

IMPLICACIONES DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA ATENUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES Y LA CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA: EL CASO DE LAS CENTRALES TÉRMICAS A GAS EN COLOMBIA.

Andrés Amell Arrieta *
Francisco J. Cadavid**

Palabras claves: Turbinas a Gas, Centrales Térmicas a Gas, Emisiones de CO₂, Eficiencia, Gas Natural, Expansión Eléctrica.

RESUMEN

En el presente trabajo se hace un análisis comparativo de lo que implicaría para el país desde el punto de vista de la conservación de los recursos energéticos y los impactos ambientales la ejecución de proyectos térmicos a gas natural con tecnología de alta y baja eficiencia.

Subjects: Gas Turbine, Gas Thermal Power, Carbon Dioxide Emissions, Efficiency, Natural Gas, Electric Expansion.

ABSTRACT

In the present work a comparative analysis is done about the implication for our country, from a point of view of energetic sources conservation and environmental impact, of the execution of natural gas thermal projects with high and low efficiency technology.

INTRODUCCIÓN

El uso eficiente de la energía y su suministro confiable a los requerimientos de la economía y la sociedad

constituye una condición indispensable para el progreso nacional. El alto grado de dependencia de la generación hidroeléctrica ha venido en los últimos años comprometiendo el suministro confiable de

* Ingeniero Mecánico. Profesor, Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia. Coordinador del Grupo de Ciencia y Tecnología del Gas.

** Ingeniero Mecánico, Universidad de Antioquia.
Grupo de Ciencia y Tecnología del Gas y Uso Racional de la Energía.
Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia

electricidad, particularmente en aquellos periodos que presentan una hidrología deficiente.

Para corregir la situación señalada, la política energética nacional ha concebido un plan indicativo de generación eléctrica con alcance hasta el año 2000, cuyo principal componente son proyectos térmicos de generación con gas natural. Se suma a ello el interés del gobierno de dar participación al sector privado en la ejecución de estos proyectos, que por razones de rentabilidad buscarán la optimización del beneficio desarrollando proyectos de menor inversión por kW instalado.

Para la generación eléctrica con gas natural predominan las tecnologías de turbinas a gas en ciclo simple y ciclos combinados. La primera presenta menos eficiencia en la conversión energética, pero menor costo de inversión por unidad de potencia instalada. Los ciclos combinados garantizan mayores eficiencias, pero los costos de inversión pueden duplicarse.

Debido a que en Colombia los entes encargados de la regulación energética no han fijado normativa acerca de las condiciones de eficiencia que deben seguirse en la ejecución de este tipo de proyectos, y dado el interés de inversionistas privados en ellos, todo parece indicar que por razones económicas estos proyectos se realizarán con turbinas a gas en ciclo simple.

En el contexto internacional, debido al crecimiento que se prevé de la demanda de energía eléctrica, principalmente en algunos países en desarrollo, y el seguir dependiendo de combustibles fósiles como fuente primaria, se viene alertando acerca del incremento de las emisiones de CO₂ [1].

Consideraciones Teóricas Sobre la Eficiencia del Ciclo Simple y el Ciclo Combinado

Configuración y Eficiencia. La turbina a gas es la máquina térmica con mayores aplicaciones actualmente en el campo de la generación de

potencia. Esta tendencia se sustenta en los siguientes factores: es una máquina de alta densidad de potencia (igual o mayor potencia con menos peso), es de arranque rápido y su eficiencia ha venido mejorándose en los últimos años [2], [3].

En una turbina a gas se toma aire atmosférico y se eleva la presión en el turbocompresor; el aire a alta presión entra a la cámara de combustión donde reacciona con el gas natural para generar gases de combustión a alta presión y temperatura. Estos gases se expanden en el expansor generando una potencia bruta, donde una fracción se utiliza para mover el turbocompresor y el resto se transforma en potencia eléctrica en el generador. Los gases de combustión salen a alta temperatura y presión atmosférica.

Si P_g es la potencia eléctrica generada y P_t la potencia térmica que entra con el gas natural, la eficiencia termodinámica de la turbina queda definida por:

$$\eta = P_g / P_t \quad (1)$$

La potencia térmica disponible al quemar el gas natural en la cámara de combustión se define como:

$$P_t = Q \cdot LHV \quad (2)$$

Un ciclo combinado consta de una turbina a gas y una planta de vapor [4]. Los gases de combustión al salir de la turbina aún tienen un importante contenido energético, que puede recuperarse en una caldera de recuperación de calor para generar vapor. El fluido se expande en una turbina de vapor para producir potencia eléctrica, en el condensador se condensa y es bombeado a la caldera para cerrar el ciclo.

