

ANEXO 2

ENVIRONMENTAL MANUAL

1. INTRODUCCION

Con la implementación de nuevas políticas ambientales por parte de la UNEP, se pretende disminuir el impacto de las emisiones contaminantes, en especial las provenientes de los gases de efecto invernadero (CO₂, CO, SO_x, NO_x, NMVOC) producidas por los distintos agentes que participan en los procesos productivos de nuestro planeta (energía, industria, agricultura, tala de árboles, etc.).

En la búsqueda de las soluciones a las necesidades básicas del hombre, el proceso que más aporta al problema de la contaminación ambiental es el que involucra al sector energético (electricidad, combustibles, transformación, etc.), de una u otra forma todos los procesos consumen energía, por eso las reformas ambientales que se han hecho van encaminadas predominantemente hacia este sector.

Para lograr esto se deben conciliar señales que indiquen los distintos grados de emisiones y las tecnologías necesarias para disminuirlas, teniendo en cuenta que, asociado a estas tecnologías, aparecen nuevos costos para mitigar el problema ambiental.

Partiendo de la necesidad de crear esas señales por medio de la cuantificación de emisiones, tecnologías y costos de mitigación, se desarrolló el modelo computacional EM (Environmental Manual for Power Development)* que se utiliza, precisamente, para analizar como se comportan y proyectan estas variables en todos los procesos relacionados con el sector energético.

A continuación se presentan las características del EM y después la utilización de este modelo para el caso base del sector eléctrico colombiano.

2. CARACTERISTICAS DEL EM

El Environmental Manual es una base de datos y un sistema de análisis en el que se pueden determinar emisiones y costos asociados a diferentes tecnologías utilizadas en los distintos procesos energéticos.

* Desarrollado por GTZ con el soporte científico de Oeko-Institut, y financiado por el Gobierno Alemán dentro del marco de un proyecto multilateral, coordinado por el banco mundial y cofinanciado por un grupo de bancos e instituciones de desarrollo..

El EM establece una base de datos adecuada para cubrir una gran variedad de proyectos energéticos, (plantas térmicas, plantas hidro, etc.), y su infraestructura de soporte (refinería, minería, transporte de combustibles, etc.)

Si no se dispone de ninguna información específica del proyecto, la base de datos ofrece información general sobre las tecnologías energéticas que pueden ser usadas.

El paquete utiliza una base de datos para almacenar las diferentes características de los productos, procesos, escenarios, etc. Los productos son los resultados de los procesos: las emisiones, los residuos, los materiales, etc.

Los procesos son todos los que tienen que ver con la conversión: procesos de combustión, extracción de energía, extracción de materiales, sistemas de transporte (para electricidad, para materiales y combustibles), despachos, etc.

Combustibles y emisiones

Para calcular las emisiones, las cuales dependen solamente de datos físicos y químicos, el EM utiliza distintos algoritmos.

El análisis de combustibles entrega datos para la distribución de elementos (combustibles sólidos y líquidos) o porcentaje de gases elementales (combustibles gaseosos).

Usando esta información, el EM calcula el poder calorífico y otras cantidades importantes.

Cálculo del poder Calorífico

Este valor es necesario para calcular los factores de emisión de concentraciones de gas en los procesos de combustión. El poder calorífico depende del análisis y de la cantidad de sustancias en el combustible

- Combustibles sólidos y líquidos

Para combustibles sólidos y líquidos el valor exacto no puede ser calculado; la fórmula dada es usada para confirmar que el valor esté dentro del rango permitido de $\pm 3\%$ de valores dados.

Estos valores están dados en MJ/kg.

Poder calorífico superior

$$\text{HHV} = 34.8 \cdot c + 93.8 \cdot h + 10.46 \cdot s + 6.28 \cdot n - 10.8 \cdot o$$

Poder calorífico inferior

$$\text{LHV} = 34.8 \cdot c + 93.8 \cdot h + 10.46 \cdot s + 6.28 \cdot n - 10.8 \cdot o - 2.5 \cdot w$$

c - contenido de carbón en kg

h - contenido de hidrógeno en kg

s - contenido de sulfuro en kg

n - contenido de nitrógeno en kg

o - contenido de oxígeno en kg

w - contenido de agua en kg

El último término de las fórmulas significa la energía usada para evaporar el agua del combustible.

