Potencia de Turbina de Gas (MW)	182,3	195,1
Potencia de Turbina de Vapor (MW)	135,4	85,6
Potencia eléctrica bruta (MW)	317,7	280,7
Eficiencia bruta del Ciclo Combinado (%PCI)	52,4	53,1
Emisiones mg/Nm <sup>3</sup> (6% O <sub>2</sub> )	SO <sub>2</sub>	25
	NOx	150
	Partículas	7,5

Fuente: Boletín IIE – Instituto de Investigaciones Eléctricas "Gasificación integrada a ciclos combinados"

**Tabla 17:** Datos de Diseño del Ciclo Combinado para Gas de Coque y Gas Natural

### **6.1.2.1. Turbina de gas**

La turbina de gas esta compuesta por: Cámaras de Combustión, Compresor de Aire y Turbina de expansión y generador. A continuación describiremos cada uno de las partes:

#### **a. Cámaras de Combustión**

Son dos cámaras laterales del tipo silo horizontal, cada una con ocho quemadores duales, y protegidas mediante tejas refractantes. En operación con gas natural se añade vapor de media presión al gas para reducir la formación de NOx.

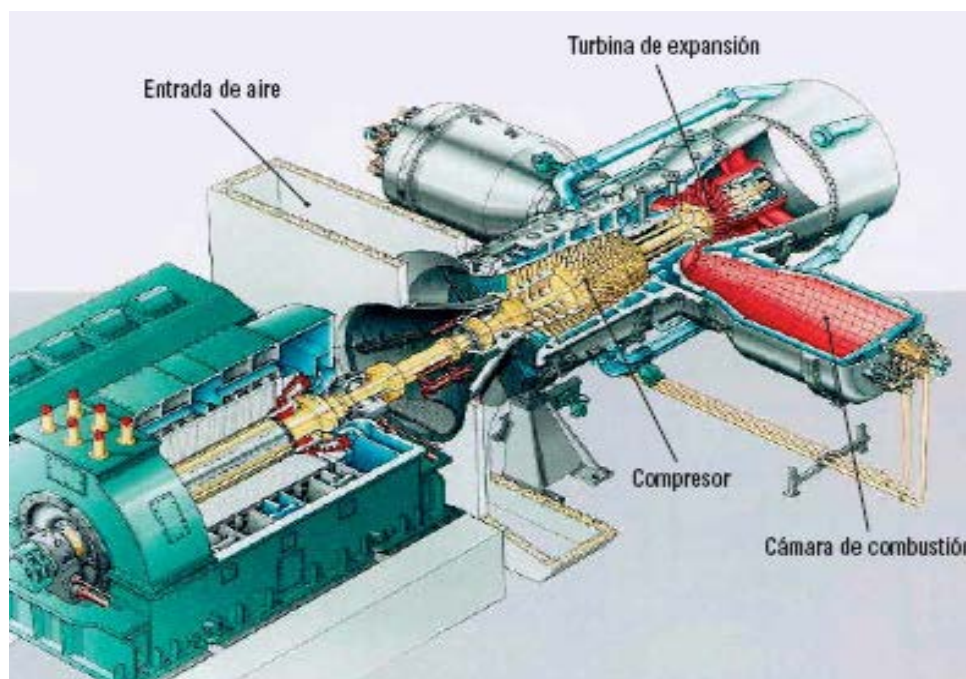
#### **b. Compresor de Aire**

Proporciona el aire necesario para la combustión, para la refrigeración de los alabes de la turbina y, en modo GICC, para la alimentación de la Unidad de Fraccionamiento de Aire. Consta de 17 etapas de compresión y dispone de álabes guía en la entrada que pueden regular el caudal de aire desde el 75 al 100% de la capacidad del compresor, permitiendo mantener altas eficiencias a cargas parciales.

#### **c. Turbina de Expansión y Generador**

Tiene cuatro etapas, con una corona de álabes móviles y fijos por etapa, refrigerados internamente. La temperatura de salida de gases se controla para que la primera etapa no supere la temperatura admisible para los materiales y recubrimientos utilizados. La potencia nominal del generador es de 230 MVA, produciendo electricidad a 15,75 kV.





Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Figura 21:** Turbina de Gas V94.3, con Internos

### 6.1.2.2. Caldera de Recuperación de Calor

El calor de los gases de escape de la turbina de gas se recupera en una caldera vertical de circulación forzada, con tres niveles de presión (127 / 35 / 6,5 bar); consta aproximadamente de 300000m<sup>2</sup> de superficie de intercambio, distribuida en 10 módulos de haces horizontales de tubos aleteados: precalentador de condensado, evaporador y sobrecalentador de baja presión, economizador, evaporador, sobrecalentador y recalentador media presión, economizador, evaporador y sobrecalentador de alta presión.

La temperatura de los gases de escape en la chimenea es de 103°C en operación GICC, para evitar condensación. Además, esta caldera recalienta el vapor de media y alta presión procedente de la isla de gasificación.

### **6.1.2.3. Turbina de Vapor**

Se trata de una turbina de vapor convencional, con ciclo subcrítico de tres niveles de presión, y recalentamiento del vapor de media. En operación GICC el vapor sobrecalentado de alta presión tiene 122 bar / 509°C y el recalentado 29 bar / 516°C.

La turbina consta de dos cuerpos:

- Cuerpo de alta presión/media presión, de flujo simple con doble carcasa.
- Cuerpo de baja presión, de doble flujo y doble carcasa.

### **6.1.2.4. Condensador**

El vapor de escape en la etapa de la turbina de baja presión se considera en condiciones de vacío (0,07 bar abs.) a aproximadamente 40°C, usando agua de refrigeración en un circuito cerrado con torre de tiro natural. Es un condensador de superficie, con dos pasos y cada uno de doble caudal, el material elegido para los dos tubos es acero inoxidable. El condensado se devuelve a la caldera mediante las bombas de condensado.

### **6.1.3. Unidad de Fraccionamiento de Aire**

La unidad de fraccionamiento de aire (ASU) produce el oxígeno requerido para el proceso de gasificación, con una pureza del 85% en volumen. Además, esta unidad produce dos calidades de nitrógeno:

- Nitrógeno de 99,99% de pureza, utilizado para inertización y transporte del combustible.
- Nitrógeno de 98% de pureza (Nitrógeno Residual), que se emplea en el Ciclo Combinado para mezclarse con el gas limpio, reduciendo la emisión de NOx y aumentando la potencia de la turbina de gas.

El aspecto más destacable de esta unidad es su diseño integrado con el ciclo combinado, con la ventaja de un menor consumo de auxiliares, pero con los inconvenientes de mayor complejidad de la operación y periodos de arranque más largos.

Parámetros	Valor	Unidad	Destino
<b>OXÍGENO GASEOSO</b>			
Caudal	70000	Nm <sup>3</sup> /h	Gasificador
Pureza	85	%	
Presión	31	bar	
<b>NITRÓGENO MEDIA PRESIÓN</b>			
Caudal	22100	Nm <sup>3</sup> /h	Transporte de combustible
Pureza	99,99	%	
Presión	49	bar	
<b>NITRÓGENO BAJA PRESIÓN</b>			
Caudal	8150	Nm <sup>3</sup> /h	Isla de gasificación
Pureza	99,99	%	
Presión	4	bar	
<b>NITRÓGENO RESIDUAL</b>			
Caudal	188000	Nm <sup>3</sup> /h	Turbina de gas
Pureza	>98	%	
Presión	18	bar	
<b>CAUDAL DE AIRE</b>	288000	Nm <sup>3</sup> /h	
<b>CONSUMO DE AUXILIARES</b>	28,7	MW	

Fuente: Libro "Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano"

**Tabla 18:** Datos de Diseño de la Unidad de Fraccionamiento de Aire

### 6.1.3.1. Enfriamiento y Purificación

El aire necesario para el proceso se extrae el compresor de la turbina de gas a 12,7 bar y 39,7°C, y es respectivamente enfriado mediante intercambio de calor con el Nitrógeno Residual y con agua de refrigeración, llegando al Límite de Batería de la ASU a 128°C.

