

---

# Revista Energética

---

# Energy Magazine

Año 19  
número 3  
sep.-dic. 1995

Year 19  
number 3  
Sept.-Dec. 1995



*Tema: Desarrollo Energético y Protección  
Ambiental*

*Topic: Energy Development and Environmental  
Protection*



## REVISTA ENERGETICA

## ENERGY MAGAZINE

La Revista Energética es publicada cuatrimestralmente por la Secretaría Permanente de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), bajo la supervisión de su Consejo Editorial. Los artículos firmados son de responsabilidad exclusiva de sus autores y no expresan necesariamente la posición oficial de la Organización o de sus Países Miembros.

OLADE permite la reproducción parcial o total de estos artículos, como de sus ilustraciones, a condición de que se mencione la fuente. Artículos, comentarios y correspondencia para la Revista Energética deben ser enviados a la Secretaría Permanente de OLADE.

The Energy Magazine is published every four months by the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization (OLADE), under the supervision of the Secretariat's Editorial Board. The signed articles are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the official position of the Organization or its member countries.

To reproduce the present articles in part or in full, as well as illustrations, the source must be quoted. Any articles, remarks, or correspondence regarding the Energy Magazine should be addressed to the Permanent Secretariat of OLADE.

### CONSEJO EDITORIAL/EDITORIAL BOARD

Francisco J. Gutiérrez/Ignacio Pichardo  
Nitzia de Villareal/Alirio Parra  
Yamira Flores Jordán/Gustavo Martínez



Organización Latinoamericana de Energía  
Latin American Energy Organization

Edificio OLADE, Avda. Occidental, Sector San Carlos  
Casilla 17-11-6413, Quito, Ecuador  
Teléfonos: (593-2) 598280/539676; Fax: (593-2) 539684  
Télex: 2-2728 OLADE ED  
E-mail: olade1@olade.org.ec  
ISBN 0254-845

## CONTENIDO CONTENTS

- 2 Nota del Consejo Editorial  
Note from the Editorial Board
- 5 Metodología para Estimar los Costos Ambientales de la Generación Termoeléctrica con Carbón Mineral
- 13 Methodology for Assessing the Environmental Costs of Coal-Fired Power Generation
- 21 Proyectos Eléctricos y Medio Humano: El Reto de la Viabilidad Social
- 41 Electric Power Projects and the Human Environment: The Challenge of Social Viability
- 61 Aspectos Sociales y Culturales de los Impactos Ambientales Causados por los Desarrollos Energéticos
- 63 Social and Cultural Aspects of the Environmental Impacts Stemming from Energy Developments
- 65 Experiencias de Petróleos Mexicanos en la Recuperación de Hidrocarburos en el Medio Marino
- 71 Oil Recovery Experiences of Petróleos Mexicanos In a Marine Environment
- 77 Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames Masivos de Hidrocarburos en Aguas de Petróleos de Venezuela y sus Empresas Filiales
- 83 National Contingency Plan Against Massive Oil Spills in Bodies of Water of Petróleos de Venezuela and Its Subsidiaries

## Nota del Consejo Editorial

La presente edición de la *Revista Energética* está dedicada al tema del desarrollo energético y la protección ambiental en América Latina y El Caribe.

Este número está conformado por cinco artículos cuyo objetivo fundamental está orientado a contribuir, mediante el análisis teórico y la difusión de experiencias concretas, al impulso de un desarrollo económico y social sustentable en los países de la Región.

Los autores de los artículos incluidos en esta edición son: Rafael Schechtman, de Brasil; Luis Carlos Villegas y Sergio Iván Carmona, de Colombia; Alexandra Sáenz Faerrón, de Costa Rica; Gerardo Mosquera, de México; y Alexis Rojas, de Venezuela.

## Note from the Editorial Board

The present issue of the *Energy Magazine* focuses on energy development and environmental protection in Latin America and the Caribbean.

This edition is comprised of five articles essentially aimed at contributing to efforts to promote sustainable social and economic development in the Region's countries by providing theoretical analyses and disseminating the description of concrete experiences.

The authors of the articles for this issue are: Rafael Schechtman, of Brazil; Luis Carlos Villegas and Sergio Iván Carmona, of Colombia; Alexandra Sáenz-Faerron, of Costa Rica; Gerardo Mosquera, of Mexico; and Alexis Rojas, of Venezuela.

# Presentación

**E**l establecimiento de un diálogo amplio y franco sobre los problemas del desarrollo y del medio ambiente constituye una necesidad primordial para América Latina y El Caribe, a fin de impulsar la construcción de un desarrollo económico y social sustentable que permita a la Región mejorar las actuales condiciones de vida de su población.

Por ello, el planteamiento apropiado del problema ambiental de los países de América Latina y El Caribe dentro del escenario mundial, así como de sus soluciones, tiene especial importancia y su inclusión en las estrategias del desarrollo regional es de impostergable urgencia.

Dentro de este contexto y tomando en consideración la necesidad de vincular los esfuerzos de protección ambiental con el desarrollo energético de la Región, la Secretaría Permanente de OLADE, con el auspicio y colaboración del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, la Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL) y Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), realizó en Bogotá, Colombia, del 28 al 30 de noviembre de 1995, el Seminario Global de Energía y Ambiente, en el que participaron destacados expertos en el tema provenientes de Europa y América Latina.

Con una selección representativa de las valiosas conferencias sustentadas en este Seminario, la Organización Latinoamericana de Energía se complace en ofrecer el presente número a los lectores de la *Revista Energética* como un aporte al análisis de este trascendental tema.

**FRANCISCO J. GUTIÉRREZ**  
Secretario Ejecutivo

---

# Presentation

**A**n open and frank dialogue on development and environmental problems is imperative for Latin America and the Caribbean in order to ensure the consolidation of a sustainable economic and social development that will enable the Region to improve the current living conditions of its population.

Because of this, an adequate formulation of the environmental problems of Latin American and Caribbean countries within a world context, as well as the solutions to these problems, is of the utmost importance, and their incorporation into the Region's development strategies can no longer be postponed.

As part of this context and keeping in mind the need to link environmental protection efforts to the Region's energy development, the Permanent Secretariat of OLADE, with the sponsorship and collaboration of the United Nations Environment Programme (UNEP), the Ministry of Mines and Energy of Colombia, the Colombian Oil Company (ECOPETROL), and the Venezuelan Oil Company (PDVSA), organized the Global Seminar on Energy and the Environment, which was held in Bogotá, Colombia, on November 28-30, 1995, with the participation of prominent European and Latin American experts in this area.

The Latin American Energy Organization is therefore pleased to provide the readers of its Energy Magazine a representative sample of the interesting papers and lectures that were given at this Seminar as a further contribution to the study of this highly important topic.