- Combustibles gaseosos

Para gases, el poder calorífico en MJ/m³ es calculado usando la siguiente fórmula:

Poder calorífico superior

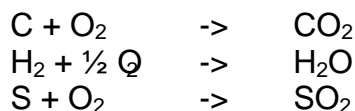
$$\begin{aligned} \text{HHV} = & 127.45 \cdot \text{H}_2 + 39.819 \cdot \text{CH}_4 + 70.293 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 63.429 \cdot \text{C}_2\text{H}_4 \\ & + 58.473 \cdot \text{C}_2\text{H}_2 + 101.234 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 93.576 \cdot \text{C}_3\text{H}_6 \\ & + 134.128 \cdot \text{C}_4\text{H}_n + 133.256 \cdot \text{C}_4\text{H}_i + 125.919 \cdot \text{C}_4\text{H}_8 \\ & + 12.633 \cdot \text{CO} + 25.394 \cdot \text{H}_2\text{S} \end{aligned}$$

Poder calorífico inferior

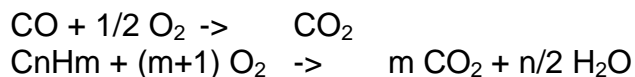
$$\begin{aligned} \text{LHV} = & 107,84 \cdot \text{H}_2 + 23,413 \cdot \text{H}_2\text{S} + 12,633 \cdot \text{CO} + 35,885 \cdot \text{CH}_4 \\ & + 56,494 \cdot \text{C}_2\text{H}_2 + 59,476 \cdot \text{C}_2\text{H}_4 + 64,349 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 \\ & + 87,578 \cdot \text{C}_3\text{H}_6 + 93,213 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 117,771 \cdot \text{C}_4\text{H}_8 \\ & + 123,883 \cdot n\text{C}_4\text{H}_{10} + 123,053 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} \end{aligned}$$

Estos cálculos se realizan para determinar el factor efectivo de disminución, las concentraciones de emisiones y el factor de emisiones

Las sustancias que se queman en los combustibles son el carbono (C), el hidrógeno (H) y el azufre (S), y cada uno de estos elementos tiene una fórmula dada para su combustión total:



De estas se pueden derivar los términos para los gases:





Las cenizas y los gases que no participan de la combustión como el N_2 no son alterados en los procesos de combustión con respecto a sus masas.

Volumen de gas quemado

El volumen de gas quemado por combustión y el consumo de aire esta dado por la siguiente fórmula:

- Combustible sólido y líquido

$$\text{Gas quemado} = 8.887 \cdot \text{C} + 3.3174 \cdot \text{S} + 20.9597 \cdot \text{H} - 2.6408 \cdot \text{O} + 0.7997 \cdot (\text{N} + \text{Cl} + \text{F})$$

$$\text{Consumo de aire} = 8.8996 \cdot \text{C} + 26.5139 \cdot \text{HGeh} + 3.342 \cdot \text{SGeh} - 3.3405 \cdot \text{O}$$

Este valor esta dado en m^3/kg .

- Gases

$$\begin{aligned} \text{Gas quemado} = & \text{N}_2 + \text{CO}_2 + 1.8838 \cdot \text{H}_2 + 2.8000 \cdot \text{CO} + 6.6965 \cdot \text{H}_2\text{S} + 8.5538 \cdot \text{C}_2 \\ & + 10.4048 \cdot \text{C}_2\text{H}_2 + 13.3974 \cdot \text{C}_2\text{H}_4 + 15.3340 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 20.3218 \cdot \text{C}_3\text{H}_6 \\ & + 22.3114 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 27.6078 \cdot \text{C}_4\text{H}_8 + 29.7424 \cdot (\text{C}_4\text{H}_n + \text{C}_4\text{H}_i) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Consumo de aire} = & 2.3830 \cdot \text{H}_2 + 2.3860 \cdot \text{CO} + 7.2251 \cdot \text{H}_2\text{S} + 9.5611 \cdot \text{CH}_4 + \\ & 11.9048 \cdot \text{C}_2\text{H}_2 + 14.4158 \cdot \text{C}_2\text{H}_4\text{G} + 16.8594 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + \\ & 21.8665 \cdot \text{C}_3\text{H}_6 + 24.3715 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 29.7063 \cdot \text{C}_4\text{H}_8 + \\ & 32.3753 \cdot (\text{C}_4\text{H}_n + \text{C}_4\text{H}_i) \end{aligned}$$

Estos valores están dados en m^3/kg

En los sistemas reales de combustión siempre se necesita más aire para quemar que el valor teórico, por lo tanto esta falta de aire conlleva a que una parte del gas no sea quemado, diluyendo las concentraciones derivadas de las fórmulas teóricas.