En la Figura 1 se presenta esquemáticamente un ciclo combinado. En el ciclo de vapor se genera una potencia eléctrica adicional, sin necesidad de utilizar una cantidad adicional de combustible si no hay postcombustión. Esto hace que la eficiencia del ciclo combinado sea:

$$\eta_{cc} = (P_g' + P_v) / P_t, \rightarrow P_g = P_g' + P_v,$$

$$\eta_{cc} = P_g / P_t \quad (3)$$

Se observa entonces que la implementación del ciclo combinado mejora la eficiencia de utilización del combustible comparado con el ciclo simple.

Incidencia de la Eficiencia en el Consumo de Combustible. Si la generación eléctrica se desarrolla con una turbina a gas en ciclo simple, de la ecuación (1) se obtiene el consumo de gas natural así:

$$Q = P_g / (\eta * LHV) \quad (4)$$

Para el ciclo combinado resulta que la potencia

generada es la suma de la potencia de la turbina a gas y la del ciclo de vapor, entonces :

$$Q = P_g / (\eta_{cc} * LHV) \quad (5)$$

Como η_{cc} es mayor que η , para igual potencia generada por los dos sistemas, resulta que el consumo de gas natural implementando ciclo combinado es menor.

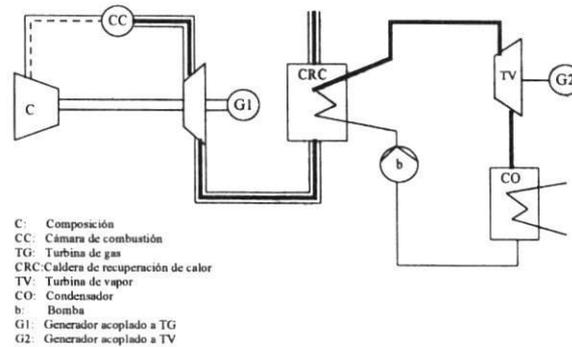


Fig 1. Componentes y configuración de un ciclo combinado

Consideraciones Teóricas Sobre las Emisiones de CO₂

El mayor impacto ambiental global que generan los combustibles fósiles lo constituye la emisión de dióxido de carbono, el cual es responsable en un 68% del efecto de invernadero [5], en la Figura 2 se representan los principales gases de invernadero. Si bien el gas natural es el combustible fósil que despidе menores emisiones de CO₂ por unidad de energía liberada, durante su combustión es inevitable la formación de este gas.

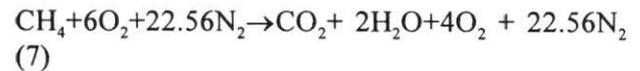
El que el gas natural sea el combustible de menor emisión de CO₂ se debe a que tiene un alto contenido de metano (CH₄), entre un 80% a 98%. Este componente es el que presenta mayor relación H/C, lo cual hace que la formación de CO₂ sea menor en comparación con otras moléculas.

No obstante las ventajas ambientales del gas natural y debido a su importancia creciente en la canasta energética mundial, en un contexto de desarrollo sostenible su uso debe hacerse con el menor impacto ambiental posible.

Las emisiones de CO por unidad de energía liberada durante la operación² de una turbina a gas en ciclo simple o combinado, se estiman de la manera siguiente: Para la combustión estequiométrica del CH₄:



Combustión con 300% de aire teórico:



De la ecuación anterior se observa que cuando se quema 1 m³ (st) de gas natural se produce 1 m³ (st) de CO₂, si la potencia desarrollada por la central es P_g, las emisiones de CO₂ quedan definidas por:

$$mCO_2 = 0.176 * 10^{-9} * P_g * t / \eta \quad (8)$$

Las emisiones de CO₂ dependen de la potencia instalada, de la eficiencia y del factor de utilización de la planta. En la literatura internacional se acostumbra expresar las emisiones de CO₂ en megatoneladas de carbono, en esta unidad la ecuación (8) es:

$$mC = 4.81 * 10^{-11} * P_g * t / \eta \quad (9)$$

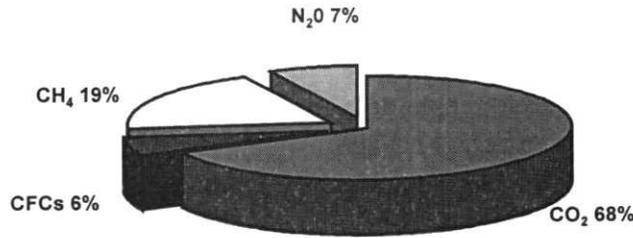


Figura 2. GASES QUE CONTRIBUYEN AL EFECTO INVERNADERO
Fuente: Acogas.