**FRANCISCO J. GUTIÉRREZ**  
**Executive Secretary**

# Metodología para Estimar los Costos Ambientales de la Generación Termoeléctrica con Carbón Mineral

Rafael Schechtman\*

## RESUMEN

Los costos ambientales que resultan de la producción de electricidad representan uno de los principales costos externos. En el caso de las centrales termoeléctricas, los costos asociados a los impactos en la salud de la población, propiedad y medio ambiente natural son particularmente importantes. Por tanto, la determinación de estos costos y su incorporación al costo de generación, por lo menos para la selección de alternativas de generación eléctrica, es fundamental, para que las futuras decisiones con respecto a la expansión del parque generador brasileño tenga como base la minimización de los costos del costo total de las alternativas, incluyendo los costos convencionales y los ambientales.

En este artículo técnico se describe una metodología para estimar los costos ambientales que provienen de las emisiones aéreas de las centrales termoeléctricas. La metodología abarca modelos de dispersión atmosférica de los efluentes aéreos para calcular las concentraciones anuales de contaminantes al nivel del suelo y las relaciones dosis-respuesta

para relacionar esas concentraciones con los daños a la salud, la propiedad y el medio ambiente natural.

Todavía se discuten la validez y limitaciones de los modelos, técnicas y coeficientes utilizados en la cuantificación de los costos ambientales y las potenciales dificultades en su aplicación, para el caso de las centrales termoeléctricas brasileñas, en la ausencia de los datos necesarios.

## 1. INTRODUCCIÓN

La penetración de las centrales termoeléctricas en la oferta de generación en el Brasil dependerá, en gran parte, de las condiciones ambientales en la planificación del sector eléctrico, especialmente aquellas que afectan el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de la región amazónica.

De acuerdo con el Plan 2015 (ELETROBRAS, 1993), esas condiciones podrán generar tres diferentes escenarios de oferta relacionados con el aprovechamiento hidroeléctrico de la región: i) una alternativa de refe-

\* Grupo de Estudios de Impactos Ambientales, Centro de Tecnología, Programa de Planificación Energética, COPPE/UFRJ, Brasil

rencia, con reducidas restricciones al aprovechamiento de la región; ii) una alternativa de atraso de cinco años en el aprovechamiento del potencial; y iii) una alternativa de prohibición en la Amazonía, contemplando la prohibición total del potencial de la región. El Cuadro 1 representa la capacidad de las centrales termoeléctricas prevista por el Plan 2015 para las dos alternativas extremas, i) y iii), para el caso del Escenario Macroeconómico II antes visto por el Plan. El Cuadro 1 muestra el número de centrales que deberán ser instalados en el caso de las dos alternativas, suponiendo un tamaño promedio de 350 MW para cada central.

Conforme se indica en el Cuadro 1, en el caso de la alternativa prohibición en la Amazonía, a partir del quinquenio 2005, se inicia un acelerado programa de instalación de termoeléctricas en el país, culminando con la operación de cerca de 190 centrales en 2025. Para el caso de la alternativa menos restringida, este inicio se daría solamente a partir del

quinquenio 2020, llevando a la operación de 95 unidades en 2025. Consecuentemente, la concretización de cualquiera de las alternativas, o de una intermedia, requerirá, como en otros países con un parque termoeléctrico importante, la discusión de los costos ambientales implicados por esta tecnología de generación.

## 2. CONCEPTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS AMBIENTALES

Los costos ambientales, o de degradación ambiental, de la producción de electricidad representan uno de sus principales costos externos, o costos de externalidades negativas. Por externalidades se entienden los impactos negativos traídos por una tecnología de generación cuyos costos no son incorporados al precio de la electricidad y, consecuentemente, no son cargados al consumidor, siendo solventados por terceros o por la sociedad en su conjunto. Las externalidades abarcan otros impactos, tales como los sociales, políticos, macroeconómicos, etc., que no son tratados

aquí, ya que el presente artículo se limita a estudiar los costos de los impactos sobre la salud humana, la propiedad y el medio ambiente natural.

Las externalidades provienen de imperfecciones de mercado, por las cuales las empresas contaminantes, en su análisis de factibilidad, atribuyen un valor reducido, si no nulo, a los recursos ambientales. Entretanto, además de servir de destino final a la contaminación, el medio ambiente ofrece múltiples servicios, incluyendo la sustentación de la vida humana, recreación, valor estético, etc. Todos estos servicios poseen un valor económico, una vez que los individuos están dispuestos a pagar para tener mayor acceso a ellos o para evitar la reducción de su cantidad o calidad (Lave y Silverman, 1976).

A pesar de ese valor económico intrínseco, por ser de dominio público, gran parte de estos recursos no son transados. Esta falta de propiedad lleva entonces a la percepción general de que el precio es nulo para el uso privado como receptor de residuos de empresas, municipalidades o de individuos. Para el agente contaminante, en vista de que el precio del servicio proporcionado por el medio ambiente es reducido, se ampliará su uso hasta que el costo marginal de la eliminación de los desechos sea cero, aunque para otros individuos el valor marginal de los otros servicios de medio ambiente sea significativo.

Una solución de equilibrio para el conflicto económico entre los usos privados y públicos del medio ambiente exige, por tanto, una mediación que, en general, ocurre a través de la interferencia gubernamental, contemplando el establecimiento

**Cuadro 1. Evolución de Capacidad de Centrales Termoeléctricas Brasileñas**

Alternativa	Año					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
<b>Referencia:</b>						
Potencia Instalada (GW)	6,5	6,5	6,5	6,5	13,3	33,2
No. de unidades (*)	19	19	19	19	38	95
<b>Prohib. de Amazonia:</b>						
Potencia Instalada (GW)	6,8	7,4	9,0	21,8	42,3	66,6
No. de unidades (*)	19	21	26	62	121	190

Fuente: Escenario II, Plan 2015 (ELETROBRAS, 1993).  
\* Considerando centrales termoeléctricas de 350 MW

de políticas que regulen el uso privado del medio ambiente. En los Estados Unidos y en Europa, algunas de estas políticas ya son aplicadas, como por ejemplo, a través del establecimiento de límites para emisiones contaminantes basados en criterios económicos o la emisión de bonos negociables de permiso para contaminar. Además, se están considerando otros enfoques, tales como la aplicación de impuestos directos sobre las emisiones.

El objetivo final de esas políticas busca incorporar los costos ambientales para poder lograr un nivel social óptimo para el uso eficiente de los recursos ambientales. Según la teoría del bienestar económico (ver Fisher, 1992), en este nivel óptimo, el beneficio marginal de emisión de contaminantes para cada agente que contamina debe ser igual a la suma de los costos marginales que la contaminación incurre a los individuos. Interpretado de otra forma, el costo marginal de control de emisiones debe ser igual para todos los agentes contaminantes y, simultáneamente, igual a la suma de los beneficios marginales para todos los individuos derivados de la reducción de la contaminación.