El valor real se puede calcular como sigue:

$$V_{\text{real}} = V_{\text{teórico}} + (\text{Lambda} - 1) \cdot V_{\text{air}}$$

donde Lambda es derivada de:

$$\text{Lambda} = 1 + (V_{\text{teórico}} / V_{\text{air}}) \cdot [\text{O}_2 \text{ gas quemado} / (21 - \text{O}_2 \text{ gas quemado})]$$

Usando el poder calorífico del combustible y el consumo horario del proceso, el EM puede calcular el volumen de gas quemado por hora.

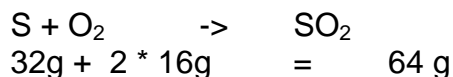
El consumo de combustible (CC) por hora (MJ/h) está dado por:

$$CC = \text{potencia} * 3600 \text{ seg/hora} / (\eta * 0.000001)$$

Donde la potencia esta dada en kW y η es la eficiencia del proceso.

Concentración de gas crudo

Para CO₂, SO₂, HCl y HF, el Environmental Manual calcula las concentraciones de polutantes en el gas quemado. Basado en las composiciones de C, S, Cl y F y asumiendo que estas sustancias no son capturadas durante la combustión, su concentración de gas quemado es calculada de la siguiente manera:



En este ejemplo 1 g de S es transformado en 2 g de SO₂. La concentración para SO₂ es:

$$\text{Concentración } SO_2 = 1,000,000 * S * 64 / 32 / \text{gas quemado},$$

Los otros valores son calculados de la misma forma.

La concentración de cenizas es calculada directamente del contenido de cenizas del combustible.

Reducción de emisiones

Si hay tecnologías de control de emisiones sujetas a procesos de combustión, se realizan reducciones adicionales. El factor efectivo de reducción es calculado por el EM usando el factor de control inherente y los factores de reducción de todas las tecnologías de control de emisiones encadenadas al proceso.

$$af = 1 - [(1 - ic) * (1 - af1) * (1 - af2) * (1 - af3)]$$

donde

- af - factor de reducción de emisión
- afn - factor de reducción para la n-esima tecnología de control,
- ic - control inherente

Gas limpio

La concentración de emisiones de gases limpios (después de pasar por todas las tecnologías de control de emisiones), se calcula de la siguiente manera:

concentración gas limpio = concentración de gas crudo * (1 - factor de reducción)

Usando los diferentes procesos se pueden calcular las emisiones horarias, al año y el factor de emisión:

Emisión horaria = (volumen de gas quemado/hora) * (concentración de gas limpio)

Emisión anual = emisión horaria * tiempo de operación anual

Factor de emisión = emisión horaria / consumo de combustible por hora

Costos

Los costos de inversión son calculados multiplicando los costos específicos de inversión de los procesos y la capacidad actual. Si las tecnologías de control de emisiones son encadenadas a los procesos, el costo de inversión se incrementa, basado en la capacidad térmica de los procesos de combustión; la capacidad térmica se calcula dividiendo la capacidad de salida por la eficiencia.

Los costos de inversión del sistema de transporte son calculados multiplicando los costos específicos y la distancia de transporte del proceso.

Los costos fijos anuales son calculados multiplicando el valor específico y la capacidad actual. Los costos para tecnología de control de emisiones se suman basados en los costos específicos de las tecnologías y la tasa de gas quemado. Los costos anuales fijos para el sistema de transporte se calculan multiplicando el costo específico y la distancia del transporte.

Los costos variables de los no-combustibles son calculados multiplicando el valor específico, la capacidad y el número de horas operadas al año. Los costos para tecnologías de control de emisiones se adicionan basados en los costos específicos y el consumo anual de combustible.

Los costos de combustibles se calculan multiplicando el consumo anual y el costo específico los cuales son derivados de la base de datos para combustibles o especificados por el usuario.