De las relaciones anteriores se observa que las emisiones de CO₂ en una turbina a gas en ciclo simple o combinado son inversamente proporcionales a la eficiencia del ciclo. Como consecuencia en ciclo combinados las emisiones de CO₂ son menores que en ciclo simple.

Reservas de Gas Natural y Plan de Expansión Eléctrica

Reservas de Gas Natural. Las reservas de gas natural probadas en Colombia son de 217.276.3 Mm³ en 1996 [6], [7]. El 79% de las reservas están representadas en los yacimientos de la Guajira y Cusiana. Debido a que el gas de Cusiana no estará disponible en el corto plazo dado que se requiere reinyectar para facilitar la extracción del crudo y también a las incertidumbres que recientemente se han planteado acerca de las verdaderas reservas, todo parece indicar que el plan de expansión se

soportará con el yacimiento de la Guajira principalmente.

En la Figura 3 se presenta el consumo de gas natural en 1996 de 4664.8 Mm³ el 39.3% correspondió al sector termoeléctrico y 24.4% al sector industrial, es decir, el sector termoeléctrico consumió 1833.7 Mm³ [7].

En la Tabla I se presenta una prospectiva de la producción y el consumo de gas natural en el país para los años 1997, 2000, 2005 y 2010 [7]. En promedio se observa que en este periodo la diferencia entre la producción (suministro) y el consumo es del 10%. El consumo en el sector residencial se incrementaría a un 400% y en el industrial a un 160% en el periodo señalado. Si bien el consumo residencial experimentaría un importante crecimiento, el consumo actual sólo representa un 23% del consumo en la generación eléctrica y en el año 2010 representará un 28%.

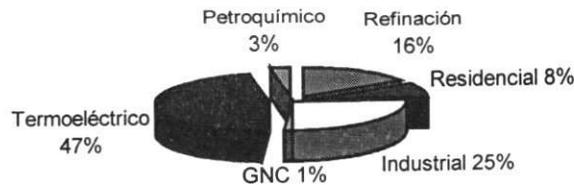


Figura 3. ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES 1995
Consumo total = 4309 Mm³

El consumo industrial y en refinación representará el 55% del consumo en generación eléctrica en el año 2010. El análisis precedente permite concluir que la generación termoeléctrica representa el sector de mayor consumo de gas natural en Colombia en los próximos años y será el factor que más incidirá en la variación de la relación reserva/producción, por ello la eficiencia de la tecnología que se aplique en la

conversión del gas natural a energía eléctrica resultará determinante en las políticas nacionales de conservación energética.

Plan de Expansión Eléctrico 1995-2000. En la Tabla II se listan los proyectos térmicos por gas contemplados por el plan de expansión del sector eléctrico colombiano para el periodo 1995-2000 [6].

En él se considera el montaje de 3177MW distribuidos en 13 proyectos que estarían en operación en 1998.

La mayoría de estos proyectos inicialmente se operarán en ciclo simple.

Tabla I. Colombia: Prospectiva de la Industria del Gas Natural, Mm³ [7]

	1997	2000	2005	2010
PRODUCCIÓN (Suministro)	6,030.9	7,265.0	10,015.3	14,841.3
-Guajira	3,453.2	3,461.4	4,541.5	4,550.8
-P/Monte	0.0	1,447.0	2,894.0	6,112.5
-M/Medio	981.9	981.9	1548.3	4,082.6
-Otros	1,595.8	1,374.6	1,031.5	95.4
CONSUMO	5,480.5	6,719.7	10,429.7	13,451.1
-Residencial	532.3	1,122.6	1,617.5	2,040.3
-Industria\Ecopetrol	2,487.1	2,936.4	3,433.5	3,988.5
-Petroquímico	139.7	142.8	149.0	154.2
-Transporte	59.2	66.4	85.5	101.3
-Generación	2,661.5	2,447.5	5,144.1	7,166.8