La Figura 1 ilustra este concepto. En esta figura, el eje horizontal representa el nivel de contaminación y el vertical una unidad monetaria para los costos. Las curvas CA y CC se refieren, respectivamente, al costo ambiental para la sociedad que proviene de la degradación del medio ambiente y al costo social del control de emisiones, en función del nivel de contaminación. Cada nivel de contaminación está relacionado con un costo social total, CT, suma

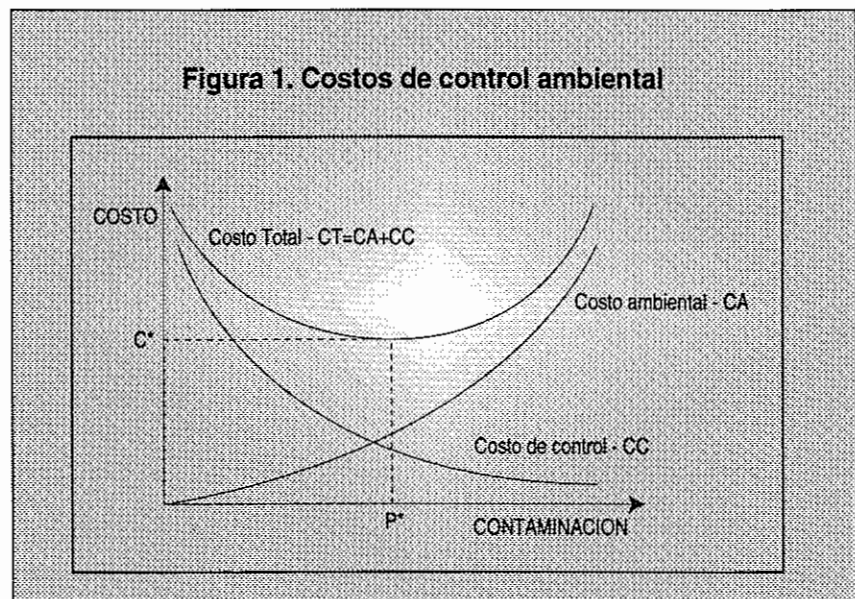
de CA y CC. Luego, una política para minimizar el costo total implica minimizar la suma de los costos CA y CC, lo que ocurre para un nivel de contaminación  $P^*$ , a un costo  $C^*$ . Se demuestra matemáticamente que, en este punto, las derivadas de CA y CC son iguales en magnitud y tienen signos opuestos. Como se muestra también en la Figura 1, el objetivo de minimización del costo social admite que, en el punto óptimo, habrá algún nivel de contaminación con su costo de degradación asociado.

La determinación de este nivel óptimo de contaminación requiere el conocimiento de funciones de costo de control y de costo de degradación ambiental. La función de costo de control, a pesar de presentar dificultades prácticas en su determinación, puede ser basada en los costos de equipos y medidas de control de emisiones o de la mitigación de los impactos ambientales. Esta determinación es objetiva y depende de la estimación del costo del stock de tecnologías y de medidas disponibles.

La determinación de función de costo de degradación, a su vez, involucra la valoración de bienes y servicios de uso público, no siempre transados en el mercado. Para esos bienes, la función refleja la percepción de la sociedad sobre los beneficios proporcionados por el medio ambiente o el valor máximo que los particulares están dispuestos a pagar para utilizar el medio ambiente o el valor mínimo aceptado por ellos como compensación por la pérdida de ese usufructo. Obviamente, esos valores son bastante subjetivos y varían de un individuo a otro y de una sociedad a otra.

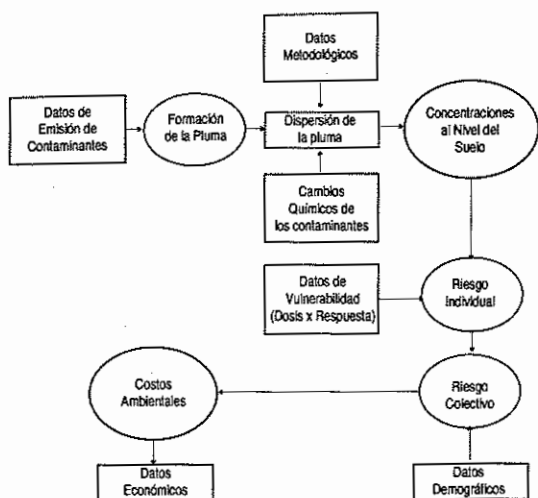
En los países más ricos, por ejemplo, donde hay disponibilidad de tecnologías de control y un nivel de vida que asegura que se satisfacen plenamente las necesidades básicas del individuo, la disposición de pagar por los beneficios del medio ambiente es ciertamente mayor que en los países más pobres, donde las tecnologías de control son escasas y caras, y

Figura 1. Costos de control ambiental





**Figura 2. Metodología para la determinación de costos ambientales**



las condiciones de vida son más precarias.

Otro punto importante es que el costo marginal de degradación crece a medida que aumenta el nivel de degradación del medio ambiente. Una mejora en las condiciones de un ambiente degradado, en general, trae mayores beneficios que un ambiente con un nivel menor de degradación.

Esos son factores relevantes a ser considerados en el establecimiento de políticas ambientales. Políticas muy restringidas, que incurren costos de control superiores al valor de los beneficios generados, ciertamente resultan en una asignación ineficiente de los recursos económicos de la sociedad.

Por lo tanto, solamente se puede asegurar una formulación correcta de políticas ambientales con base en una determinación del costo de degradación ambiental concebido por la so-

ciudad. Una amplia gama de métodos ha sido empleada para este propósito. Algunos utilizan mediciones cualitativas y otros están basados en la monetarización de los costos. Estos últimos, a pesar de ser complejos y controvertidos, han tenido una utilización creciente, ya sea porque permiten el establecimiento de mecanismos económicos de control de contaminación o de niveles máximos para las emisiones relacionadas con los costos de las tecnologías existentes, o porque resultan en una medida que es común a los costos internos convencionales de generación eléctrica, posibilitando una comparación directa entre los costos globales (internos más ambientales) de diferentes alternativas de generación.

### 3. METODOLOGÍA PARA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS AMBIENTALES

Este artículo propone una metodología basada en métodos de aná-

lisis de probabilidad estadística de riesgos, ya consagrados en estudios de los impactos negativos potenciales de plantas nucleares y de plantas químicas y petroquímicas, para estimar los costos ambientales de las emisiones aéreas de centrales termoeléctricas. La metodología engloba: modelos de dispersión atmosférica de los efluentes aéreos emitidos, para calcular las concentraciones medias anuales de contaminantes a nivel del suelo; modelos basados en relaciones dosis-respuesta, para relacionar las concentraciones medias anuales a los daños ambientales; y las técnicas para la estimación económica de los daños. Las diversas etapas que componen esa metodología y las informaciones requeridas en cada una de ellas se encuentran ilustradas en la Figura 2 y son descritas a continuación.