A continuación, pasa al sistema de pre-enfriamiento, constituido por tres intercambiadores de calor, que enfrían el aire hasta 14°C. Posteriormente, en la unidad de purificación se eliminan, mediante adsorción sobre tamices de alúmina y moleculares, las impurezas que arrastra el aire:

- Agua y CO<sub>2</sub>, que deben ser retenidos para evitar bloqueos por solidificación a las temperaturas criogénicas de destilación de -170°C.
- Hidrocarburos, que en contacto con el oxígeno producto representarían un factor de riesgo.

#### **6.1.3.2. Destilación**

El aire que sale de la unidad de purificación se enfría en dos intercambiadores de calor criogénicos, en contracorriente con las corrientes provenientes de la columna de destilación. El fraccionamiento del aire se realiza en la doble columna de destilación, produciendo por el tope gas enriquecido en nitrógeno y por el fondo gas enriquecido en oxígeno. La columna opera en dos niveles de presión, requiriendo una presión mínima de aire a la entrada de 8 bar.

#### **6.1.3.3. Almacenamiento y Suministro de Productos**

Los productos de la destilación de aire se comprimen, en un compresor eléctrico, a la presión requerida por el proceso: oxígeno (>30bar), nitrógeno puro (12 y 50 bar) y nitrógeno residual (18 bar). Existen depósitos de almacenamiento de oxígeno y nitrógeno líquido que se alimentan de purgas de la columna de destilación o de suministro externo. Ambos depósitos tienen sus correspondientes evaporadores, que permiten disponer de estos gases durante el arranque y parada del gasificador.

#### **6.1.4. Sistemas Auxiliares**

- Sistemas de refrigeración. Torre evaporativa de tiro natural, de 12 m de altura. En él se integran los sistemas de refrigeración del condensador de turbina de vapor y los de refrigeración de auxiliares de planta.
- Dos calderas auxiliares, alimentadas por gas natural, para la producción de vapor de media y baja presión, utilizado en las operaciones de arranque y parada de planta.
- Antorcha o Quemador de Campo. Los gases producidos en el gasificador durante el arranque de la planta y los gases evacuados durante la parada se queman en el flare principal. Este sistema está diseñado para admitir el 100% del gas producido en el gasificador. Se dispone además de un antorcha ácida para operaciones de arranque y parada de la unidad Claus de recuperación de azufre.
- Generador diesel de emergencia conectado a la línea de principal de suministro de electricidad para proporcionar electricidad a los equipos esenciales, por seguridad de la planta.
- Transformadores de alta tensión.
- Sistema de almacenamiento y suministro de agua cruda.
- Estación de regulación y medida de gas natural.
- Planta de producción de agua desmineralizada.
- Otros sistemas auxiliares: aire comprimido, contraincendios, HVAC de calefacción, ventilación y aire acondicionado.

#### **6.1.5. Integración**

La elevada eficiencia de una planta GICC se debe al alto grado de integración entre las tres islas, reflejando en estos aspectos:

- Todo el aire necesario para la unidad ASU se extrae del compresor de la Turbina de Gas.

- El nitrógeno residual producido en la unidad ASU se mezcla con el gas de carbón antes de su entrada en la turbina de gas, con el objeto de reducir la formación de NOx, y aumentar la potencia producida.
- La alta temperatura (400°C) del aire extraído del compresor se aprovecha para calentar el nitrógeno residual y acondicionar el agua inyectada en el saturador de gas limpio.
- Integración completa entre los sistemas agua/vapor del ciclo combinado y la isla de gasificación. El agua de alimentación a la caldera de gasificación procede del ciclo combinado. A su vez el vapor generado en la isla de gasificación, después de cubrir los consumos internos, se envía al ciclo combinado, para ser recalentado en la caldera HRSG y expandido en la turbina de vapor.

## **CAPÍTULO 7**

### **ECONOMÍA DE UNA CENTRAL DE GICC**

#### **7.1. Costos de Inversión de Centrales Energéticas en Perú**

Para tener un punto de referencia, debemos conocer cuales son los costos de inversión, costo de operación y mantenimiento y costo variable de las centrales energéticas en el Perú.

Como se muestra en la siguiente tabla, las centrales hidroeléctricas requieren una inversión considerable; por esta razón no se realizan proyectos de este tipo. En cambio, las centrales eléctricas de gas natural de ciclo simple son mucho más baratas y actualmente las más comunes debido a que también son amigables con el medio ambiente y se dispone de este combustible.

En adición, se tiene que considerar el precio de los combustibles utilizados. En la Tabla N° 20 se muestra el precio de los combustibles utilizados en las diferentes centrales energéticas.

Central	Inversión Inicial (US\$/MW)	Costo Anual de Oper. y Mant. (US\$/MW-año)	Costo Variable (US\$/MW-h)	Periodo de Construcción (años)	Vida útil (años)
Hidroeléctrica	1500000	12000	0,3	4	50
Gas Natural-Ciclo Combinado	600000	17000	18	3	20
Gas Natural-Ciclo Simple	450000	9000	27	2	20
Carbón	1000000	30000	35	2	30
Residual - Diesel	300000	6000	80 - 340	1	20

Fuente: Banco Central de Reserva

**Tabla 19:** Costos Fijos y Variables en Centrales de Generación Eléctrica en el Perú



Empresa	Central Térmica	Combustible	Precio Promedio		
			US\$/TM	US\$/bbl	US\$/MMBtu
Enersur	Ilo 2	Carbón	70,7		3,0
	Chilca 1	Gas Natural			0,6
	Ilo 1	Residual		56,2	
		Diesel 2		96,2	
Edegel	Ventanilla	Gas Natural			2,2
	Sta. Rosa	Gas Natural			2,2
Egenor	Piura	Residual		66,8	
		Gas Natural		87,0	15,0
Eepsa	Malacas	Diesel 2		108,6	
		Gas Natural			4,5
Egasa	Mollendo	Residual		53,4	
		Diesel 2		89,1	15,4
Termoselva	Aguaytía	Gas Natural			1,2

Fuente: Comité de Operación Económica SEIN

**Tabla 20:** Precios Promedio de Combustibles en Centrales Eléctricas

Como se aprecia, aún se sigue utilizando diesel en muchas centrales energéticas, es esa la razón de los elevados costos de la electricidad en el Perú.

## 7.2. Precio del Coque

Para realizar nuestra evaluación económica, necesitamos conocer la evolución del precio del coque de petróleo en los últimos años; como a nivel nacional aún no contamos con producción significativa, debido a que las refinerías nacionales no cuentan con las unidades indicadas para procesar fondos de vacío; por este motivo los precios del coque se obtienen del mercado norteamericano, se resume en la siguiente tabla, que compara el precio del coque con el del carbón.