Escalamiento de costos

Los cálculos anteriores dan los costos para el primer año (caso base); para cada año siguiente, se puede presentar incrementos en los costos (escalamiento de costos). Las tasas de escalamiento para costos fijos y variables son definidas en la tarjeta de costos de los procesos.

No hay factores de escalamiento para costos de inversión.

El costo marginal a largo plazo (LRMC) es definido como la suma de costos en todos los años descontados al primero dividido por la suma de energía despachada descontada al primer año.

$$\text{LRMC} = \text{Sum} (c_i * dr_i) / \text{Sum} (e_i * dr_i)$$

$i = 1, 2, 3, \dots$ A número de años de operación,
 c_i costo en el año i ,
 e_i cantidad de energía generada en el año i ,
 dr_i tasa de descuento para el año i .

La tasa de descuento para el año i se calcula de la siguiente manera:

$$dr_i = 1 / (1 + n)^i$$

donde n es la tasa de interés.

3. CASO BASE, SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

Para el caso colombiano se analizó solamente el sector eléctrico ya que este sector presenta la información disponible necesaria para introducir al EM. El caso base se tomo con datos del año 1996.

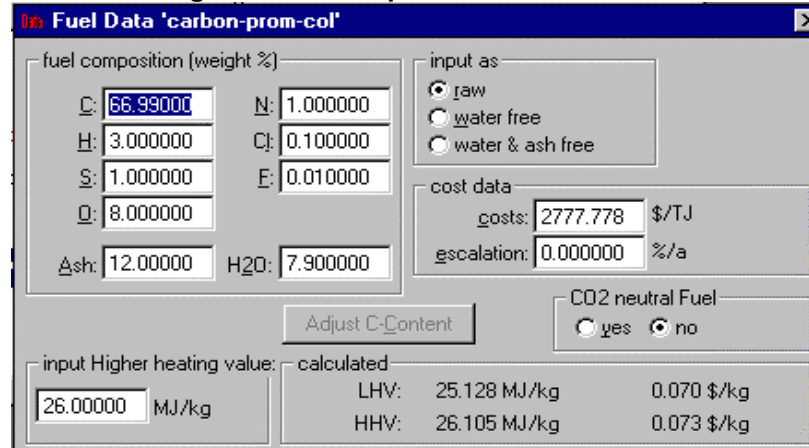
Productos

A continuación se presentan los energéticos primarios (carbón, gas, crudos pesados) que participan en la obtención de energía eléctrica, con sus respectivas composiciones de elementos (carbono, hidrógeno, azufre, etc.).

- **Carbón**

Se tomo un promedio de los carbones más representativos existentes en Colombia (Cerrejón, Antioquia, cundi-boyacence) para obtener los siguientes datos y composiciones.

Figura 1. Carbón promedio colombiano



Fuel Data 'carbon-prom-col'

fuel composition (weight %)

C:	66.99000	N:	1.00000
H:	3.00000	Cl:	0.10000
S:	1.00000	E:	0.01000
O:	8.00000		
Ash:	12.00000	H ₂ O:	7.90000

input as:

raw
 water free
 water & ash free

cost data:

costs: 2777.778 \$/TJ
 escalation: 0.00000 %/a

CO₂ neutral Fuel: yes no

input Higher heating value: calculated

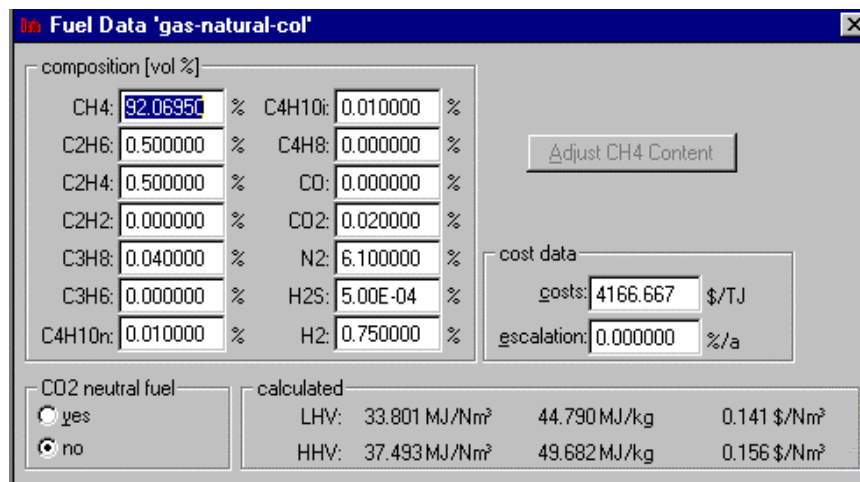
26.00000 MJ/kg

LHV:	25.128 MJ/kg	0.070 \$/kg
HHV:	26.105 MJ/kg	0.073 \$/kg

- **Gas**

El gas no varía drásticamente su composición en las distintas zonas de extracción, por lo tanto, sus características son similares en todo el territorio.

Figura 2. Composición gas natural colombiano



Fuel Data 'gas-natural-col'

composition [vol %]

CH ₄ :	92.06950 %	C ₄ H ₁₀ :	0.010000 %
C ₂ H ₆ :	0.500000 %	C ₄ H ₈ :	0.000000 %
C ₂ H ₄ :	0.500000 %	CO:	0.000000 %
C ₂ H ₂ :	0.000000 %	CO ₂ :	0.020000 %
C ₃ H ₈ :	0.040000 %	N ₂ :	6.100000 %
C ₃ H ₆ :	0.000000 %	H ₂ S:	5.00E-04 %
C ₄ H ₁₀ :	0.010000 %	H ₂ :	0.750000 %

Adjust CH₄ Content

cost data:

costs: 4166.667 \$/TJ
 escalation: 0.00000 %/a

CO₂ neutral fuel: yes no

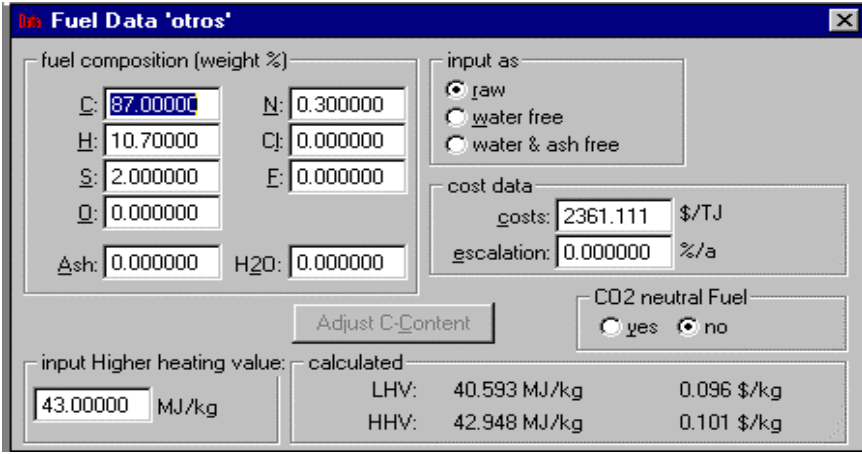
calculated

LHV:	33.801 MJ/Nm ³	44.790 MJ/kg	0.141 \$/Nm ³
HHV:	37.493 MJ/Nm ³	49.682 MJ/kg	0.156 \$/Nm ³

- **Otros**

Aquí se tienen en cuenta los crudos pesados, el diesel, etc., que por no tener una participación muy fuerte en el sector se agregan en un solo ítem.

Figura 3. Composición de otros combustibles



Fuel Data 'otros'

fuel composition (weight %)

C:	87.00000	N:	0.300000
H:	10.70000	Cl:	0.000000
S:	2.000000	E:	0.000000
O:	0.000000		
Ash:	0.000000	H ₂ O:	0.000000

input as:

raw
 water free
 water & ash free

cost data

costs: 2361.111 \$/TJ
 escalation: 0.000000 %/a

Adjust C-Content

input Higher heating value: 43.00000 MJ/kg

calculated

LHV:	40.593 MJ/kg	0.096 \$/kg
HHV:	42.948 MJ/kg	0.101 \$/kg

CO2 neutral Fuel

yes no

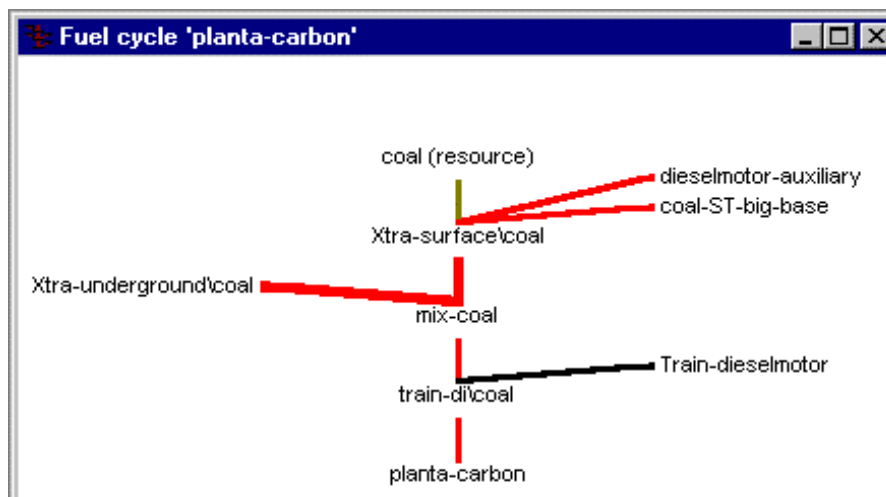
PROCESOS

Se tienen en cuenta los procesos de conversión de energía y todos los demás procesos relacionados como la extracción y el transporte.

A continuación, para cada una de las plantas, se presenta el diagrama unifilar desde la extracción hasta su conversión, incluyendo el transporte y el tipo de extracción.