#### 3.1 Caracterización de las Emisiones

La primera etapa de la metodología contempla la caracterización de emisiones aéreas de la central, identificando las sustancias nocivas emitidas y cuantificando sus tasas de emisión. Esas emisiones son determinadas a partir del conocimiento del régimen operacional de la central, de la composición de combustible y la capacidad de retención de equipos de control de la central.

#### 3.2 Determinación de Dispersión de Contaminantes

Por medio de modelos de dispersión atmosférica, se determinan la dispersión de contaminantes después de su entrada en la atmósfera y la distribución en el espacio y en el tiempo de las concentraciones al nivel del suelo.

Para una emisión que pueda ser considerada continua, la concentración instantánea al nivel del suelo, a una distancia  $x$  de la fuente emisora puede ser calculada mediante la ecuación 1 (Gifford, 1968):

$$C(x, y, z=0) = \frac{10^6 Q}{2\pi x u \sigma_y \sigma_z} \exp\left[-1/2(H/\sigma_z)^2 - 1/2(y/\sigma_y)^2\right]$$

donde:

$C$ = concentración a nivel del suelo,  $\mu\text{g}/\text{m}^3$

$Q$ = tasa de liberación de contaminantes,  $\text{kg}/\text{s}$

$H$ =altura efectiva de liberación de contaminantes,  $\text{m}$

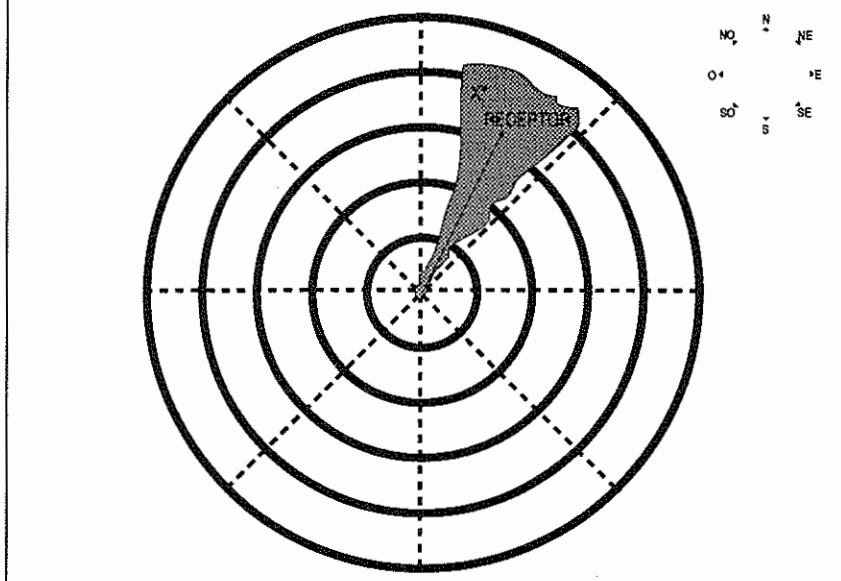
$u$ = Velocidad del viento,  $\text{m}/\text{s}$

$\sigma_y, \sigma_z$ = desviaciones estándares de la distribución Gaussiana en las direcciones transversal al viento ( $y$ ) y vertical ( $z$ ),  $\text{m}$ .

La ecuación 1 es válida para emisiones continuas de larga duración y para terreno plano, de forma que la distribución de contaminantes puede ser considerada como una pluma Gaussiana. Para la determinación de impactos ambientales, el mayor interés reside en el cálculo de la concentración media anual a nivel del suelo, para cada contaminante y en cada punto del espacio. Se determina esa concentración tomando en cuenta las concentraciones instantáneas para el período de un año, a través de la integración de la ecuación 1 para todas las velocidades de viento,  $u$ , y las desviaciones estándares  $\sigma_y$  y  $\sigma_z$ , que ocurren a lo largo de este tiempo. Esa integración es bastante compleja y para entenderla, se puede adoptar una integración numérica aproximada, basada en una discretización espacial de la región alrededor de la central, como se muestra en la Figura 3.

Esa integración numérica resulta en la siguiente expresión, ecuación 2:

Figura 3. Esquema de discretización espacial utilizado en el cálculo de la concentración anual media



$$\bar{C}_{\text{anual}}(x^*, i) = \sum_{i=1}^n f_i(u) \left[ \sum_{j=1}^n g_j(\sigma_y, \sigma_z) \left( \frac{n}{2\pi x} \int_{-n}^n C(x, y, 0) dy \right) \right]$$

donde

$\bar{C}_{\text{anual}}(x^*, i)$  = concentración media anual, a nivel del suelo, en un sólo bloque de la matriz espacial distante  $x^*$  de la fuente emisora, localizado en el sector  $i$  de la rosa de los vientos ( $i = N, NE, E, SE, \text{etc.}$ ),  $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{-año}$ .

$f_i(u)$  = distribución anual del viento según dirección  $i$ .

$g_j(\sigma_y, \sigma_z)$  = distribución anual de las desviaciones estándares  $\sigma_y, \sigma_z$  según la dirección  $i$ .

$n$  = número de divisiones de la rosa de los vientos

$$y_1 = x \sin(2\pi/n)$$

En general, la determinación de la concentración media abarca un radio de cerca de 150 km, donde los efectos de contaminación a nivel del suelo

son más relevantes. A partir de esta distancia, la incorporación de los contaminantes en las nubes pasa a ser dominante, siendo más importante los impactos transfronterizos, tales como lluvia ácida.

### 3.3 Determinación del Riesgo Incremental Individual

A partir de las concentraciones anuales medidas y de los datos de vulnerabilidad que relacionan las concentraciones con sus potenciales daños a la salud humana (muertes y enfermedad), a la propiedad (estructuras, construcciones, plantaciones, etc.) y al medio ambiente natural, se puede determinar el incremento de riesgo de daños producidos por los contaminantes. Esos datos de vulnerabilidad generalmente emplean relaciones dosis-respuesta (DR).

Las relaciones dosis-respuesta son obtenidas de estudios toxicológicos

cos que relacionan cuantitativamente la dosis con los efectos causados por agentes químicos. Se adopta el principio de que existe una relación causal entre el grado de exposición (dosis) a un agente y la existencia de un mecanismo capaz de causar un efecto (respuesta).

