



Dyna

ISSN: 0012-7353

dyna@unalmed.edu.co

Universidad Nacional de Colombia
Colombia

Ferreira Silva, Wagner; Campos, Lucila M. S.; Moya-Rodríguez, Jorge L.; Cabral-Leite, Jandecy
Impacto económico y ambiental del uso del gas natural en la generación de electricidad en El

Amazonas: Estudio de caso

Dyna, vol. 82, núm. 190, abril, 2015, pp. 89-95

Universidad Nacional de Colombia

Medellín, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=49637154012>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Environmental and economic impact of the use of natural gas for generating electricity in The Amazon: A case study

Wagner Ferreira Silva ^a, Lucila M. S. Campos ^b, Jorge L. Moya-Rodríguez ^c & Jandecy Cabral-Leite ^d

^a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Campus Universitário Trindade, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil. wagner.silva@posgrad.ufsc.br

^b Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Campus Universitário Trindade, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil. luclila.campos@ufsc.br

^c Universidad Central de Las Villas (UCLV), Santa Clara, Cuba. jorgemoyar@gmail.com

^d Instituto de Tecnologia e Educação Galileu da Amazônia (ITEGAM), Manaus, Amazonas, Brazil. jandecy.cabral@itegam.org.br

Received: April 28th, 2014. Received in revised form: August 20th, 2014. Accepted: December 16th, 2014

Abstract

The transformations taking place in the Amazon, considered the "lungs of the planet", have special significance, not only for energy savings, but also for its environmental impact due to the reduction of greenhouse gases. Since 2010, in Manaus, the capital of Amazonas in Brazil, many power plants are replacing fuel oil with natural gas for power generation. Because of the large natural gas reserves in the region, this fuel has become the best choice for power plants built in this place. This paper analyzes the technical economic and environmental impact of the substitution of fuel oil by natural gas in the analyzed power generation plant.

Keywords: Energy, Energy Cost, Environment.

Impacto económico y ambiental del uso del gas natural en la generación de electricidad en El Amazonas: Estudio de caso

Resumen

Las transformaciones que tienen lugar en el Amazonas, considerado "el pulmón del planeta", tienen un significado especial, no solamente por el ahorro de energía, sino también por su impacto ambiental debido a la reducción de gases de efecto invernadero. Desde el año 2010, en Manaus la capital del Amazonas en Brasil, muchas centrales termoeléctricas están sustituyendo el fueloil por gas natural para la generación de energía. Debido a la gran reserva de gas natural en la región, este combustible se ha convertido en la mejor opción para las centrales eléctricas construidas en este lugar. En el presente trabajo se analiza el impacto técnico económico y medio ambiental de la sustitución del fueloil por el gas natural en la planta de generación de energía analizada.

Palabras clave: Energía, Costo de la energía, Medio ambiente.

1. Introducción

El estado de Amazonas cuenta con abundantes recursos naturales, tanto renovables como no renovables. Las políticas energéticas actuales mundialmente están encaminadas a la sustitución de los combustibles líquidos derivados del petróleo por fuentes renovables de energía (recursos hídricos, energía solar fotovoltaica, eólica, etc.) combinadas con otras fuentes disponibles como los biocombustibles y el gas natural [1,2]. Este estado dispone de las mayores reservas de gas natural del Brasil, aspecto este por el cual está llamado a jugar un importante rol dentro de la matriz energética del gigante suramericano, tanto económica como ambientalmente [3].

El empleo del gas natural para la generación de electricidad en lugar de otros combustibles fósiles reporta importantes ventajas. En este contexto, de incremento de la generación termoeléctrica y de preponderancia del uso de gas natural, la generación de contaminantes sobre la base de las emisiones medidas reviste particular interés.

Los costos asociados a la generación de la energía eléctrica en el sistema aislado del estado de Amazonas son superiores a los valores medios registrados en los sistemas pertenecientes al SIN (Sistema Interconectado Nacional), principalmente debido a los altos precios de los combustibles utilizados en las plantas térmicas que operan en la región. Este panorama ha ido cambiando en la medida que se han producido importantes transformaciones en la

esfera de la generación de electricidad en los últimos tres años. En el año 2010, la matriz energética del estado muestra un 85% de consumo de derivados líquidos del petróleo para la generación. La sustitución paulatina de este volumen de combustible fue prevista en [3], como una buena opción económica y ambiental para la región.

Los cambios estructurales en las plantas térmicas de generación en Manaus, con relación a la introducción del gas natural como combustible primario para la generación de electricidad se han caracterizado por la fomentación de diversos escenarios tecnológicos y variantes de operación.