Periodo	0,01 US\$/MMBTU	
	Carbón	Coque de Petróleo
ene 97 - dic 97	120	89
dic 97 - nov 98	120	75
nov 98 - oct 99	118	68
oct 99 - sep 00	110	58
sep 00 - ago 01	108	70
ago 01 - jul 02	120	70
jul 02 - jun 03	118	52
jun 03 - may 04	120	70
may 04 - abr 05	135	110
abr 05 - may 06	155	140
may 06 - feb 07	160	165

Energy Publishing - 2007

**Tabla 21:** Evolución del Precio del Coque de Petróleo

Se puede observar que el precio del coque ha tenido una tendencia al alza, debido a que en Norteamérica se ha desarrollado la industria de generación eléctrica con base en el coque de petróleo.

De la tabla anterior se obtiene un precio promedio del coque:

$$\mathbf{P_{prom.} = 0,88 \text{ US$/MMBTU}}$$

El poder calorífico del coque es 30,32 MMBTU/TM, así que podemos reescribir la cantidad anterior como:

$$\mathbf{P_{prom.} = 26,68 \text{ US$/TM}}$$

Con este valor se obtendrá el costo de materia prima.

### 7.3. Costos de Inversión de Centrales GICC

Aunque existen gran cantidad de estudios, es difícil precisar un costo de producción medio para nuevos proyectos. La versatilidad de la tecnología ofrece muchas opciones de diseño que dificultan la consideración de una planta estándar de referencia. Para una central GICC actual, con coque de petróleo como combustible,

es realista hablar de un costo total en el intervalo de 1700 – 2100 US\$/kW instalado.

## **7.4. Costos Variables**

### **7.4.1. Costos de Combustible**

Para GICC, son inferiores a los del resto de tecnologías, debido a:

- Elevada eficiencia energética, muy superior al resto de centrales de carbón.
- Por su mejor comportamiento medioambiental, tiene la posibilidad de utilizar carbón de peor calidad, y por lo tanto menor costo, que las centrales de carbón pulverizado.
- Utilización de combustible de menor costo que el gas natural.

Además, la posibilidad de utilizar combustibles alternativos en forma conjunta con el coque de petróleo, como biomasa o combustibles residuales, ofrece oportunidades adicionales de reducción de costos. Para un costo aproximado del carbón de 1,8 US\$/GJ se puede tener un costo específico de combustible de 1,6 US\$/kWh generado.

### **7.4.2. Costos de Operación y Mantenimiento**

Son similares a los de plantas convencionales de carbón, y superiores a los de ciclos combinados de gas natural, dada la simplicidad del proceso en estos últimos. Actualmente, y para centrales de 400-500 MW, se pueden estimar estos costos en 0,9 US\$/kWh, y se espera que puedan reducirse progresivamente con el mayor dominio de la tecnología que permite la experiencia adquirida. Para nuestro caso, se considera una generación de 240 MW. Este valor es suficiente para una refinería estándar (Unidad de Destilación Primaria, Unidad de Destilación al Vacío, Unidad de Craqueo Catalítico, Unidad de Coquificación y Servicios Industriales).

### 7.4.3. Beneficios Sociales y Medioambientales

La contribución a una mayor seguridad de suministros energéticos, la menor emisión de CO<sub>2</sub> y gases ácidos, la utilización de energías renovables mediante cogasificación de biomasa o la producción de subproductos útiles en lugar de residuos, son algunos de los beneficios de la tecnología de GICC que deben considerarse desde el punto de vista económico, con el objeto de realizar comparaciones más justas, en términos de precio final.

Entre los beneficios de las centrales GICC frente a centrales convencionales de combustión de Carbón Pulverizado (PC) tenemos:

- Menores emisiones de CO<sub>2</sub> por mayor rendimiento:  
CO<sub>2</sub> no emitido: 125g CO<sub>2</sub>/kWh  
Precio del CO<sub>2</sub>: 70 US\$/t  
  
Valor económico: 0,88 US\$/kWh
- Utilización de biomasa mediante cogasificación.  
Considerando un 5% de la producción del GICC obtenida mediante cogasificación de biomasa, se emiten 36g/kWh menos de CO<sub>2</sub>.  
  
Valor económico: 0,25 US\$/kWh
- Beneficio por subproductos (GICC) y costo por residuos sólidos (PC).  
Beneficio para GICC: 0,014 US\$/kWh  
Costo para PC: 0,105 US\$/kWh

## 7.5. Evaluación Económica

### 7.5.1. Costo de Capital

Lo anteriormente mencionado nos servirá para realizar la evaluación económica de una planta GICC en Perú, para esto se considera como base la Planta de Puertollano en España, perteneciente a Repsol YPF.

<b>Total Módulo Simple</b>	$C_{TBM}$	<b>200,0 MMUS\$</b>
Imprevistos y Honorarios	$0,18 * C_{TBM}$	36,0 MMUS\$
Costo Módulo Total	$1,1 * C_{TBM}$	220,0 MMUS\$
Instalaciones Auxiliares	$0,2 * 1,1 * C_{TBM}$	44,0 MMUS\$
Capital Básico	$C_{FC}$	264,0 MMUS\$
<b>Costo de la Planta en Perú</b>	$1,2 * C_{FC}$	<b>316,8 MMUS\$</b>

**Tabla 22:** Costo de Capital – Planta en Perú

### 7.5.2. Depreciación

Para seguir con el cálculo se necesita conocer la depreciación que sufrirá el proyecto, para éste caso se considerará una depreciación lineal, así que sigue la siguiente fórmula:

$$D_k = D = \frac{V_0 - V_s}{N}$$

$$V_k = V_0 - K * D$$

Donde:

$V_0$ : Valor Inicial de la Inversión en Capital Fijo

$V_s$ : Valor de Rescate

$V_k$ : Valor en Libros al final del año k

$D_k$ : Depreciación del año k

K: año cualquiera de la operación (de 1 a N)

N: Número de años (el caso de estudio considera 15 años como horizonte del proyecto)

Se tiene:

$$V_0 = 316800 \text{ MUS\$}$$

$$V_s = 31680 \text{ MUS\$}$$

$$N = 15 \text{ años}$$

### 7.5.3. Costo de Manufactura

Para el Costo de Manufactura se tienen los siguientes valores:

Base de Estudio	
Producción Coque	100 t/d
Demanda vapor AP (60bar)	67 t/h
Demanda vapor MP (20bar)	400 t/h
Demanda vapor BP (3,5bar)	400 t/h
Demanda de Electricidad	250 MW

Precios de Ventas	
Electricidad	0,050 US\$/kWh
Vapor AP	14,65 US\$/t
Vapor MP	13,37 US\$/t
Vapor BP	12,00 US\$/t
Azufre	37,50 US\$/t
Hidrógeno	80 US\$/1000m <sup>3</sup>

**Tabla 23:** Datos para el Costo de Manufactura

En base a estos números se elabora la siguiente tabla, donde se representan los gastos directos e indirectos del proyecto y los ingresos por ventas.