Además de considerar que existe una relación entre la concentración del contaminante y sus efectos nocivos, la utilización de coeficientes dosis-respuesta agrega las siguientes hipótesis adicionales: no existe límite por debajo del cual no hay efectos; no

existen efectos sinérgicos de los diversos tipos de contaminantes; y los efectos de los contaminantes son acumulativos.

Ejemplos de coeficientes dosis-respuesta para contaminantes típicos de centrales termoeléctricas se ilustran en el Cuadro 2 para daños en la salud y en el Cuadro 3 para la pérdida de productividad de algunos cultivos agrícolas.

El riesgo incremental de daño es entonces calculado como:

$$\Delta r_j(x^*, i) = C(x^*, i)DR_j(C(x^*, i))$$

donde:

$\Delta r_j(x^*, i)$  = riesgo incremental individual al daño j, en el punto  $x^*$ , del sector i.

$DR_j(C(x^*, i))$  = coeficiente dosis-respuesta del efecto j, para una concentración del contaminante  $C(x^*, i)$ .

### 3.4 Determinación de Riesgo Incremental Total

El crecimiento del riesgo total o colectivo, en cada bloque de la matriz, es determinado por la suma del riesgo individual  $\Delta r_j(x^*, i)$ , por la población y bienes patrimoniales y ambientales contenidos en el bloque. Para eso, se utilizan datos demográficos y de inventarios de propiedades y bienes ambientales existentes en la región de interés. El riesgo incremental total,  $\Delta R_{jk}(x^*, i)$ , para cada localidad k de la región de interés, se calcula mediante la integración numérica de los riesgos individuales de los bloques de la matriz que corresponden a las localidades. O sea,

$$\Delta R_{jk} = \sum_i \sum_{x^*} \Delta r_j(x^*, i) pk(x^*, i)$$

donde  $pk(x^*, i)$  representa la población, bienes patrimoniales o ambientales existentes en el punto  $x^*$  del sector i.

### 3.5 Valoración de los costos ambientales

El costo de degradación asociado a cada tipo de daño causado por los contaminantes es obtenido multiplicando el incremento del riesgo colectivo de ocurrencia del daño por el valor económico atribuido a este incremento de riesgo.

**Cuadro 2. Coeficientes dosis-respuesta para efectos sobre la salud humana**

Efecto	Contaminante			
	SO <sub>2</sub>	SO <sub>4</sub>	Part.	O <sub>3</sub>
<b>Mortalidad</b>				
Rango de edad (años)				
18-44	1,5	15	3	6
45-64	6,0	60	3	6
>64	35,0	350	3	6
<b>Morbilidad</b>				
Bronquitis	100	1000	360	0
Sistema respiratorio inferior				
Tos	50	500	0	0
Resfriado	100	1000	0	0
Neumonía	90	900	0	0
Enfermedad aguda	13	500	0	0
	4	45	0	600

Fuentes: ECO NORTHWEST, 1987, ECO NORTHWEST, 1993

**Cuadro 3. Coeficientes dosis-respuesta para efectos sobre cultivos agrícolas (% de pérdida/ $\mu\text{g}/\text{m}^3\cdot\text{año}$ )**

Cultivo	Contaminante		
	SO <sub>2</sub>	SO <sub>4</sub>	O <sub>3</sub>
Maíz	0,005	0,005	0,050
Trigo	0,012	0,012	0,125
Avena	0,012	0,012	0,125
Cebada	0,012	0,012	0,125
Alfalfa	0,019	0,019	0,118
Papas	0,035	0,035	0,350

Fuente: ECO NORTHWEST, 1987.

En el caso de bienes y servicios que poseen valor de mercado (por ejemplo, productos agrícolas, estructuras metálicas, materiales de construcción), se puede estimar el costo de degradación directamente, multiplicando el riesgo incremental de pérdida de esos bienes y servicios por sus precios de mercado. Sin embargo, existen algunas críticas con relación a este procedimiento. Primero las imperfecciones del mercado pueden distorsionar los valores adoptados para esos bienes o servicios. Segundo, los valores de mercado no siempre consideran el valor de opción de un recurso ambiental, por ejemplo, la opción de preservar un recurso para su uso futuro, o su valor de existencia, o sea, la disposición de preservar un bien de modo que se pueda proyectar su uso en el futuro. Tercero, como este procedimiento se basa en resultados de modelos dosis-respuesta, no es capaz de considerar acciones de los agentes económicos para disminuir o mitigar los efectos negativos de la contaminación, por ejemplo el uso de los fertilizantes para compensar la pérdida de productividad o el tratamiento de estructuras y construcciones para prevenir su deterioro.

En el caso de bienes o servicios de uso público o que no posean valor transable, la valoración debe realizarse a través de técnicas de inferencia indirecta. Esas técnicas utilizan observaciones individuales de la contaminación para calcular indirectamente sus costos. Una de esas técnicas es la estimación indirecta a través de los mercados de recurrencia. Los mercados de recurrencia son aquellos que comercializan los bienes y servicios sustitutos o complementarios de los analizados. Ejemplos de estas técnicas de investigación inclu-

yen: técnicas hedonísticas o de preferencia revelada tales como el valor del salario y el de la propiedad; técnicas de investigación de opinión, que involucran técnicas psicométricas para estimar un bien o servicio no transable a través de investigaciones de la disposición de particulares de pagar por mantener un bien o servicio o asumir su pérdida (Fisher, 1982).

Una área de especial dificultad es la que se refiere a la valoración del riesgo incremental de muertes y enfermedades que provienen de la contaminación, debido a las implicaciones éticas y morales de este asunto. Es importante resaltar que no se trata de atribuir un valor monetario a estos riesgos, tales como el valor de una vida o la pérdida de salud de un individuo. Se trata realmente de estimar cuánto está la sociedad dispuesta a pagar por reducir el incremento de sus riesgos de muerte o enfermedad o para evitar el aumento de la incidencia de estos riesgos; por ejemplo, si la sociedad estuviese dispuesta a contribuir US\$10 por año, por habitante, en exámenes preventivos contra ataques cardíacos, el riesgo individual promedio de muerte por esta causa sería

1/100.000 por año (es decir, 1 de cada 100.000 habitantes muere por año debido a un ataque cardíaco), entonces el valor atribuido a la reducción de un riesgo incremental de 1/100.000 por año sería de US\$10 por año y por tanto la sociedad estaría dispuesta a pagar US\$10 millones (US\$ 10 ÷ 1/100.000) por vida estadística salva-da.

Con el fin de ilustrar, el Cuadro 4 presenta valores atribuidos a los riesgos incrementales de enfermedad y de muerte en estudios realizados para los Estados Unidos.