En algunas plantas se emplean los propios motores de combustión interna que operaban antes HFO ("heavy fueloil"), siguiendo las recomendaciones técnicas de sus fabricantes y en otras se han realizado nuevas inversiones con la instalación de motores de combustión interna a gas natural, ampliando en las mismas a su vez la máxima capacidad de generación si se hace uso de ambos combustibles. Es evidente que a partir de estas transformaciones los índices de rentabilidad y costos de generación de estas plantas han experimentado variaciones.

En el presente artículo a partir de la información estadística registrada en la planta analizada, se realiza una evaluación detallada de los índices de generación y costos asociados al proceso de sustitución del HFO por el gas natural.

2. Materiales y métodos

2.1. Principales características de la planta

La planta tiene una capacidad instalada de 155 MW, 63 MW para operar utilizando combustible pesado (HFO), 17 MW con ciclo dual (Gas y HFO) y 75 MW a gas natural. La planta a gas opera según el ciclo OTTO. Está equipada con 23 motores en V de 600. La potencia de salida de los motores es de 3.431 kW y la potencia eléctrica de 3.293 kWe. Los generadores tienen una potencia nominal de 4.102 KVA, factor de potencia 0.8, 13.8 kV, 60 Hz, 1800 rpm. Para realizar el estudio de diagnóstico se dispuso de la información estadística comprendida entre enero de 2010 a mayo 2012. Este periodo se caracterizó por la sustitución paulatina del uso de fueloil (HFO) como fuente primaria por el gas natural (GN). Las estadísticas permiten analizar el estado de los principales indicadores de la eficiencia energética de la planta.

La necesidad de realizar un análisis comparativo de comportamiento entre los diferentes indicadores de producción de la energía eléctrica, una vez que han sido empleadas diferentes fuentes primarias energéticas en tal proceso, implica el empleo de unidades comunes de medición, para lo cual han sido utilizadas las tep (toneladas equivalentes de petróleo). Esto permite realizar un análisis comparativo homogéneo sobre la base de una única unidad.

Se selecciona el periodo 2010-2012, debido a que en el mismo quedan incluidas las tres condiciones de operación básicas en la planta:

Alto por ciento de utilización del óleo combustible como fuente primaria (2010).

Periodo de tránsito para la sustitución paulatina del HFO por gas natural (2011).

Tabla 1.

Costo de combustibles HFO y Diesel.

| Año | OCAI comprado (Kg) | OCAI comprado (en R\$1.000,00) | Diesel comprado (Lts) | Diesel comprado (en R\$1.000,00) | Combustible comprado (en R\$1.000,00) |
|------|--------------------|--------------------------------|-----------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| 2010 | 76 779 016.00 | 131 841.64 | 1 072 507.00 | 2 129.19 | 133 970.84 |
| 2011 | 6 096 337.00 | 10 777.52 | 562 151.00 | 1 149.11 | 11 926.64 |
| 2012 | 1 411 650.00 | 2 398.96 | 229 057.00 | 465.89 | 2 864.85 |

Fuente: Los autores

Tabla 2.

Costo de Gas Natural.

| Año | Gas Natural (m³) | Gas (tep) | Natural | Combustible comprado (en R\$1.000,00) |
|------|------------------|-----------|-----------|---------------------------------------|
| 2010 | 34 228 989.00 | | 30 121.51 | 36 625.02 |
| 2011 | 103 722 182.00 | | 91 275.52 | 110 982.73 |
| 2012 | 1 411 650.00 | | 37 789.63 | 45 948.76 |

Fuente: Los autores

Alto por ciento de utilización del gas natural como fuente primaria (2012 enero-mayo).

2.2. Costo del combustible

Se determina como la suma de fueloil (HFO) y diesel empleado en la generación. El combustible diesel es empleado en el arranque y parada de los motores, en el inyector piloto del motor de dos combustibles (gas y diesel) y en el funcionamiento de este motor cuando tiene deficiencias en su trabajo. En ambos casos se dispone de las cantidades compradas y los costos específicos por unidad de medida. El costo medio del metro cúbico de gas es de R\$ 1,07/m³. En los nuevos escenarios este valor dependerá de los costos operacionales de transporte del combustible a través del gasoducto que suministra la planta, lo cual, por ser más económico, hasta cierto punto debe compensar la retirada del subsidio actual concedido a los sistemas aislados por el uso del fueloil en la generación de energía eléctrica. Los resultados se muestran en la Tabla 1 y Tabla 2

2.3. Consumos registrados por fuentes energéticas

Los consumos registrados para cada uno de los portadores energéticos en el periodo analizado se resumen a continuación (Tabla 3) (Fig. 1). Los porcentajes son obtenidos a partir del total de combustible empleado expresado en toneladas equivalentes de petróleo (tep).