Fecha de Aplicación: 2009

CAPAC. ANUAL: 250 MW

CAPITAL FIJO,  $C_{FC}$  316800,0 MUS\$  
 CAPITAL TRABAJO  $C_{WC}$  12521,0 MUS\$  
 INVERSION CAPITAL TOTAL 329321,0 MUS\$

1 Año Operativo: 330 días

DESCRIPCIÓN		MUS\$/Año
<b>COSTO MANUFACTURA</b>		
<b>GASTOS DIRECTOS</b>		
Materia Prima		880,5
Mano de Obra de Operación		50,0
Supervisión y Mano de Obra de Oficina (10-20 % M.O. Operación)	15%	7,5
<b>SERVICIOS</b>		
Separación de CO <sub>2</sub>	3,50 US\$/Tn	30,8
Agua de Enfriamiento de Proceso	4,50 US\$/100m <sup>3</sup>	225,0
Mantenimiento y Reparaciones (2-10% capital fijo)	2%	6336,0
Suministros de Operación (10-20% mantenimiento reparaciones)	10%	633,6
Cargos de Laboratorio (10-20% mano obra operaciones)	10%	5,0
Patentes y Derechos (0-6% del gasto total)	0,5%	158,6
<b>TOTAL <math>A_{DME}</math></b>		<b>8327,0</b>
<b>GASTOS INDIRECTOS</b>		
Generales (50-70% M.O.+Sup.+Mnto.)	50%	3196,8
Impuestos Locales (1-2% del Capital Fijo)	1,0%	3168,0
Seguros (0,4-1,0% Capital Fijo)	0,4%	1267,2
<b>TOTAL <math>A_{IME}</math></b>		<b>7632,0</b>
<b>COSTO MANUFACTURA TOTAL (no incluye depreciación), <math>A_{ME}</math></b>		<b>15958,9</b>
<b>DEPRECIACION (Lineal) <math>A_{BD}</math></b>		<b>19008,0</b>
<b>GASTOS GENERALES (OVERHEAD)</b>		
Gastos Administrativos (1% Ventas)	1,0%	1976,5
Gastos de Distribución y Ventas (0,5% Ventas)	0,5%	988,2
Investigación y Desarrollo - I+D (5% Ventas)	5%	9882,3
<b>TOTAL, <math>A_{GE}</math></b>		<b>12847,0</b>
<b>GASTO TOTAL, <math>A_{TE}</math></b>		<b>47813,9</b>
<b>INGRESOS POR VENTAS Y MARGEN</b>		<b>MUS\$/Año</b>
<b>INGRESOS POR VENTAS <math>A_S</math></b>		<b>109500,0</b>
<b>GANANCIA ANUAL NETA <math>A_{NP}</math></b>		<b>61686,1</b>
<b>IMPUESTO RENTA <math>A_{IT}</math></b>	30%	<b>18505,8</b>
<b>GANANCIA NETA DESPUES IMPUESTO <math>A_{NNP}</math></b>		<b>43180,3</b>

Tabla 24: Costo de Manufactura

#### **7.5.4. Estados Financieros**

Para conocer la viabilidad de un proyecto es necesario conocer los estados financieros, pues con una rápida revisión del Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), podemos saber si es viable o no el proyecto; se considera una Tasa de Descuento (TD) del 12%.

Pero para llegar a conocer estos indicadores, primero se deben elaborar el Estado de Ganancias y Pérdidas y el Flujo de Caja, a continuación se muestran las tablas correspondientes:



AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>INGRESO (MUS\$)</b>		109500	110595	111701	112818	113946	115086	116236	117399	118573	119759	120956	122166	123387	124621	125867
<b>EGRESO (MUS\$)</b>		15959	16119	16280	16442	16607	16773	16941	17110	17281	17454	17629	17805	17983	18163	18344
<b>UTILIDAD BRUTA</b>		93541	94476	95421	96375	97339	98313	99296	100289	101292	102304	103328	104361	105404	106458	107523
Gastos Administrativos		1976	1976	1976	1976	1976	1976	1976	1976	1976	1976	1976	1976	1976	1976	1976
Gastos Ventas		988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988	988
<b>UTILIDAD OPERACIÓN</b>		90576	91512	92457	93411	94375	95348	96331	97324	98327	99340	100363	101396	102440	103494	104558
Depreciación		19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008
Renta Neta		71568	72504	73449	74403	75367	76340	77323	78316	79319	80332	81355	82388	83432	84486	85550
Impuesto a la Renta (30%)		21471	21751	22035	22321	22610	22902	23197	23495	23796	24100	24406	24716	25030	25346	25665
<b>UTILIDAD NETA</b>		50098	50753	51414	52082	52757	53438	54126	54821	55523	56232	56948	57672	58402	59140	59885

**Tabla 25:** Estado de Ganancias y Pérdidas

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>INVERSIONES (MU\$)</b>																
Capital Fijo Propio	316800															0
Capital de Trabajo		12521	12646	12773	12900	13029	13160	13291	13424	13558	13694	13831	13969	14109	14250	14393
<b>Δ CAPITAL DE TRABAJO</b>		12521	125	126	128	129	130	132	133	134	136	137	138	140	141	(14250)
<b>INVERSIÓN TOTAL</b>	316800	12521	125	126	128	129	130	132	133	134	136	137	138	140	141	(14250)
<b>UTILIDAD NETA</b>		<b>50098</b>	<b>50753</b>	<b>51414</b>	<b>52082</b>	<b>52757</b>	<b>53438</b>	<b>54126</b>	<b>54821</b>	<b>55523</b>	<b>56232</b>	<b>56948</b>	<b>57672</b>	<b>58402</b>	<b>59140</b>	<b>59885</b>
Depreciación		19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008	19008
<b>FLUJO NETO DE FONDOS (316800)</b>		56585	69635	70296	70962	71636	72316	73003	73696	74397	75105	75819	76541	77271	78007	93143
<b>APORTES</b>	316800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 26:** Flujo de Caja

MUS\$ del Año 0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>FNF Económicos</b>	(316800)	56585	69635	70296	70962	71636	72316	73003	73696	74397	75105	75819	76541	77271	78007	93143
<b>Ingresos</b>		109500	110595	111701	112818	113946	115086	116236	117399	118573	119759	120956	122166	123387	124621	125867
<b>Egresos Económicos</b>	316800	52915	40960	41405	41856	42311	42770	43234	43703	44176	44654	45137	45624	46117	46614	32724
<b>VPC<sub>0,15%</sub> Económico</b>	616734															
<b>VPB<sub>0,15%</sub></b>	784314															
MUS\$ del Año 0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>INVERSIÓN</b>	316800	12521	125	126	128	129	130	132	133	134	136	137	138	140	141	(14250)
<b>VPIInv<sub>0,15%</sub> Económico</b>	326127															
INDICADORES	VPN	TIR	B/C	IVP												
Económico	167580	21%	1,27	0,51												

**Tabla 27:** Indicadores Financieros

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>VPN</b>	(316800)	50522	55513	50035	45098	40648	36637	33023	29765	26828	24182	21796	19646	17708	15962	17017
<b>VPN ACUMULADO</b>	(316800)	(266278)	(210765)	(160730)	(115632)	(74984)	(38347)	(5324)	24441	51269	75451	97247	116893	134601	150563	167580