Fuente: Minminas, Upme, Uime, Ecopetrol, Acogas

Tabla II. Proyectos a gas natural en el plan de expansión del sector eléctrico colombiano 1995-2000 [6]

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	OPERACION
Termobarranquilla	Gas	747	Jun/96-Sep/98
Termo Valle	Gas	199	Jun/97-Mar/98
Termo Flores III	Gas	150	May/97
Termoberrío	Gas	300	Dic/96-Jun/97
Mamonal	Gas	95	May/97
Cusiana-B.P.	Gas	160	Dic/99
Termoemcali	Gas	220	Feb/99
Termodorada	Gas	50	Nov/96
Termomerilétrica	Gas	160	Dic/97
Térmica La Sierra	Gas	300	Mar/98
Termosantander	Gas	96	Dic/98
Termobilis	Gas	500	Mar/99
Termocentro	Gas	200	Ener/97

Total

3177MW

Incidencia de la Eficiencia en la Conservación de la Reservas.

La conservación de las reservas de gas natural depende principalmente de los siguientes factores:

- El descubrimiento y explotación comercial de nuevos yacimientos. El no haber existido un mercado de gas natural en Colombia ha incidido en el poco interés para desarrollar programas específicos de exploración de yacimientos de gas natural, los principales hallazgos se han dado buscando petróleo.
- El consumo de gas natural en los sectores residencial, industria, petroquímico, G.N.C y la generación termoeléctrica. Como ya se ha analizado, el sector más dinámico en el consumo de gas natural en los próximos años será el eléctrico. En cualquiera de estos sectores el consumo dependerá del comportamiento de la economía, además, en los sectores residencial, industrial y del G.N.C las posibilidades técnico-económicas de sustitución de otros energéticos serán determinantes.
- Siendo el sector eléctrico el mayor consumidor de gas natural, conviene analizar qué variables inciden en el comportamiento de la demanda, veamos: Sea P_g la potencia generada por el parque de centrales térmicas por gas que operan en un periodo de tiempo (horas/años), que denominaremos como factor de utilización de la planta, el que por razones técnicas tiene un valor máximo aproximado de 8000 horas/año. Si el contenido energético en el combustible está definido por el poder calorífico

inferior (energía/volumen) y la eficiencia de conversión energética de la tecnología aplicada es η , el volumen de gas consumido en el periodo de tiempo t queda definido por:

$$V = P_g * t / (\eta * PCI) \quad (10)$$

- Dada la potencia requerida y las características del gas natural a utilizar, el volumen depende de la eficiencia y del factor de utilización de la planta. En ciclo simple, dependiendo de la capacidad de la turbina a gas la eficiencia puede oscilar entre 20% y 40%, en ciclo combinado entre 45% y 60%. El tiempo de duración de las reservas se define por la siguiente relación:

$$T = R/P \quad (11)$$

Donde R es la reserva de gas natural expresada en unidades de volumen y P la producción sin considerar el gas natural reinyectado y venteado, es decir, es la producción que se suministra para satisfacer el consumo. Al ser la generación termoeléctrica la mayor consumidora de gas natural en los escenarios que se están planteando en Colombia, entonces se tiene que:

$$P = f(Co, i, V) \quad (12)$$

Es evidente que la conservación de la reserva de gas natural en Colombia dependerá de la eficiencia de las tecnologías que se apliquen y del factor de utilización de las plantas. En la Tabla III y la Figura 4 se presenta la incidencia de la eficiencia y del factor de utilización en el consumo anual de gas natural de los proyectos del plan de expansión 1997 - 2000.

Tabla III. Incidencia de la Eficiencia y del Factor de Utilización en el Consumo de Gas natural.

Eficiencia	Consumo de Gas (Mm ³)			
	t=2000	t=4000	t=6000	t=8000
0.2	3026.0	6052.0	9078.0	12104.0
0.25	2420.8	4841.6	7262.4	9683.2
0.3	2017.3	4034.7	6052.0	8069.3
0.35	1729.1	3458.3	5187.4	6916.6
0.4	1513.0	3026.0	4539.0	6052.0
0.45	1344.9	2689.8	4034.7	5379.5
0.55	1100.4	2200.7	3301.1	4401.5
0.6	1008.0	2017.3	3026.0	4034.7