Entre los combustibles fósiles, el consumo de gas natural registra la mayor tasa de crecimiento, del año 2010 al 2011 con 66%, manteniendo una tasa de crecimiento de 2% a partir de ese momento, debido al proceso de sustitución continua del HFO en la planta. La calidad del gas natural empleado es un factor que puede incidir directamente en la estabilidad del volumen de consumo. Para el año 2012, la predicción del consumo de gas natural

Tabla 3.
Consumo por portadores energéticos.

| Portador | Año 2010 | | Año 2011 | | Año 2012 | |
|-------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|----------------|
| | tep | % Normalizados | tep | % Normalizados | tep | % Normalizados |
| HFO | 74645.4 | 70.66 | 5833.2 | 5.98 | 1268 | 3.21 |
| Gas natural | 30121.51 | 28.51 | 91275.5 | 93.61 | 37789.6 | 96.65 |
| Diesel | 870.36 | 0.82 | 393.34 | 0.40 | 448.76 | 1.14 |
| TOTAL | 105637.3 | 100 | 97502 | 100 | 39506.4 | 100 |

Fuente: Los autores

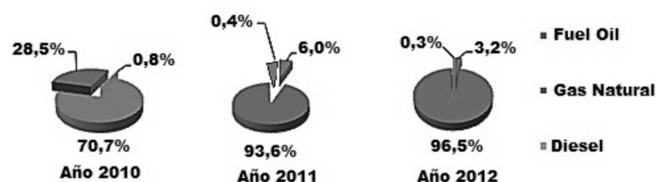


Figura 1. Diagrama de fuentes energéticas.
Fuente: Los autores

de cada planta de generación en Manaus, tuvo en cuenta la generación térmica resultante de los balances de energía y el menor valor calórico (“heat-rate”) dentro del límite establecido en el anexo II de la Resolución ANEEL [4], y la media verificada en el período de enero a agosto del 2011 obtenida a partir de los registros de generación y consumo de gas natural informados según el Plan Anual de Operaciones de Sistemas Aislados en Brasil [5].

2.4. Costo de específico de la energía entregada

El notable incremento del uso del gas natural, como fuente primaria ha incidido de manera representativa en el valor del costo de la energía entregada a la compañía distribuidora. En base a los resultados mostrados anteriormente, se determinó la tendencia general que ha tenido el costo específico por MW.h de la energía entregada, considerando solamente el precio de los combustibles. En este estudio de caso, los costos de operación y mantenimiento no sufren significativa variación debido a que la capacidad de generación de la planta con motores de combustión interna de HFO (4 motores) se alcanza sustituyendo los mismos por 23 motores de menor capacidad que operan con gas natural, lo cual hace que la posible reducción de costos asociada al empleo de estos últimos se vea afectada por el aumento considerable en número para alcanzar la misma capacidad de generación. Los costos de producción de electricidad en centrales térmicas en el sistema de Manaus, verificados en 2005 [6], señalan que el costo de la energía generada, teniendo en cuenta sólo el precio del combustible, asciende a R\$ 466,51/MW.h en la generación con HFO, donde el precio promedio de la tonelada es de R\$ 1,362.69. Para la generación utilizando fuel-oil ligero a un costo de R\$ 1,641

Tabla 4.
Costo específico de la energía entregada

| Año | tep | MW.h Totales | % MW.h con HFO | % MW.h con GN | % MW.h con Diesel | Costo tep R\$*1000 | R\$/MW.h Promedio |
|------|----------|--------------|----------------|---------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| 2010 | 105637.3 | 482203.32 | 72.32 | 26.59 | 1.09 | 167144.37 | 348.27 |
| 2011 | 97502 | 429219.53 | 6.25 | 93.45 | 0.31 | 121741.71 | 284.05 |
| 2012 | 39506.4 | 171749.78 | 3.28 | 96.53 | 0.20 | 46893.44 | 282.52 |