#### 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En los países desarrollados, con un importante parque termoeléctrico, como en los Estados Unidos y en algunos países de Europa, la determinación de los costos ambientales de centrales termoeléctricas y su internación se ha convertido en una práctica usual. Esta internación se efectúa mediante la combinación de diversos mecanismos en sus legislaciones ambientales: la fijación de impuestos cobrados a las concesionarias por la can-

**Cuadro 4. Valores de Incremento de riesgo de diferentes eventos de contaminación de aire**

Evento	(US\$/evento)
Muerte	$4,0 \times 10^6$
Neumonía	$4,5 \times 10^3$
Bronquitis	$4,5 \times 10^3$
Enfermedades del aparato respiratorio inferior	$4,5 \times 10^3$
Enfermedades agudas	$4,5 \times 10^3$

Fuentes: Ottinger, 1992 y ECO NORTHWEST, 1993.

tividad de contaminantes emitidos; la limitación de emisiones a través de la concesión de certificados de emisiones negociables entre concesionarias; y la aplicación de instrumentos regulatorios que requieren la instalación de sistemas de control de emisiones o el cambio de combustibles en función de los costos ambientales de termoeléctricas. Todos estos mecanismos tienen como objetivo alcanzar el nivel óptimo social, donde el valor marginal de los beneficios económicos de la emisión de los contaminantes es equivalente al costo marginal de contaminación para la sociedad. Se nota en estos países cada vez más, la aplicación de instrumentos de mercado para sustituir los antiguos instrumentos de coerción y control.

En el Brasil esta práctica aún no tiene vigencia, y la legislación ambiental sobre generación termoeléctrica utiliza básicamente instrumentos de coerción y control, a través del establecimiento de normas similares a los de los países desarrollados que lograrán elevados niveles de contaminación ambiental debido a la quema de combustibles fósiles. El uso de esos instrumentos sin el conocimiento del costo ambiental de las centrales puede llevar a una asignación ineficiente de recursos sociales, ya sea con costos de control inferiores a los costos ambientales de las centrales o la situación inversa.

El sector eléctrico, a su vez, realiza su planeación tomando en cuenta apenas los costos convencionales de las centrales, aún cuando considera en sus proyectos medidas de control o de mitigación de sus impactos ambientales. Esta práctica, también puede llevar a una asignación ineficiente de recursos, ya que el pro-

grama de expansión del sector resulta de una solución óptima que no incorpora los costos ambientales de alternativas de generación.

Es por tanto fundamental el desarrollo de metodologías para la estimación de costos ambientales de generación de electricidad, tanto para uso de los organismos reguladores en su perfeccionamiento de la legislación ambiental, como para el uso del sector eléctrico en la elaboración de planes de expansión del sistema de generación.

En el caso de Brasil, la aplicación de esas metodologías aún requieren superar ciertas brechas. Los modelos de dispersión atmosférica tienen su utilización ya consagrada a nivel mundial, produciendo resultados de relativa precisión. Su correcta aplicación, sin embargo, requiere la existencia de datos meteorológicos que, en el país, son recolectados solamente en algunas pocas localidades.

Otra área importante se refiere a los estudios toxicológicos para la determinación de relaciones dosis-respuesta de los contaminantes. La utilización de los resultados de los estudios de otros países presenta restricciones con respecto a su adecuación a las condiciones brasileñas, especialmente la salud de la población. La existencia de condiciones ya precarias provocadas, por ejemplo, por desnutrición o por otras condiciones sociales, pueden afectar sobremanera las relaciones adoptadas.

Finalmente, la determinación del valor de los bienes y servicios ambientales no transables, válidos para la sociedad brasileña, no es una tarea sencilla. Prácticamente no existen es-

tudios en el país que posibiliten estimar tanto la incidencia de los impactos ambientales como los gastos sociales para prevenirlos. En general estos datos existen solamente en países desarrollados, donde las decisiones se toman con base en un análisis de tipo riesgo x beneficio (por ejemplo, Estados Unidos, Reino Unido y Canadá).

## 5. BIBLIOGRAFIA

1. Eco Northwest, Estimative of Environmental Costs and Benefits for Five Generating Resources, 1986, EUA.
2. Eco Northwest, Generic Coal Study, Quantifications and Valuation of Environmental Impacts, 1987, EUA.
3. Eco Northwest, Economic Analysis of the Environmental Effects of the Coal-fired Electric Generator at Boardman Oregon, 1993, EUA.
4. ELETROBRAS, Plan 2015. Estudios Básicos, Proyectos 2 al 5, 1993.
5. Fisher, C.A. y Smith, V.K. Economic Evaluation of Energy's Environmental Cost with Special Reference to Air Pollution, *Annual Review of Energy*, 7:1-35, 1982, EUA.
6. Gifford Jr, F.A., "An Outline of Theories of Diffusion in the Lower Layers of the Atmosphere", Capítulo 3, *Meteorology and Atomic Energy*, 1968, Atomic Energy Commission, Report TID-24190, NTIS, junio de 1968, EUA.
7. Lave, L.B. y Silverman, L.P., "Economic Costs of Energy-Related Environmental Pollution", *Annual Energy Review*, 1:601-628, 1976, United States.
8. Ottinger, R.L., *Environmental Costs of Electricity*, Pace University Center for Environmental Legal Studies, Oceana Publications, 1991.

# Methodology for Assessing the Environmental Costs of Coal-Fired Power Generation

Rafael Schechtman\*

## SUMMARY

**E**nvironmental costs stemming from the production of electric power account for one of its main external costs. In the case of thermoelectric stations, the costs associated to health impacts on the population, property, and natural environment are especially significant. Therefore, the determination of these costs and their incorporation into the cost of generation, at least for the purpose of selecting power generation alternatives, is essential so that future decisions regarding the expansion of Brazilian power generation facilities can be based on cost-minimization of the total cost of the alternatives, including conventional and environmental costs.

The present technical article describes a methodology to estimate environmental costs stemming from atmospheric emissions of thermoelectric stations. The methodology includes models of atmospheric dispersion of effluent discharged into the air aimed at calculating the annual ground-level concentrations of pollutants, the dosage-response ratio relating these concentrations with

damage to health, property, and the natural environment.

The validity and limitations of the models, techniques, and coefficients used in the quantification of environmental costs and potential difficulties in their application in the case of Brazilian thermoelectric stations, when the necessary data are lacking, are still debatable.

## 1. INTRODUCTION

The incorporation of thermoelectric stations in Brazil's power generation supply mix will largely depend on environmental conditions in electric power planning, especially those that affect the tapping of the Amazon region's hydropower potential.

According to Plan 2015 (ELETROBRAS, 1993), these conditions could generate three different supply scenarios with respect to the region's hydropower development: i) a reference alternative, with slight constraints on developing the Amazon's hydro regime; ii) an alter-

\* Technology Center, Energy Planning Program, COPPE/UFRJ, Brazil

native with a five-year lag in developing this potential; and iii) an alternative involving prohibition in the Amazon region, which envisages totally forbidding tapping the Amazon's potential. Table 1 represents the capacity of thermoelectric stations forecast by the Plan 2015 for the two extreme alternatives, that is, i) and ii), for the Macroeconomic Scenario II previously provided for by the Plan. Table 1 also shows the number of stations that should be installed in the case of both alternatives, assuming 350 MW as the average size of each station.