**Tabla 28:** VPN Acumulado y Pay-out

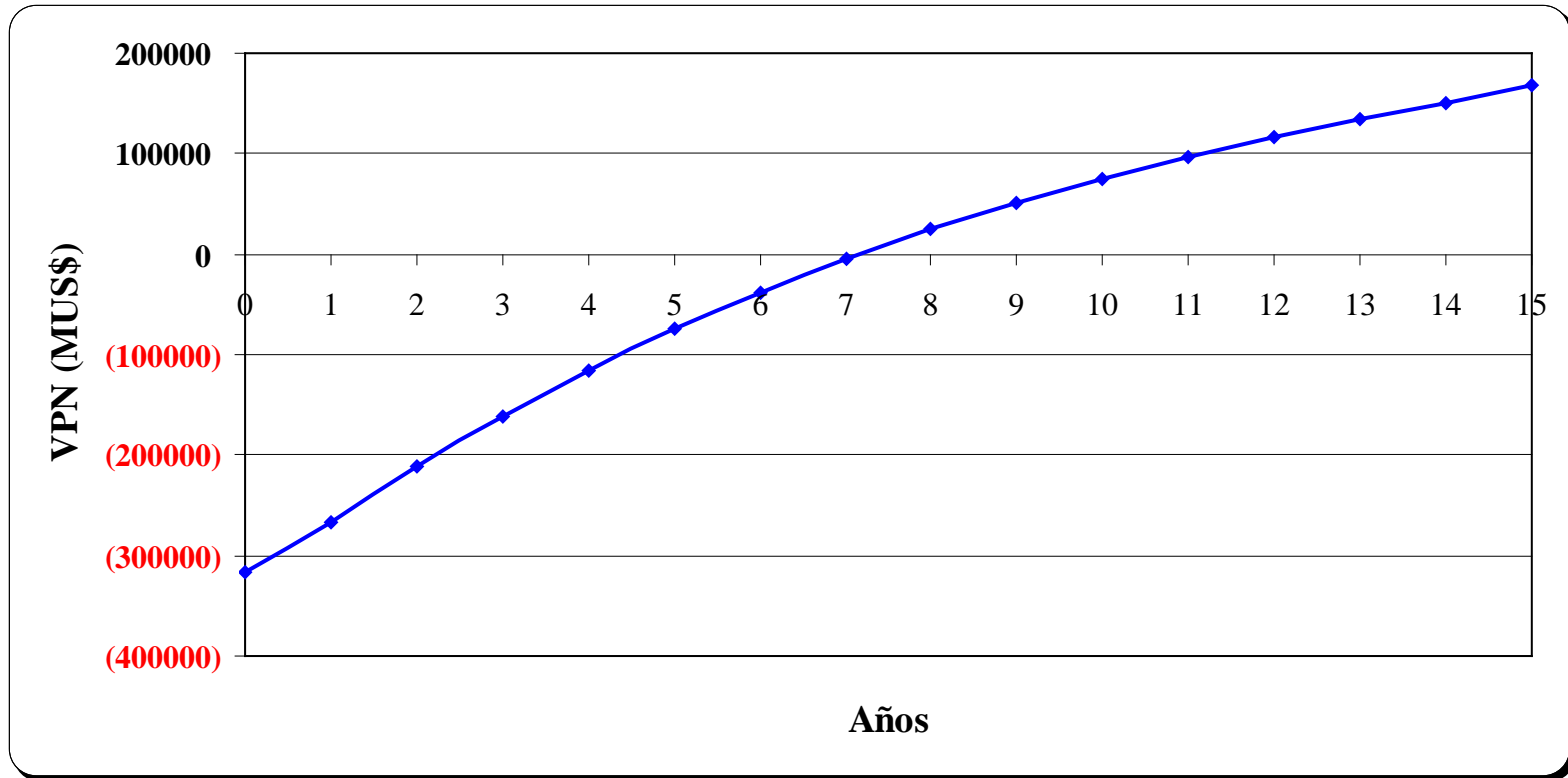
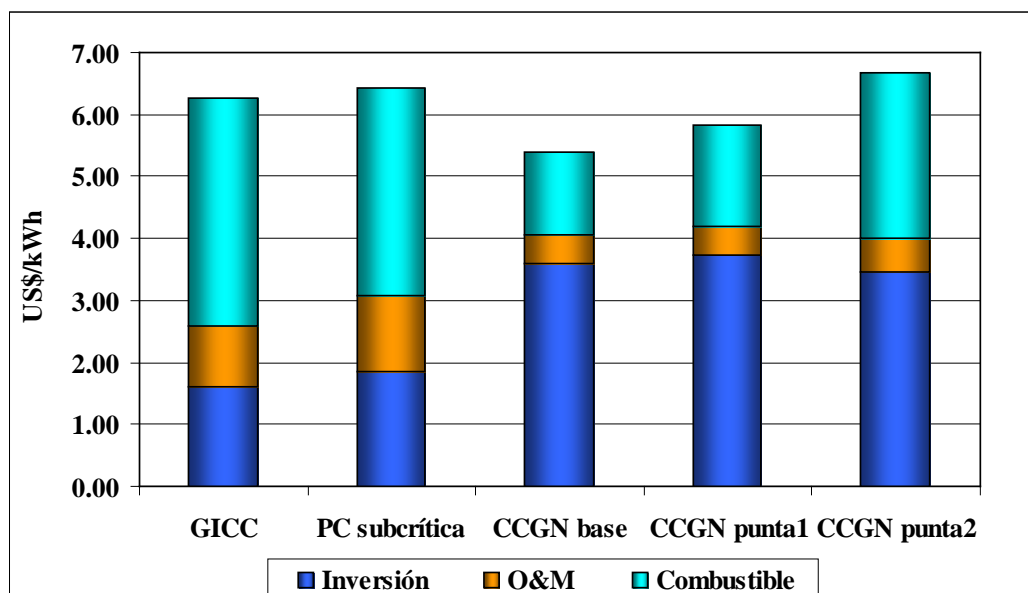


Figura 22: Tiempo de Recuperación

## 7.6. Comparación entre Costos de Centrales GICC, Carbón Pulverizado (PC) y Ciclos Combinados de Gas Natural (CCGN)

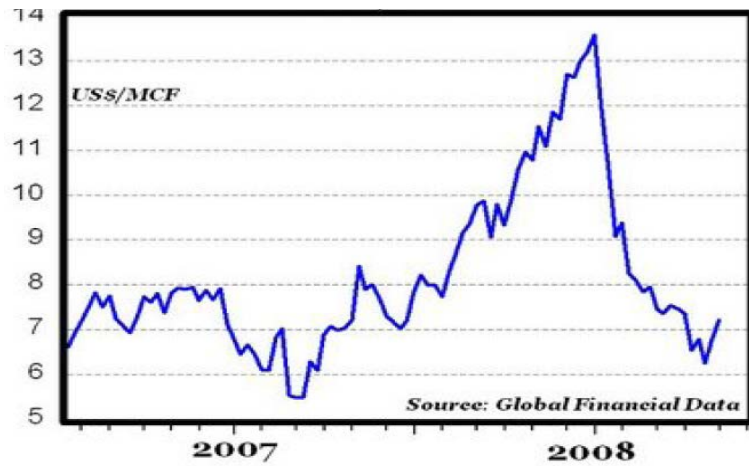
- Por ser PC y CCGN tecnologías maduras, el potencial para reducir el nivel de inversión en el futuro es limitado.
- En las centrales PC hay una tendencia al aumento del costo de inversión por la incorporación de sistemas adicionales de control de emisiones.



**Figura 23:** Comparación de Costos para Plantas GICC, PC y CCGN de 500MW

## 7.7. Competitividad de GICC con CCGN: Sensibilidad al Costo del Combustible

La inversión de las centrales GICC es elevada, pero los costos de combustible son reducidos, y no están sujetos a la incertidumbre de los mercados de gas y petróleo. Frente a esto, los ciclos combinados con gas natural tienen bajos costos de inversión, pero son muy sensibles al precio del gas natural, que representa hasta el 70% del costo por kWh producido, y muestra una tendencia actual inestable y alcista.



**Figura 24:** Evolución del Precio del Gas Natural



\*Cotización diaria del WTI del 03/01/2000 al 10/02/2009.