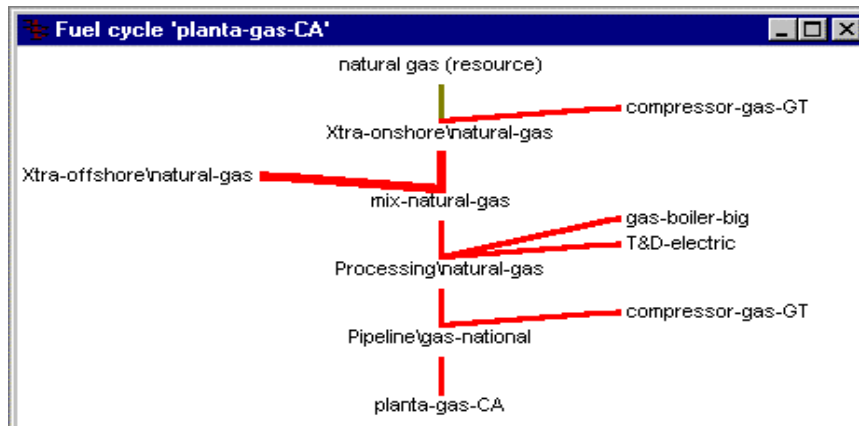
- **Planta de carbón**

Figura 4. Diagrama unifilar para la planta de carbón



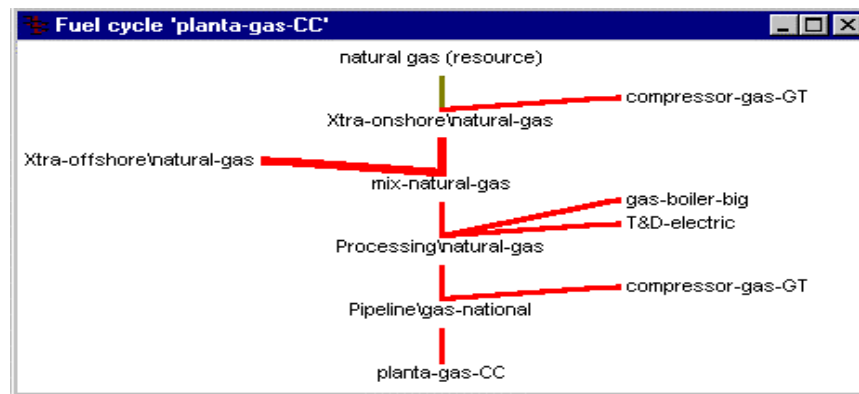
- **Planta de gas CA**

Figura 5. Diagrama unifilar para la planta de gas CA



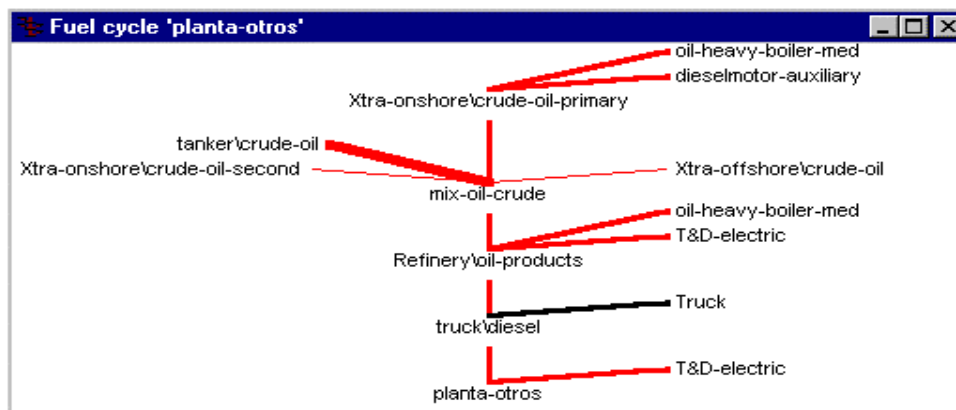
- **Planta de gas CC**

Figura 6. Diagrama unifilar para la planta de gas CC



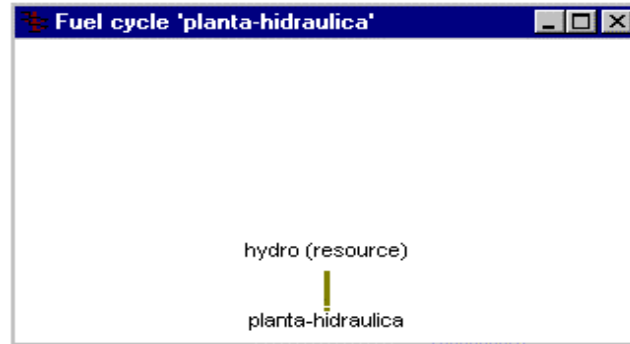
- **Planta otros**

Figura 7. Diagrama unifilar para la planta de otros combustibles



- **Plantas hidro**

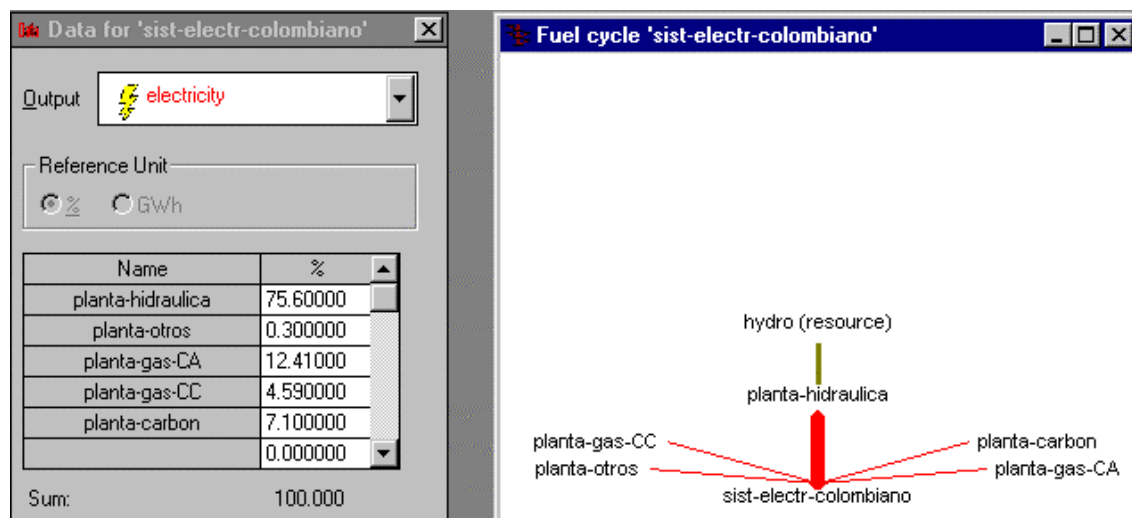
Figura 8. Diagrama unifilar para la planta hidráulica



- **Sistema eléctrico colombiano**

Se presenta a continuación la composición porcentual de cada uno de los elementos que lo conforman con el respectivo diagrama unifilar.