Fuente: Los autores

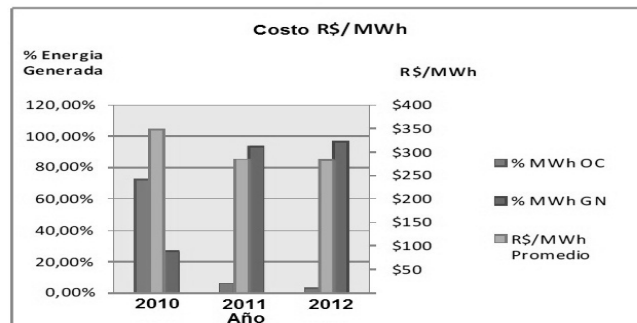


Figura 2. Tendencia general de costos
Fuente: Los autores

la tonelada el resultado es R\$ 550,97 / MW.h Los resultados obtenidos en el análisis realizado muestran una mejora de estos índices con respecto a los existentes en el año 2006 más si se tiene en cuenta que el costo del combustible se ha incrementado en un 20% hasta la fecha. Se puede apreciar cómo hay una tendencia a la disminución del costo específico en la medida que los porcentajes de generación con gas natural han ido aumentando Esta reducción está en el orden del 20% en el año 2012, no siendo mayor debido a que la diferencia de costos entre los combustibles primarios no es apreciable, los resultados se muestra en la Tabla 4.

La tendencia general de costos se muestra en la Fig. 2.

Según el reporte de la EIA (Energy Information Administration) [7] el costo promedio del MW.h obtenido sin empleo de ciclo combinado oscila entre 94 y 132 USD/MW.h. En el caso analizado de la planta, considerando una tasa de cambio 1USD \equiv R\$ 2,02, la tendencia de costo del MW.h se encuentra dentro de este rango, pero se precisa analizar el empleo de tecnologías de ciclo combinado debido a que según el reporte de la misma fuente, se alcanzan valores entre 58 y 65 USD/MW.h

2.5. Factor de utilización de las instalaciones energéticas

La capacidad máxima de generación es el producto de la potencia instalada por el número de horas contenido en el período considerado [8]. Para el cálculo se toma por lo general el valor de 8,760 horas en un año y 730 horas en un mes. En períodos relativamente largos, el factor de capacidad de las instalaciones energéticas, puede verse afectado por las salidas de operación, tanto forzadas como programadas para mantenimiento. En el caso analizado este factor también puede estar afectado por los controles de la demanda

establecidos por la compañía distribuidora. Las estadísticas muestran como se ha comportado en cada periodo por meses este indicador para cada unidad generadora. Se mostrará un índice global determinado a partir de la generación acontecida en cada año con una potencia contratada de 60 MW. Se destaca que al considerar la capacidad total instalada que incluye unidades de fueloil y de gas natural, este índice es bajo por cuanto la demanda permanece prácticamente constante a pesar de que prácticamente han sido duplicadas las capacidades con las nuevas inversiones. El factor de capacidad se determina según la ecuación 1.

$$FP_{ij} = \frac{GE_{ij}}{(PI_{ij} * Nh_i)} * 100 \quad (1)$$

Donde:

FP_{ij} = Factor de capacidad de la central j en el periodo i (%)

GE_{ij} = Generación eléctrica neta de la central j en el periodo i (GWh)

PI_{ij} = Potencia instalada de la central j en el periodo i (MW)

Nh_i = Número de horas contenidas en el periodo i

El factor de utilización en la planta se ha comportado según se muestra en la Tabla 5.

Este resultado muestra un elevado potencial de reserva de generación de energía si la planta generadora llega a operar al 100% de su capacidad. Bajo estas condiciones, el costo aproximado oscilaría entre R\$ 320~340 /MW.h tomando en consideración los resultados del análisis del epígrafe anterior.

2.6. Eficiencia térmica generación eléctrica

Constituye una aplicación específica para el sector eléctrico, del indicador de eficiencia de transformación. Se calcula dividiendo la energía eléctrica generada en las centrales, para el contenido energético de los combustibles o fuentes primarias [8].

$$EGE_i = \frac{GTE_i}{ETI_i} * 100 \quad (2)$$

Donde:

EGE_i: Eficiencia de generación eléctrica para el periodo i (%)

Tabla 5.
Factor de utilización.

| Año | Generación eléctrica neta de la central | Potencia instalada de la central (MW) | Número de horas | Capacidad máxima de generación. (Base 132 MW) | Capacidad máxima de generación en %. (Base 60 MW) | Factor de Utilización en % (Base 132 MW) |
|------|---|---------------------------------------|-----------------|---|---|--|
| 2010 | 482203.32 | 132 | 8760 | 1156320 | 97 | 42 |
| 2011 | 429219.53 | 132 | 8760 | 1156320 | 85 | 37 |
| 2012 | 171749.78 | 132 | 8760 | 475200 | 82 | 36 |