Fuente: Bloomberg. Elaboración: COMEXPERU.

**Figura 25:** Evolución del Precio del Petróleo

## CAPÍTULO 8

### IMPACTO AMBIENTAL

Los valores de elevada eficiencia y disponibilidad de combustible de la tecnología GICC llevan aparejados de forma indirecta importantes beneficios medioambientales: baja emisión de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes por kWh producido, menor consumo de recursos y posibilidades de emplear energías renovables mediante cogasificación.

A diferencia de las centrales convencionales, en las plantas GICC se trata un caudal de gas sintético reducido y a presión, lo cual permite mayor efectividad en el proceso de limpieza.

Los mercados de derechos de emisión tienen como objetivo la reducción de las emisiones globales de distintos contaminantes. Para ello, se establecen niveles de emisiones inferiores a los límites legales, y las instalaciones que los sobrepasen deben adquirir créditos o derechos de emisión de las centrales con emisiones inferiores a dichos niveles.

De esta forma, la diferencia entre las emisiones de distintas centrales se traduce en un valor económico, beneficio para central más limpia y costo añadido para la que tiene mayores emisiones.

#### **8.1. Contaminantes Atmosféricos: SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y Partículas**

Las emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, gases relacionados con la lluvia ácida, son inferiores a las obtenidas en un ciclo combinado con gas natural (CCGN). El azufre, presente en el gas de síntesis como el H<sub>2</sub>S, es recuperado en más del 99% en la unidad de desulfurización, transformándose en ácido sulfúrico o azufre sólido puro para su venta.

Debido a la atmósfera reductora en que se desarrolla el proceso de gasificación, el gas de síntesis no contiene NO<sub>x</sub>, sino amoníaco en baja proporción, que se elimina en el proceso de lavado. En la turbina de gas. Además, de quemadores de bajo NO<sub>x</sub>, se

utilizan sistemas adicionales como la saturación del gas o la mezcla con nitrógeno, para limitar la temperatura de llama y prevenir la formación de NOx térmico.

En cuanto a las partículas sólidas, estas se extraen del gas de síntesis mediante filtros y/o lavado con agua antes de la combustión del gas, por lo que sus emisiones son irrelevantes.

## **8.2. Gas de Efecto Invernadero, CO<sub>2</sub>**

Sustituir grupos de carbón por modernas unidades GICC permitiría disminuir sus emisiones de CO<sub>2</sub> hasta un 20%, contribuyendo a alcanzar los objetivos de reducción mundial de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Adicionalmente, mediante la reacción agua-gas ( $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ ), se puede incrementar la producción de hidrógeno y capturar el CO<sub>2</sub> de forma directa, utilizando procesos comerciales y habituales en la industria de síntesis química. La captura de CO<sub>2</sub> del gas a presión, en el proceso GICC, resultaría mucha más económica que su extracción de los gases de combustión de plantas convencionales de carbón pulverizado, o ciclos combinados de gas natural.

## **8.3. Consumo de Agua**

Debido a que únicamente el ciclo de vapor requiere refrigeración, el consumo específico de agua para la operación de una planta GICC es aproximadamente la mitad que el de una planta convencional con sistema de lavado de gases.

## **8.4. Subproductos Sólidos**

Las centrales térmicas de combustión producen residuos sólidos (escoria, ceniza volante, pasta de yeso de las unidades de desulfuración) que no pueden calificarse (excepto la ceniza volante) como subproductos de valor comercial, suponiendo un perjuicio económico y ambiental. Con el GICC, por el contrario, se obtienen subproductos comerciales:

- El azufre se recupera puro en estado elemental o como ácido sulfúrico.
- Por las condiciones reductoras en que se produce la gasificación, los residuos sólidos (escoria principalmente) se obtienen bajo una matriz vítrea (no soluble), pudiéndose valorizar como subproductos útiles con múltiples aplicaciones: fabricación de materiales cerámicos, producción de fibra de vidrio, relleno para carreteras o fabricación de materiales de construcción como cementos, tejas o ladrillos.

### **8.5. Otros Contaminantes: Metales Pesados**

Las emisiones de metales pesados se reducen drásticamente respecto a otros procesos, puesto que en un GICC estos elementos se capturan prácticamente en su totalidad en la escoria, que es un sólido inerte vitrificado, no lixiviable.

En la siguiente tabla se muestra las emisiones de gases y los residuos generados por diferentes tecnologías.



Tecnología		Emisiones, g/kWh				Subproductos/Residuos Sólidos, g/kWh (*)
		SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub>	Partículas	
GICC (según proceso de gasificación/turbina gas)	ELCOGAS/SIEMENS V94.3	0,07	0,4	727	0,02	Escoria, 21,0 Ceniza, 2,0 Azufre, 4,0
	SHELL/SIEMENS V94.2	0,10	0,05	712	0,02	
	TEXACO//GE 7F	0,13	0,35	745	0,02	
	E-GAS/GE 7FA	0,14	0,37	783	0,02	
	mitsubishi	0,02	0,13	730	0,01	
PC (carbón pulverizado)	FDG(90%),LNB(50%),ESP(99,2%)	2,50	2,30	852	0,30	Cenizas, 27,4 Yeso (FDG), 19,6
	FDG(95%),LNB(95%),ESP(99,2%)	2,15	1,10	774	0,27	Cenizas, 25,0 Yeso (FDG), 18,8
AFBC, Filtros ciclónicos (96%) $\eta = 36\%$		1,40	0,80	852	0,10	Mezcla cenizas-yeso-caliza, 52,9
CCGN, $\eta = 56\%$		0,54	0,02	-	350	

(\*) Con combustibles similares en cuanto a contenido de cenizas y azufre

**Tabla 29:** Emisiones y Producción de Residuos de Diferentes Tecnologías

## CONCLUSIONES

- ✓ La Gasificación de Coque de Petróleo integrada a un Ciclo Combinado (GICC) nos permite hacer uso de productos de bajo valor, como el coque de petróleo para convertirse en productos más valiosos (producción de electricidad, hidrógeno, productos químicos).
- ✓ La tecnología GICC ha alcanzado un nivel de madurez suficiente para ser considerada como una alternativa en la generación de energía.
- ✓ Los actuales esquemas de refinación consideran unidades de coquificación (Coquificación Retardada, Hidrocraqueo, Flexicoking) para maximizar la producción de productos ligeros (naftas, gasolinas, diesel) lo que garantiza el suministro de coque de petróleo.
- ✓ La tecnología GICC presentan una alternativa tanto técnica como económica para disponer del coque de petróleo en forma limpia y produciendo insumos requeridos por la misma refinería (cogeneración).
- ✓ El precio del coque de petróleo hace atractivo este tipo de inversiones. Asimismo, en la actualidad se incentiva el procesamiento de crudos pesados, los cuales generan grandes volúmenes de productos residuales y por ende, coque de petróleo.
- ✓ Las condiciones de seguridad de abastecimiento son adecuadas desde el punto de vista de la demanda ambiental actual y la previsible en el futuro.

## RECOMENDACIONES

- ✓ Implementar la tecnología de Gasificación del Coque de Petróleo Integrada a un sistema de Generación Eléctrica de Ciclo Combinado (GICC), en vista de ser tecnológica, económica y ambientalmente amigable según lo desarrollado en la presente tesis.
- ✓ Actualmente existen proyectos de modernización de las refinerías, en donde se consideran unidades de coquificación con producción de coque de petróleo. Esta integración permitiría a la refinería ser autosuficiente en insumos (gas combustible, hidrógeno, electricidad) mejorando así el margen de refinación y su economía en general.
- ✓ La construcción de este tipo de plantas sería técnicamente favorable dando lugar a un desarrollo tecnológico considerable con nuevas alternativas de uso de combustibles renovables y no renovables.