Figura 9. Composición porcentual de plantas y diagrama unifilar para el sistema eléctrico colombiano



ESCENARIOS Y RESULTADOS

La potencia instalada y la demanda para 1996 (caso base) es la siguiente:

- Potencia : 10601 MW

- Energía : 42592 GWh

Los gases que se tuvieron en cuenta para el estudio son el CO₂ y el NO_x ya que estos son en los que el sector eléctrico participa de manera importante (su contribución con otras emisiones es relativamente baja con relación a los otros sectores).

A continuación, en la Tabla 1, se presentan los resultados de las emisiones desde 1996 hasta el 2010. Las demandas de energía y potencia usadas para cada periodo son las proyectadas por la UPME.

Tabla 1. Resultados de emisiones obtenidos con el modelo EM

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Emisiones (Mt)	
			CO ₂	NO _x
1996	42592	10601	6.129	24097
1998	44980	7701	7.219	24909
2000	47779	8108	10.12	35040
2002	52105	8805	10.19	41595
2004	57648	9720	13.93	49023
2006	63474	10654	18.82	65952
2008	69559	11590	26.84	93867
2010	75513	12500	33.46	117100

La Figura 10 y la Figura 11, presentan las emisiones de CO₂ y de NO_x respectivamente, estimadas por el modelo EM (M. EM) contra las dadas por el modelo ENPEP (M. ENPEP) para el caso base (1996) y las emisiones proyectadas para el largo plazo (hasta el año 2010).

Figura 10. Emisiones de CO₂ (Mt)

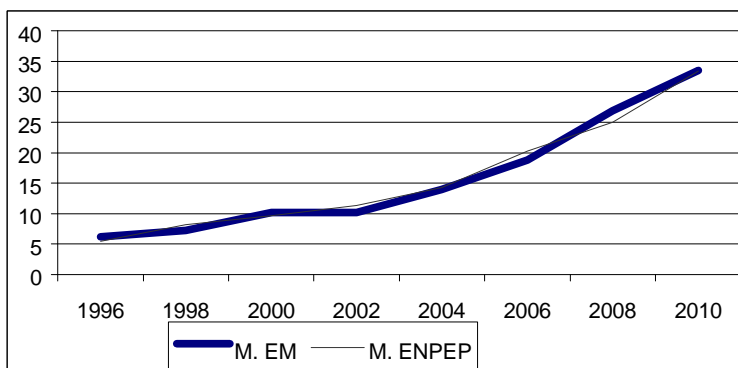
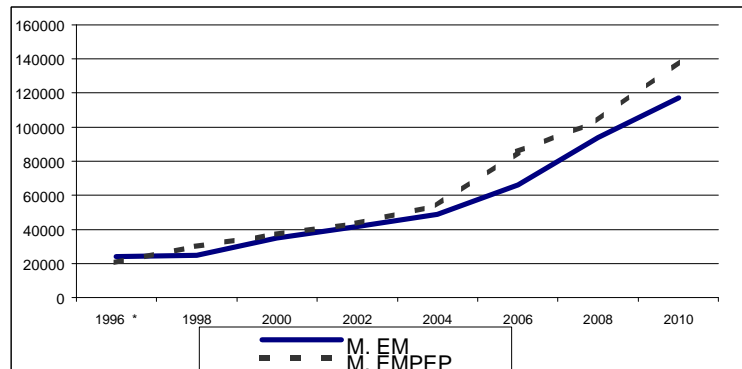


Figura 11. Emisiones de NOx (t)



El EM fue desarrollado por GTZ con el soporte científico de Oeko-Institut, y financiado por el Gobierno Alemán dentro del marco de un proyecto multilateral, coordinado por el banco mundial y cofinanciado por un grupo de bancos e instituciones de desarrollo.

El modelo EM fue desarrollado por:
 Lothar Rausch Tilman C. Herberg
 Uwe R. Fritsche Albrecht Kaupp

Con contribuciones de:
 Betty Gebers, Joseph Gilling, Wolfgang Jenseit, Felix C. Matthes, Ingo Puhl,
 Gunther Schramm, Karl-Heinz Simon, Stratos Tavoulareas

quoted from EM, © GTZ + OEKO-Institut , 1995-1998