Fuente: Los autores

Tabla 6.
Índice de eficiencia energética

| Año | Eficiencia térmica (%) HFO | Eficiencia térmica (%) Gas Natural | Eficiencia térmica (%) Diesel | Eficiencia térmica (%) TOTAL |
|------|----------------------------|------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| 2010 | 40,17 | 36,60 | 52,08 | 39,25 |
| 2011 | 39,52 | 37,78 | 28,69 | 37,85 |
| 2012 | 38,15 | 37,72 | 28,96 | 37,86 |

Fuente: Los autores

Tabla 7.
Estimados de eficiencia energética en plantas de generación.

| Instalaciones de generación | Eficiencia térmica media (%) | | |
|-----------------------------|------------------------------|------|-------|
| | 2011 | 2010 | 2009 |
| Ciclos combinados | 53,2 | 52,7 | 53 |
| Térmicas convencionales | 34,5 | 34,6 | 34,87 |
| Cogeneración | 57,4 | 59 | 57 |

Fuente: [9]

GTE_i: Generación total de electricidad expresada en unidades calóricas en el periodo i (tep)

ETI_i: Contenido energético total de los combustibles y fuentes primarias utilizados en las centrales eléctricas en el periodo i (tep)

Permite estimar la oferta total de energía primaria que debe ser establecida, para el abastecimiento eléctrico. Este indicador puede servir también como justificativo para emprender el desarrollo de proyectos de generación eléctrica más eficientes.

En el periodo analizado la planta registra los resultados mostrados en la Tabla 6.

Con la incorporación de un sistema con tecnología de ciclo combinado pueden llegar a alcanzarse niveles de eficiencia que rebasan el 60%, lo cual sin lugar a dudas repercute en los índices de rentabilidad de la planta. Reportes de IBERDROLA [9], empresa española, con acciones en Brasil, muestran como se ha ido comportando el índice de eficiencia energética en los últimos tres años en sus instalaciones. Estos se muestran en la Tabla 7.

Siemens participa en proyectos de plantas termoeléctricas a gas natural de ciclo combinado en Brasil. La tecnología empleada posibilita alcanzar eficiencias próximas al 60%, con el aprovechamiento de la energía primaria utilizada en ciclos combinados a gas natural.

En 2011, el rendimiento medio de las centrales térmicas se ha incrementado con respecto al 2010 debido a que los ciclos combinados han mejorado su régimen operativo: menores arranques y paradas y una operación en regímenes de carga más eficientes.

2.7. Consumo específico

La planta tiene establecido un límite de consumo específico de 0.208 kg/ MW.h, equivalente a 0.199 tep/MW.h para HFO con un PCI (Poder Calórico Inferior) de 9500 kcal/kg [10].

Sobre la base de este consumo específico, teniendo en cuenta que el rendimiento calórico del gas natural resulta ser inferior al del HFO y que a su vez las plantas con motores

Tabla 8.
Consumo específico con HFO.

| Año | % Generación | Consumo específico Bruto tep/MW.h _(bruta) | % base contractual | Consumo específico neto tep/MW.h _(entregada) | % base contractual |
|------|--------------|---|--------------------|--|--------------------|
| 2010 | 72.32 | 0,205 | 102,83 | 0,215 | 108,2 |
| 2011 | 6.25 | 0,263 | 132 | 0,273 | 137,42 |
| 2012 | 3.28 | 0,201 | 101 | 0,208 | 104,90 |

Fuente: Los autores

Tabla 9.
Consumo específico con Gas Natural.

| Año | % Generación | Consumo específico Bruto tep/MW.h _(bruta) | % base contractual | Consumo específico neto tep/MW.h _(entregada) | % base contractual |
|------|--------------|---|--------------------|--|--------------------|
| 2010 | 26.59% | 0,226 | 106,18 | 0,238 | 111,80 |
| 2011 | 93.45% | 0,219 | 102,60 | 0,227 | 106,68 |
| 2012 | 96.53% | 0,219 | 103,28 | 0,230 | 106,98 |

Fuente: Los autores

de combustión interna a gas resultan ser más eficientes que las que utilizan HFO, se demuestra que esta diferencia un tanto es compensada al considerar un índice consumo específico en tep de gas igual al del HFO. De esta forma se considera un límite de consumo contractual para el caso del gas natural de 0.213 tep/MW.h.

Los valores medios de consumos específicos registrados, referidos a la energía bruta generada (salida del generador) y a la energía líquida entregada (punto de entrega a la distribuidora) en el periodo analizado en la planta se resumen en las Tablas 8 y 9.