## BIBLIOGRAFÍA

- Fernández Montiel, Manuel Francisco. Boletín IIE Tendencias Tecnológicas “Nuevos combustibles: coque de petróleo, carbón y emulsiones. Octubre 2008
- Treviño Coca, Manuel, Tecnología de Gasificación integrada en ciclo combinado: GICC - Aplicación real en España: ELCOGAS, Puertollano, Libro Editado por ELCOGAS y ENERCLUB, España, 2003
- Manuel F. Fernández M. y Agustín M. Alcaraz C. Gasificación Integrada a ciclos combinados, Boletín IIE, noviembre-diciembre del 2001, Instituto de Investigaciones Eléctricas. México 2001.
- Prieto Fernández, Ismael. Curso de Generación Termoeléctrica / GICC “Gasificación Integrada en Ciclo Combinado: GICC”. Julio 2006
- International Energy Agency. World Energy Outlook 2008. IEA, 2009.
- ELCOGAS. Libro IGCC Puertollano. A clean coal gasification power plant. Febrero 2001.
- Kelhofer, R.H. y otros. Combined-cycle gas & steam turbine power plants. PennWell.
- Méndez-Vigo, I., García Peña, F. y otros. Puertollano IGCC Plant: operating experience and potential for further technology development. PowerGen Europe. Mayo 2001.
- Treviño, M. The Puertollano Demonstration Plant and IGCC Prospects in Spain. VGB PowerTech. Enero 2002.
- Treviño, M. GICC: Generación de energía limpia a partir del carbón. Jornada sobre el uso limpio del carbón, Fundación Asturiana de la Energía. Oviedo. Julio 2002.
- Energy Information Administration. Annual Energy Review 2007. EIA-US DOE. Noviembre 2008.
- Texaco gasifier slag. Gasification Technologies Conference. San Francisco. Octubre 2002.

- Tampa Electric – US DOE. Tampa Electric IGCC Project. An update. Julio 2000.
- Zuideveld, P. Overview of Shell Global Solutions' worldwide gasification developments. Shell Global Solutions, Gasification Technologies Conference. San Francisco. Octubre 2002.
- Méndez-Vigo, I. ELCOGAS Puertollano IGCC Update. Gasification Technologies Conference. San Francisco. Octubre 2002.

## INDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1:</b> Plantas GICC en funcionamiento y en proyecto, según combustible	4
<b>Tabla 2:</b> Producción de Energía del Mercado Eléctrico en el Perú – GW-h	8
<b>Tabla 3:</b> Ventajas de los Ciclos Combinados	14
<b>Tabla 4:</b> Eficiencias Actuales de Tecnologías de Centrales Térmicas	21
<b>Tabla 5:</b> Características más Destacadas del Coque de Petróleo	26
<b>Tabla 6:</b> Composición de Coque Producido por Diferentes Tecnologías	28
<b>Tabla 7:</b> Propiedades de Biomasa y Residuos	30
<b>Tabla 8:</b> Propiedades de Coque de Petróleo	42
<b>Tabla 9:</b> Datos de Diseño del Gasificador	44
<b>Tabla 10:</b> Producción y Características de Escoria y Finos de Escoria	44
<b>Tabla 11:</b> Datos de Diseño de los Filtros y Caracterización de las Cenizas Volantes	46
<b>Tabla 12:</b> Propiedades del Gas Bruto a la Salida del Lavado Húmedo	47
<b>Tabla 13:</b> Datos de Diseño de la Unidad de Desulfuración	48
<b>Tabla 14:</b> Propiedad Finales del Gas Limpio Enviado al Ciclo Combinado	48
<b>Tabla 15:</b> Producción y Calidad del Azufre	49
<b>Tabla 16:</b> Propiedades del Gas Limpio a la Entrada de la Turbina de Gas	50
<b>Tabla 17:</b> Datos de Diseño del Ciclo Combinado para Gas de Coque y Gas Natural	50
<b>Tabla 18:</b> Datos de Diseño de la Unidad de Fraccionamiento de Aire	54
<b>Tabla 19:</b> Costos Fijos y Variables en Centrales de Generación Eléctrica en el Perú	59
<b>Tabla 20:</b> Precios Promedio de Combustibles en Centrales Eléctricas	60
<b>Tabla 21:</b> Evolución del Precio del Coque de Petróleo	61
<b>Tabla 22:</b> Costo de Capital – Planta en Perú	64
<b>Tabla 23:</b> Datos para el Costo de Manufactura	65
<b>Tabla 24:</b> Costo de Manufactura	66
<b>Tabla 25:</b> Estado de Ganancias y Pérdidas	68
<b>Tabla 26:</b> Flujo de Caja	68
<b>Tabla 27:</b> Indicadores Financieros	69
<b>Tabla 28:</b> VPN Acumulado y Pay-out	69
<b>Tabla 29:</b> Emisiones y Producción de Residuos de Diferentes Tecnologías	76

## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1:</b> Aplicaciones de la Gasificación	7
<b>Figura 2:</b> Producción Mundial de Coque de Petróleo (1987-2010)	10
<b>Figura 3:</b> Consumo de Coque de Petróleo para la Generación Eléctrica	11
<b>Figura 4:</b> Proceso de Ciclo Combinado	14
<b>Figura 5:</b> Esquema y Productos de una Planta de Fraccionamiento de Aire	18
<b>Figura 6:</b> Diagrama de Bloques y Opciones de Integración para una Central GICC	20
<b>Figura 7:</b> Distribución Geográfica Mundial de Combustibles Fósiles	23
<b>Figura 8:</b> Escenario de Precios de los Combustibles Susceptibles a ser Gasificados por Unidad de Energía para el Período 2006-2035	24
<b>Figura 9:</b> Evolución de la Producción Mundial de Coque de Petróleo	25
<b>Figura 10:</b> Diagrama de Proceso de Unidad de Coquización Retardada	27
<b>Figura 11:</b> Diagrama de Proceso de Unidad de Coquización Fluida	27
<b>Figura 12:</b> Diagrama de Proceso de Unidad de Flexicoquización	28
<b>Figura 13:</b> Tipos de Gasificadores	32
<b>Figura 14:</b> Gasificador y Caldera de Recuperación de Calor	35
<b>Figura 15:</b> Gasificador Texaco	36
<b>Figura 16:</b> Gasificador E-Gas	38
<b>Figura 17:</b> Evolución del Consumo de Combustible y la Potencia Generada	40
<b>Figura 18:</b> Sistema de Presurización y Alimentación del Combustible al Gasificador	43
<b>Figura 19:</b> Gasificador, Sistema de Recuperación de Calor y Filtración del Gas	45
<b>Figura 20:</b> Diagrama General de Gasificación y Sistema de Limpieza de Gas	49
<b>Figura 21:</b> Turbina de Gas V94.3, con Internos	52
<b>Figura 22:</b> Tiempo de Recuperación	70
<b>Figura 23:</b> Comparación de Costos para Plantas GICC, PC y CCGN de 500MW	71
<b>Figura 24:</b> Evolución del Precio del Gas Natural	72
<b>Figura 25:</b> Evolución del Precio del Petróleo	72