As indicated in Table 1, the prohibition alternative in the Amazon region involves fast-tracking, as of the five-year period 2005, the installation of thermoelectric stations in the country, culminating with the operation of close to 190 stations by the year 2025. For the least restrictive alternative, this would only begin as of the five-year period 2020, leading to the operation of 95 units by the year 2025.

Therefore, the materialization of any one of these two alternatives or that of an intermediate option will require, as in other countries with many thermoelectric facilities, the discussion of environmental costs stemming from this power generation technology.

## 2. CONCEPTUALIZATION OF ENVIRONMENTAL COSTS

Environmental costs or costs due to environmental deterioration as a result of power generation is one of the major external costs, or costs of negative externalities. By externality one means negative impacts stemming from a power generation technology, whose costs are not incorporated into the price of electricity and therefore are not charged to consumers, since they are covered by third parties or by society as a whole. Externalities that cover other impacts such as social, political, macroeconomic, and other impacts are not dealt with here, since the article focuses on the costs of impacts on

human health, property, and natural environment.

Externalities stem from market imperfections as a result of which the polluting companies, in their feasibility studies, attribute a slight, if not null, value to environmental resources. Beyond its use as the final destination of pollution, the environment however provides multiple services, including sustaining human life, providing leisure and aesthetic value, etc. All these services have an economic value, once the individuals are willing to pay for them so as to ensure greater access to them or to avoid reducing their amount or quality (Lave & Silverman, 1976).

Despite their intrinsic economic value, these resources are not tradable because they belong to the public domain. This lack of ownership therefore leads to a widespread perception that their price is null for their private use as the recipient of wastes from companies, municipalities, or individuals. For the polluter, since the price of the service provided by the environment is low, use of the environment will expand until the marginal cost of waste disposal is zero, although for other individuals the marginal value of other environmental services is significant.

One solution for striking a balance in the economic conflict between private and public use of the environment involves mediation which generally takes place through government intervention, ensuring the establishment of policies that regulate the private use of the environment. In the United States and Europe, some of these policies are applied by setting ceilings for the

**Table 1. Evolution of Capacity of Brazilian Thermoelectric Stations**

Alternative	Year					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
<b>Reference:</b>						
Installed capacity (GW)	6.5	6.5	6.5	6.5	13.3	33.2
No. of units (*)	19	19	19	19	38	95
<b>Amazon prohibition:</b>						
Installed capacity (GW)	6.8	7.4	9.0	21.8	42.3	66.6
No. of units (*)	19	21	26	62	121	190

Source: Scenario II, Plan 2015 (ELETROBRAS, 1993)  
\* Assuming 350-MW thermoelectric stations

emission of pollutants on the basis of economic criteria or the issuance of negotiable bonds for the permission to pollute. Other means are being considered such as direct tax levies on emissions.

The final purpose of these policies is to incorporate environmental costs so as to reach an optimal social level for the efficient use of environmental resources. According to the theory of economic welfare (see Fisher, 1992), at this optimal level, the marginal benefit of emission of pollutants for each polluting agent should be equal to the sum of the marginal costs that pollution entails for individuals. In other words, the marginal cost of controlling emissions should be equal for all polluting agents and, at the same time, equal to the sum of the marginal benefits for all individuals stemming from the reduction of pollution.

Figure 1 illustrates this concept. The horizontal axis represents the level of pollution and the vertical axis the monetary unit for the costs. The CA and CC curves indicate the environmental cost for society as a result of environmental deterioration and the social cost of controlling emissions, respectively, depending on the level of pollution. The level of pollution is related to a total social cost CT, which is the sum of CA and CC. Afterwards, a policy to minimize total cost implies minimizing the sum of the two costs CA and CC, which is what occurs for a pollution level P\* at a cost C\*. It is mathematically demonstrated that, at this point, the CA and CC derivatives are identical in magnitude and of opposite signs. As indicated in Figure 1, the purpose of minimizing the social

cost admits that, at the optimal level, there will be some amount of pollution with its related cost of deterioration.

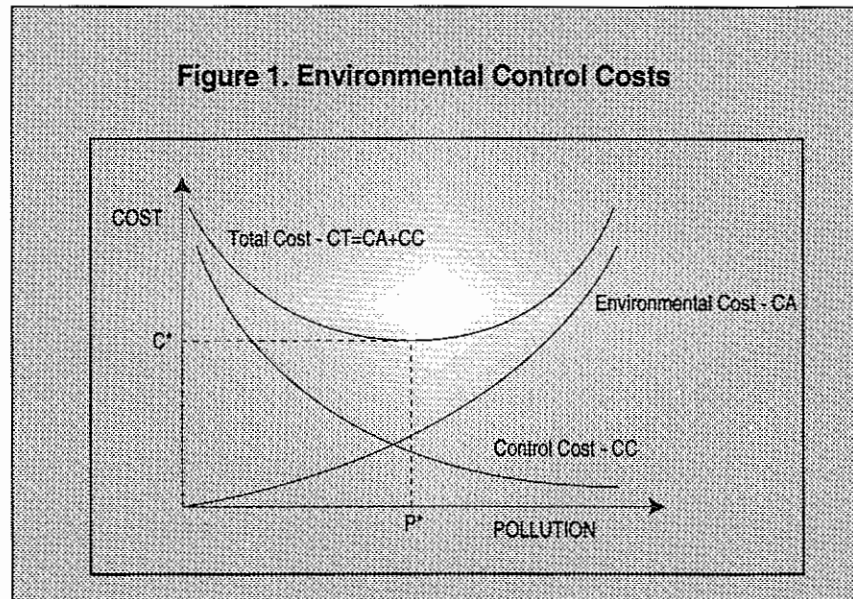
The determination of this optimal level of pollution requires knowledge about the control cost functions and environmental degradation cost. The control cost function, despite displaying practical difficulties in its determination, can be based on the costs of equipment and measures for emission control or environmental impact mitigation. This determination is objective and depends on estimating the cost of the stock of technology and available measures.

Determination of the function of the cost of deterioration, in turn, involves the appraisal of goods and services for public use, which are not always traded on the market. For these goods, the function reflects the perception of society on the benefits brought by the environment or the maximum value that individual are

willing to pay for using the environment or the minimum accepted by them as a compensation for the loss of this use. Obviously, these values are quite subjective and fluctuate from one individual to another and from society to another.