Un bajo porcentaje de generación, como ocurre en el caso del año 2011, con el empleo de HFO, implica un incremento del consumo específico hasta del 37%, tomando como base la generación líquida, y ello puede estar asociado a la necesidad de empleo de cargas fijas necesarias para el proceso independientemente del nivel de potencia que se está generando. Por el mismo motivo, el incremento de la generación utilizando los motores de combustión interna a gas natural, a partir del año 2011, implica una disminución de los consumos específicos con respecto al año anterior, siendo este menor cuando se compara, para similares niveles de generación, con el HFO, pero aun se mantienen ambos por encima de los valores contractuales. Lo anterior demuestra la necesidad de buscar una vía para el mejor aprovechamiento del poder calórico de ambos combustibles, lo cual puede ser el resultado de un análisis termo económico profundo de la instalación.

2.8. Efecto al medio ambiente

La estimación de las reducciones de emisiones para los tres años de operación analizados se determina a partir de la

Tabla 10.
Contaminación del aire por los combustibles fósiles (Libras de contaminantes del aire por millón de BTU de energía).

| Contaminantes del aire | Combustible | |
|---------------------------|-------------|-----|
| | Gas Natural | HFO |
| Dióxido de carbono | 117 | 164 |
| Óxidos de nitrógeno | 92 | 448 |
| Dióxido de sulfuro | 0.6 | 1 |
| Partículas | 7.0 | 84 |

Fuente: Adaptado de [7]

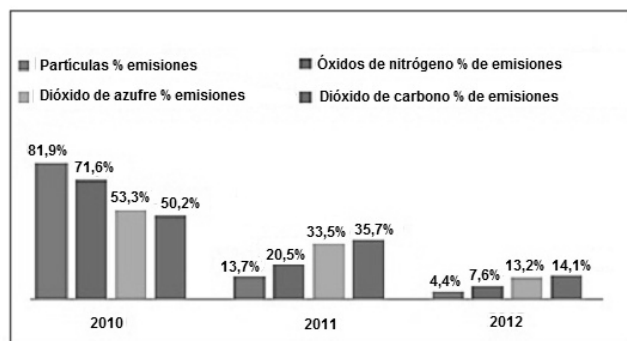


Figura 3. Contaminación del aire.

Fuente: Adaptado de [7]

diferencia entre el nivel de emisiones del escenario base (consumo de petróleo) y las emisiones asociadas al escenario con uso de gas natural, tomando como base los valores de libras de contaminantes del aire por millón de BTU de energía recomendados por la EIA. En la Tabla 10 se realiza el análisis comparativo del efecto medioambiental debido a la sustitución del HFO por gas natural para la generación de energía en la planta. Los resultados son mostrados en la Fig. 3.

De manera general es positivamente significativa la reducción de los niveles de emisiones a la atmósfera con el uso del gas natural. Se disminuye el dióxido de carbono, así como los óxidos de nitrógeno, de azufre y las partículas emitidas al medio. Para tener una idea, las emisiones de CO₂ en relación con la cuota de generación de energía eléctrica en el mundo se han incrementado de un 36% (8,8 Gt de CO₂) en 1990 a un 41% (11,0 Gt de CO₂) en 2005 y, si la tendencia actual continúa de este modo, se prevé que aumente a un 45% (18,7 Gt CO₂) en el año 2030 [11].

Este proyecto permitirá reducir los costos de generación de electricidad en la planta de generación de energía en Manaus, estado de Amazonas, y en consecuencia, reducir los costos directos del proceso productivo del Polo Industrial de Manaus – PIM; lo cual es un factor fundamental para la competitividad en el mercado global. Además contribuye al crecimiento económico regional teniendo en cuenta las preocupaciones ambientales, especialmente en relación a la reducción de emisiones de CO₂ a corto plazo [12].

3. Discusión de los resultados

Los costos asociados a la generación de la energía eléctrica en el sistema aislado del estado de Amazonas tradicionalmente son superiores a los valores medios registrados en los

sistemas pertenecientes al SIN (Sistema Interconectado Nacional) debido principalmente a los altos precios de los combustibles utilizados en las plantas térmicas que operan en la región. En la medida en que en los últimos tres años se han realizado transformaciones para el uso del gas natural en la generación, estos costos han disminuido hasta un 20% en el año 2012, lo cual demuestra la viabilidad económica de esta alternativa en el campo de la generación de energía eléctrica.