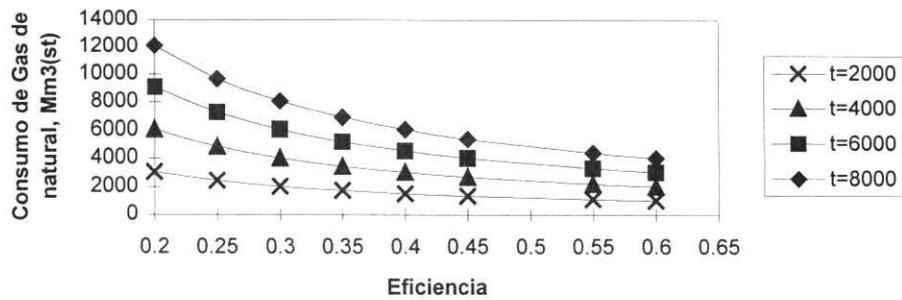


Figura 4. Incidencia de la eficiencia en el tiempo de agotamiento de las reservas (años)

Incidencia de la Eficiencia en las Emisiones de CO₂ del Plan Indicativo Eléctrico con Gas Natural

Aplicando la ecuación (9) y teniendo en cuenta diferentes combinaciones de eficiencia y factor de

operación, se estiman las emisiones de CO₂ en MT/año de carbono para los proyectos a gas natural del plan indicativo. En la Figura 5 y Tabla IV se muestran los resultados.

Tabla IV. Incidencia de la Eficiencia y el Factor de Utilización en las Emisiones de CO₂

Eficiencia	Consumo de Gas (Mm ³)			
	t=2000	t=4000	t=6000	t=8000
0.2	3026.0	6052.0	9078.0	12104.0
0.25	2420.8	4841.6	7262.4	9683.2
0.3	2017.3	4034.7	6052.0	8069.3
0.35	1729.1	3458.3	5187.4	6916.6
0.4	1513.0	3026.0	4539.0	6052.0
0.45	1344.9	2689.8	4034.7	5379.5
0.55	1100.4	2200.7	3301.1	4401.5
0.6	1008.0	2017.3	3026.0	4034.7

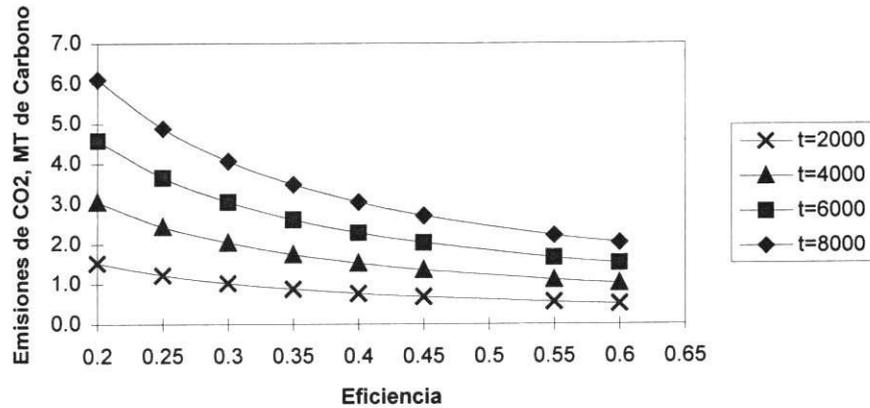


Figura 5. Incidencia de la Eficiencia y del Factor de Utilización en las Emisiones de CO₂

Resultados y Discusión

El análisis realizado permite estimar el consumo de gas natural y las emisiones de CO₂ para diferentes combinaciones de eficiencia y factor de utilización de los proyectos del plan de expansión 1995 - 2000.

De la Tabla II y la Figura 4 se observan los siguientes comportamientos:

- Dado el factor de utilización de la planta y la potencia por generar, el consumo de gas natural se reduce ostensiblemente cuando la generación se hace con ciclo combinado de mayor eficiencia, así por ejemplo, para 2000, horas cuando se compara la generación en ciclo simple con eficiencia del 35% y en ciclo combinado con eficiencia del 60% el consumo de gas natural se reduce en un 41.6%.
- Dada la eficiencia de conversión energética y la potencia por generar, el consumo de gas se disminuye cuando el factor de utilización se hace menor, por ejemplo para un ciclo combinado con eficiencia del 55% operando a 8000 y 2000 horas el consumo de gas natural se reduce 4 veces.
- El efecto combinado de alta eficiencia y bajo factor de utilización induce reducciones importantes en el consumo de gas natural. Es así como con una eficiencia del 35% y factor de 8000 horas comparado con una eficiencia del 60% y

2000 horas el consumo de gas natural se reduce 6.8 veces.