## LINKS

- <http://ipts.jrc.ec.europa.eu/home/report/spanish/articles/vol09/Ene2S096.htm>
- [http://212.170.221.11/elcogas\\_body/index.php?option=com\\_content&task=view&id=60&Itemid=96](http://212.170.221.11/elcogas_body/index.php?option=com_content&task=view&id=60&Itemid=96)
- [http://212.170.221.11/elcogas\\_body/images/IMAGEN/NOTICIAS/canal%20industria%20elcogas.pdf](http://212.170.221.11/elcogas_body/images/IMAGEN/NOTICIAS/canal%20industria%20elcogas.pdf)
- <http://www.aepm.org/10/articulo1.htm>
- [http://www.mty.itesm.mx/die/ddre/transferecia/Transferencia69/Investigacion\\_69/Investigacion3\\_69.htm](http://www.mty.itesm.mx/die/ddre/transferecia/Transferencia69/Investigacion_69/Investigacion3_69.htm)
- <http://www.aeh2.org/Socios/Institucionales/elcogas.htm>
- <http://www.jcmiras.net/surge/es/p130.htm>
- [http://www.technologyreview.com/es/read\\_article.aspx?ch=specialsections&sr=35&sc=&id=73](http://www.technologyreview.com/es/read_article.aspx?ch=specialsections&sr=35&sc=&id=73)
- [http://www.fundacionentorno.org/xtras/casospracticos/Caso\\_Practico\\_ELCOGAS.pdf](http://www.fundacionentorno.org/xtras/casospracticos/Caso_Practico_ELCOGAS.pdf)
- <http://desenchufados.soygik.com/category/tecnologia/page/14/>
- <http://www.gasification.org>, 1999. Gasification Technologies Council. Gasification: A Growing, Worldwide Industry.
- <http://www.epa.gov>, 2003. US Environmental Protection Agency. Technical support package for Clear Skies Act, Section C: Projected costs.
- <http://www.worldenergy.org>. World Energy Council. Survey of energy resources.



## GLOSARIO Y DEFINICIONES

**ASU:** Air Separation Unit, planta de fraccionamiento de aire.

**Anisotrópica:** Condición opuesta a la isotropía, un material anisotrópico presentará diferentes propiedades en función de la dirección en la que es examinada la materia. La anisotropía de sólidos es más común en materiales cristalinos, en los que se evidencia una relación directa con la estructura atómica y molecular del cuerpo en cuestión.

**Ar:** Argón.

**Caliza:** Roca sedimentaria de alta dureza, en la naturaleza la encontramos como  $\text{CaCO}_3(\text{s})$  presentando impurezas. También llamada calcita.

**CC:** Ciclo Combinado.

**C.E.:** Costo de Electricidad.

**CCGN:** Ciclo Combinado con Gas Natural como combustible.

**CH<sub>4</sub>:** Metano.

**Char:** Residuo de carbón que se origina después que el carbón libera sus sustancias volátiles. Tiene gran reactividad con el  $\text{CO}_2$ .

**CO:** Monóxido de carbono.

**CO<sub>2</sub>:** Dióxido de carbono.

**Condiciones supercríticas:** una condición supercrítica es cuando ciertas condiciones tales como presión y temperatura; están sobre sus valores críticos (punto crítico). El punto crítico representa la condición de temperatura y presión más elevadas a las que una sustancia puede existir como gas y como líquido en equilibrio. Un fluido supercrítico tiene la habilidad única de actuar como un gas (difundiéndose a través de sólidos) y como un líquido (disolviendo materiales).

**Condiciones ultracríticas:** una condición ultracrítica es cuando ciertas condiciones tales como presión y temperatura están sobre sus valores máximos, la sustancia existe únicamente como gas.

**COS:** Sulfuro de Carbonilo.

**Craquear:** Descomponer químicamente cadenas largas de Hidrocarburo, produciendo moléculas de menor tamaño y por ende más ligeras.

**CTBM:** Total Bare-module Cost.

**Escorias:** Son los residuos que quedan sin haberse combustionado cuando se quema el coque de petróleo. Las escorias contienen básicamente silicatos, y proceden de los metales.

**ESP:** Electro Static Precipitator, Precipitador electrostático para separación de partículas de los gases de combustión de una central térmica.

**Estiaje:** Caudal mínimo que alcanza un fluido debido a condiciones ambientales no favorables.

**FDG:** Flue Gas Desulphurization, Unidad de Desulfuración de los gases de combustión de una central térmica.

**Fondo de Barril:** Es el residuo de la destilación fraccionada del petróleo, los cuales tienen menor valor en el mercado.

**GICC:** Central de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado.

**H<sub>2</sub>:** Hidrógeno.

**H<sub>2</sub>S:** Sulfuro de hidrógeno.

**Harinas Cárnicas:** subproducto de empacadora de carne o de frigoríficos, que contiene alrededor del 50% de proteína.

**HCl:** Cloruro de hidrógeno.

**HCN:** Cianuro de hidrógeno.

**HF:** Fluoruro de hidrógeno.

**HRSG:** Heat Recovery Steam Generator, caldera de recuperación de calor de los gases de escape de la turbina de gas.

**HTW:** High Temperature Winkler Gasification.

**ISO:** International Organization for Standardization. Las condiciones ISO son condiciones ambientales de referencia para el funcionamiento de los equipos: 15°C de temperatura, 1,013 bar de presión y 60% de humedad relativa.

**LNB:** Low NOx Burners, quemadores de baja producción de NOx.

**Lock Hoppers:** Es un sistema de control por retroalimentación, opera bajo el principio de carga o alimentación intermitente. Consiste en dos válvulas, ubicadas una en el tope y otra en la parte inferior. Entonces, mientras una válvula permanece abierta, la otra permanece cerrada. Generalmente están diseñados para realizar una descarga por gravedad. Ejemplo de aplicación: Para alimentar catalizador a un reactor y regenerarlo intermitentemente en un Wessel independiente.

**MDEA:** MetilDiEtanolAmina, disolvente selectivo para la absorción de H<sub>2</sub>S.

**MJ / Nm<sup>3</sup>:** Megajoule / metros cúbicos normales

**NO<sub>x</sub>:** Óxidos de nitrógeno, NO y NO<sub>2</sub>.

**N<sub>2</sub>:** Nitrógeno.

**NH<sub>3</sub>:** Amoniac

**O<sub>2</sub>:** Oxígeno.

**PC:** Pulverised Coal, central de combustión de Carbón Pulverizado, con ciclo simple agua/vapor.

**PCS/PCI:** Poder Calorífico Superior o Inferior de un combustible.

**Rheinbraun:** ingeniero alemán que desarrolló la tecnología HTW.

**RSU:** Residuos Sólidos Urbanos.

**SCR:** Selective Catalytic Reduction, sistema de reducción catalítica selectiva de NO<sub>x</sub> en los gases de combustión de centrales térmicas.

**SiC:** Carburo de Silicio.

**SO<sub>2</sub>:** Dióxido de azufre.

**SOFC:** Solid Oxide Fuel Cells, pilas de combustible con óxidos sólidos como electrolito.

**Tecnología H de turbina de gas:** Turbina a gas de 30 MW, tipo industrial, y se caracteriza por la flexibilidad en el uso de diferentes combustibles, diferentes tipos de aplicaciones, alta confiabilidad y fácil mantenimiento.

**TG:** Turbina de Gas.

**US DOE:** United States Department Of Energy, Ministerio de Energía de los Estados Unidos.