El costo de la energía específica promedio utilizando gas natural registrado en el año 2012, fue de R\$ 282/MW.h (equivalente a 140 USD/MW.h), este valor puede considerarse como aceptable tomando como referencia que se encuentra dentro del rango registrado para este tipo de plantas según la bibliografía consultada [4]. Es recomendable la evaluación del empleo de tecnologías de ciclo combinado debido a que pueden alcanzarse resultados mucho más atractivos desde el punto de vista económico y ambiental. El empleo de tecnologías combinadas de uso de HFO y gas natural para satisfacer la demanda parcial que no se corresponde con la máxima capacidad de generación de la planta, puede comprometer los niveles de eficiencia de la misma debido fundamentalmente al alto costo del combustible HFO y la elevación de los costos auxiliares, asociados al proceso de generación.

El factor más importante de la ineficiencia del sistema es la destrucción de la exergía por los procesos irreversibles. Esto ocurre durante el proceso de combustión. Las pérdidas de exergía además están muy relacionadas con la temperatura de los gases de escape, así como con el calor transferido. La opción de utilizar un ciclo combinado en la planta puede mejorar los costos exergo-económicos y disminuir el impacto ambiental [13].

4. Conclusiones

En forma general, el estudio de caso, muestra como el uso de gas natural en la generación eléctrica del Amazonas tiene un efecto positivo justificado por la reducción de los costos de la energía generada y de las emisiones al medio ambiente. Un bajo porcentaje de generación, como ocurre en el caso del año 2011, con el empleo de HFO, implica un incremento del consumo específico hasta del 37%, tomando como base la generación líquida, lo cual indica la necesidad de mantener un adecuado control de las unidades generadoras cuando operan de forma combinada. De manera general es positivamente significativa la reducción de los niveles de emisiones a la atmósfera con el uso del gas natural. Se disminuye el dióxido de carbono, así como los óxidos de nitrógeno, de azufre y las partículas emitidas al medio. A partir de los resultados obtenidos es posible establecer estrategias que conlleven a la elevación de la eficiencia de las plantas de generación con la introducción de tecnologías de ciclo combinado de manera que los beneficios pueden multiplicarse de manera significativa.

Agradecimientos

Al Instituto de Tecnología y Educación Galileo Amazon (ITEGAM), a la Universidad Federal de Santa Catarina (UFSC) a la Eletrobras Amazonas Energia y a la

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas (UCLV), por el apoyo prestado al desarrollo de esta investigación.

Este trabajo fue desarrollado con el apoyo del Gobierno del Estado del Amazonas por medio de la Fundación de Amparo a la Pesquisa del Estado del Amazonas, con la concesión de una bolsa de estudio.

Bibliografía

- [1] Duarte, A.E., Sarache, W.A., Cardona, C.A., Cost analysis of the location of colombian biofuels plants. DYNA, 79 (176), pp. 71-80. 2012. ISSN 0012-7353.
- [2] Cortes, M.E., Suarez, M.H. y Pardo, C.S., Biocombustibles y autosuficiencia energética. DYNA 76 (158), pp. 101-110, 2008.
- [3] Matos, F.B., Camacho J.R., A research on the use of energy resources in the Amazon. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, pp. 3196-3206, 2011. Doi:10.1016/j.rser.2011.04.012.
- [4] ANEEL, Nota Técnica nº 045/2008-SRG/ANEEL, Proposta de Audiência Pública para o estabelecimento de limites de consumo específico de combustíveis para as usinas termelétricas beneficiárias da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC nos Sistemas Isolados. 2008.
- [5] PAOSI, Plano anual de operação dos sistemas isolados para 2012 Version 1.0, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS DG – Diretoria de Geração SGTON – Secretaria Executiva do GTON, 2012
- [6] Cartaxo, E.F., Alkmin, J.T.D., Silva, W.P., Araújo, P.F., O Gás natural e a perspectiva de mercado no Estado do Amazonas - AM. Revista Brasileira de Energia, 12, pp. 7-20, 2006.
- [7] US (Energy Information Administration), Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011. Released January 23, 2012. Report of the US Energy Information Administration (EIA) of the U.S. Department of Energy (DOE).
- [8] Garcia, F., OLADE Organización Latinoamericana de Energía. Manual de estadísticas [en línea] 2011. Disponible en: http://biblioteca.olade.org/iah/fulltext/Bjmbtr/v32_2/old0179.pdf.
- [9] IBERDROLA. Eficiencia energética, [en línea] Año 2011, Disponible en: www.iberdrola.es/
- [10] ANEEL, Nota Técnica Nro 14/2012-SFG/ANEEL, Fiscalização da conta de consumo de combustíveis- CCC/ISOL: equalização de estoques e consumo específico para o período 2006-2011, Año 2012.
- [11] World Energy Outlook 2007: China and India Insights. IEA, Paris. 2007.
- [12] Frota, W.M. and Rocha, B.R.P., Benefits of natural gas introduction in the energy matrix of isolated electrical system in the city of Manaus – state of Amazonas – Brazil. Energy Policy 38 pp.1811-1818, 2010.
- [13] Makarytchev, V.S., Environmental impacts analysis of based gas and power cogeneration. Energy, 23 (9), pp. 711-717. 1998. Doi:10.1016/S0360-5442(98)00017-6