Para las emisiones de CO₂, de la Tabla III y la Figura 5 se observan las siguientes situaciones:

- Las emisiones de CO₂ aumentan cuando se utiliza ciclo simple en la generación eléctrica; al usar el ciclo combinado estas emisiones disminuyen significativamente. Para un factor de utilización de 2000 horas se obtiene una reducción del 42.6 % cuando se pasa de una eficiencia del 35% (ciclo simple) a una del 60% (ciclo combinado).
- El efecto combinado de baja eficiencia y alto factor de operación incrementa sustancialmente las emisiones de CO₂. Cuando se tiene una eficiencia del 60% y un factor de utilización de 2000 horas y se pasa a una eficiencia del 35% y un factor de 8000 horas, las emisiones de CO₂ se incrementan 7 veces.

Conclusiones

- Si bien la aplicación de turbinas a gas en ciclo simple para la generación eléctrica resulta atractiva por sus bajos costos, el incremento de las emisiones de CO₂ y del consumo de gas natural plantean serias limitaciones desde el punto de vista de uso racional de la energía, de la conservación del medio ambiente y de la viabilidad en términos de economía ambiental.

- Desde el punto de vista de la conservación de los recursos no renovables y la reducción de las emisiones de gases de invernadero, la aplicación de ciclos combinados en la generación eléctrica en Colombia resulta la alternativa más viable. Es probable que su mayor costo relativo pueda verse modificado en el contexto de las regulaciones y normas que se derivan de la economía ambiental.
- La complementariedad entre sistemas hídricos y térmicos por gas natural en Colombia, y la intensiva utilización de plantas hidroeléctricas en épocas de buena hidrología, pueden representar una estrategia óptima para la reducción de gases de invernadero y conservación de las reservas de gas natural, situación esta deseable en un contexto de planeamiento energético integrado de los recursos, no necesariamente válido desde los intereses de los inversionistas privados.

Nomenclatura

Co: consumos actuales de gas natural en los otros sectores, Mm^3 (st)
i incremento anual del consumo de gas natural en otros sectores
G.N.C.: gas natural comprimido.
kW: kilowatt.

kW-h: kilowatt-hora.
LHV: Poder Calorífico Inferior ($kW-h/m^3(st)$)
 mCO_2 : emisiones de CO_2
 m_c : emisiones de CO_2 en megatoneladas de carbono.
 Mm^3 : Mega metros cúbicos
MT: megatoneladas.
 Pg' : potencia eléctrica de la turbina de gas en ciclo combinado.
Pg: potencia eléctrica de la central térmica en kW.
Pt: potencia térmica que entra con el combustible en kW.
Pv: potencia eléctrica en ciclo de vapor, kW.
Q: consumo de combustible en m^3st/hr .
R: reservas de gas natural en Mm^3st .
t factor de operación de las plantas en horas/año.
T: tiempo de duración de las reservas en año.
 VCO_2 : volumen de CO_2 formado durante la combustión de gas natural en m^3 standart (st).
V: volumen de gas natural consumido en $Mm^3(st)$.
 η : eficiencia del ciclo termodinámico en una turbina a gas.
 η_{cc} : eficiencia del ciclo combinado.

BIBLIOGRAFÍA

1. Saifur, Rahuan and Arnulfo de Castro, "Environmental Impacts of Electricity Generation: A Global Perspective", IEEE Transaction on Energy Conversion, V10, No 2, June 1995, pg 307-313.
2. R.P. Allen y J.M. Kovacic, "Gas Turbine Cogeneration: Principles and Practice", Journal of Engineering for Gas Turbine and Power, V106, October 1984, pg 725-730.
3. R.L. Bannister, "Development Requirements for an Advanced Gas Turbine", Journal of Engineering for Gas Turbine and Power, V117, October 1995, pg 725-733.
4. J.H. Horlock, "Combined Power Plants: Past, Present and Future", Journal of Engineering for Gas Turbine and Power, V117, October 1995, pg 609-616.
5. Eurcogas, "Gas Natural para una Europa Verde", Agosto de 1994.
6. Eurcogas, "Unidad de Información Minero Energética", Ministerio de Minas y Energía. Estadísticas de Energía Eléctrica 1995 - 2000. Santafé de Bogotá, agosto de 1997.
7. "El sector Gas en Cifras 1996", Revista Acogas, Colombia. Santafé de Bogotá, junio de 1997