W.F. Silva, graduado de Ing. Mecánico en 1994 en la Universidad Santa Úrsula (USU), Brasil; MBA en Ingeniería de Mantenimiento, UFRJ en 1995, Pos graduación en Ingeniería Económica y Administración Industrial, UFRJ en 1998, MBA Internacional en Gestión Empresarial (incluyendo módulos en Ohio y en la Universidad de California - Irvine) – FGV en 2004, Pos graduación en Gestión y Tecnología del Gas Natural, UEA – en 2007, Especialización en Gestión de Termoelectricas, USP – en 2010, Maestría en Ingeniería Eléctrica, UFPA en 2012 y Doctorando en Ingeniería de producción, UFSC – Mar/13 – Dic./16 (en desarrollo). Sus áreas de interés incluyen: generación de energía, análisis, diseño y optimización de termoelectricas, motores de combustión y turbinas.

L.M.S. Campos, graduada en Ingeniería de Producción y Materiales en 1993, en la Universidad Federal de São Carlos, Brasil y en Administración, en 2009 en la Universidad do Vale do Itajaí, MSc en Ingeniería de Producción con énfasis en Calidad y Productividad en 1996 en la Universidad Federal de Santa Catarina y Dra. en Ingeniería de Producción en la Universidad Federal de Santa Catarina (UFSC), con sándwich en la Stanford University en el programa Environmental and Water Studies

Program. Desde 2010 es profesora adjunta del departamento de Ingeniería de Producción y Sistemas (EPS) de la UFSC. Trabaja en el área de concentración de gestión de operaciones, impartiendo la disciplina de gestión ambiental en operaciones de producción. Actualmente es también coordinadora del programa. Sus principales investigaciones son desarrolladas en los temas de gestión ambiental, sistemas de gestión ambiental, green supply chain management, gestión de operaciones y evaluación de desempeño. Es Investigadora del CNPq de Nivel2.

J.L. Moya-Rodríguez, Graduado de Ing. Mecánico en 1974 en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Cuba; MSc. en Fiabilidad en 1985 en la UT “Otto Von Guericke” de Alemania y Dr. en Ciencias Técnicas en 1994 en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Cuba. Ha trabajado como profesor de posgrado en diferentes universidades de México, Brasil, Nicaragua y España. Posee varios premios de la Academia de Ciencias de Cuba y es Profesor de Mérito de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Cuba. Tiene más de 300 artículos publicados en revistas y memorias de eventos. Es miembro de la ASME. Coordina las Maestrías de Ingeniería Mecánica y de Ingeniería Mecatrónica de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Cuba. Tiene varios libros publicados. Es miembro del Tribunal Nacional de Defensas de Doctorado de la Rama Mecánica. Ha sido tutor de 27 tesis de doctorados y de 47 tesis de maestrías, todas ellas defendidas exitosamente.

J. Cabral-Leite, graduado en Matemática en 1987 de la Universidad Federal de Rondônia (UNIR), Brasil; en Ingeniería en Producciones Eléctricas, en 2006 de la Fund Centro de Analise Pesq e Inov Tecnologica –FUCAPI, Brasil; MSc. en Ing. Industrial y en Sistemas en 2001, de la Universidad Federal de Santa Catarina (UFSC), Brasil y Dr. en Ing. Eléctrica en 2013, de la Universidad Federal de Pará (UFPA), Brasil. Es Director Presidente e investigador del Instituto de Tecnología y Educación Galileo de la Amazonia (ITEGAM), Brasil. Sus áreas de interés incluyen: calidad de la energía, análisis, diseño y optimización de sistemas eléctricos de potencia.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

SEDE MEDELLÍN
FACULTAD DE MINAS

Área Curricular de Medio Ambiente

Oferta de Posgrados

**Especialización en Aprovechamiento de
Recursos Hidráulicos**

Especialización en Gestión Ambiental

Maestría en Ingeniería Recursos Hidráulicos

Maestría en Medio Ambiente y Desarrollo

Doctorado en Ingeniería - Recursos Hidráulicos

Doctorado Interinstitucional en Ciencias del Mar

Mayor información:

E-mail: acia_med@unal.edu.co
Teléfono: (57-4) 425 5105