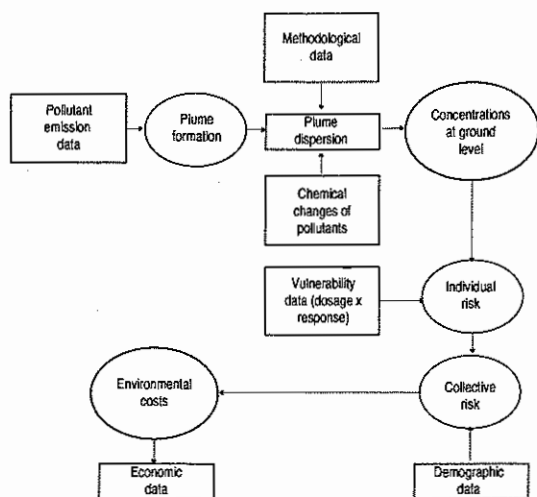
In the wealthier countries, for example, where control technologies are available and the standard of living ensures that the basic needs of the individual are fully met, the willingness to pay for environmental benefits is definitely higher than in poorer countries, where control technologies are scarce and expensive and living conditions more precarious.

Another important aspect is that the marginal cost of degradation grows as the level of environmental deterioration increases. An improvement in the conditions of a deteriorated environment generally brings greater benefits than in an environment with a lower level of deterioration.





**Figure 2. Methodology for determining environmental costs**



These are relevant factors to be considered in the establishment of environmental policies. Very restrictive policies, involving control costs that are higher than the value of the benefits that are generated, undoubtedly result in an inefficient allocation of society's economic resources.

Therefore, a correct formulation of environmental policies is only possible on the basis of an estimation of the cost of environmental degradation conceived by society. A wide range of methods have been used for this purpose. Some use qualitative measurements and others are based on the monetarization of costs. The latter, despite their complexity and the controversy that surrounds them, are being used increasingly, either because they permit the establishment of economic pollution control mechanisms or ceilings for the emissions related to the costs of existing technologies or because they provide a measure that is shared

by conventional internal costs of electric power generation, facilitating a direct comparison between global costs (internal plus environmental costs) of different power generation alternatives.

### 3. METHODOLOGY FOR DETERMINING ENVIRONMENTAL COSTS

This article proposes a methodology based on methods that analyze the statistical probability of risk, which have already been tested in studies on the potential negative impacts of nuclear plants and chemical or petrochemical plants to estimate the environmental costs of the atmospheric emissions of thermo-electric plants. The methodology covers: atmospheric dispersion models for discharges of air pollutants to calculate the annual average concentrations of pollutants at ground level; models based on the dosage-response ratio to link annual average concen-

trations to environmental damage; and techniques for the economic appraisal of damage. The various phases comprising this methodology and the information required in each one of them are illustrated in Figure 2 and described below

#### 3.1 Characterization of Emissions

The first phase of the methodology envisages the characterization of atmospheric emissions from the station, identifying toxic substances emitted and quantifying their rates of emission. These emissions are determined on the basis of knowledge of the station's operating regime, fuel mix, and the station's capacity to maintain control equipment.

#### 3.2 Determination of Pollutant Dispersion

By means of atmospheric dispersion models, the dispersion of pollutants after their entry into the atmosphere and the distribution in space and over time of pollutant concentrations at ground level are determined

For an emission considered to be continuous, the instantaneous concentration at ground level, at an x distance of the emitting source, can be calculated on the basis of the following equation 1 (Gifford, 1968):

$$C(x, y, z = 0) = \frac{10^6 Q}{2\pi x u \sigma_x \sigma_y} \exp\left[-1/2(H/\sigma_z)^2 - 1/2(y/\sigma_y)^2\right]$$

where

C = concentration at ground level,  $\mu\text{g}/\text{m}^3$

Q = pollutant discharge rate, kg/s

H = effective height of pollutant discharge, m

u = wind velocity, m/s

$\sigma_y, \sigma_z$  = standard deviations of the Gaussian distributions in directions transversal to the wind (y) and vertical to the wind (z), m

Equation 1 is valid for continuous emissions over long periods of time and flat terrain, so that the distribution of pollutants can be viewed as a Gaussian plume. To determine environmental impacts, the primary interest lies in calculating the annual average concentration at ground level for each pollutant and in each point in space. This concentration is determined taking into account the instantaneous concentrations for a one-year period, through the integration of Equation 1 for all wind velocities, u, and the standard deviations  $\sigma_y$  and  $\sigma_z$ , which occur throughout this period. This integration is highly complex and to understand it, one can adopt an approximate numerical integration based on the space discretization of the region around the station, as indicated in Figure 3.

This numerical integration leads to the following equation 2:

$$\bar{C}_{annual}(x^*, i) = \sum_{i=1}^n f_i(u) \left[ \sum_{j=1}^n g_j(\sigma_y, \sigma_z) \left( \frac{1}{2\pi x^*} \int_{-\infty}^{\infty} C(x, y, 0) dy \right) \right]$$

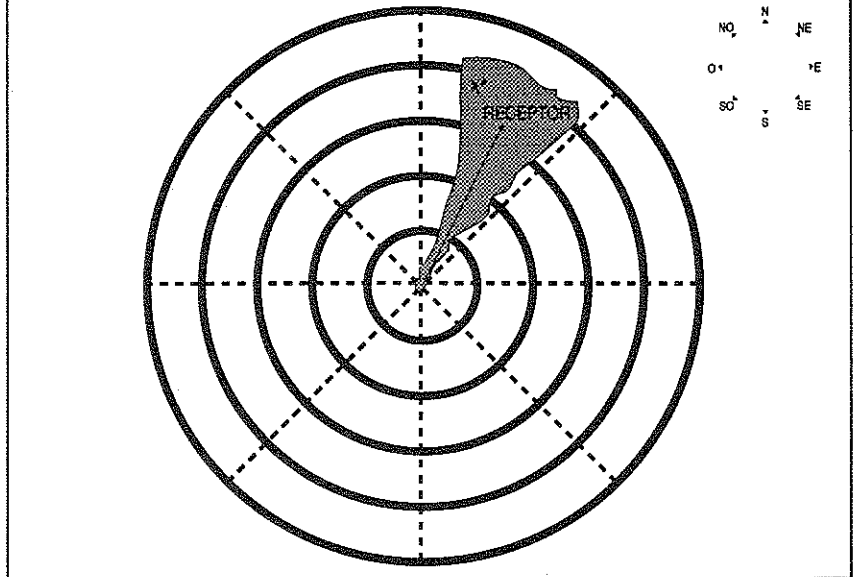
where

$\bar{C}_{annual}(x^*, i)$  =  $\sigma_y, \sigma_z$  annual average concentration at ground level in one single square of space grid at an  $x^*$  distance from the emitting source, located in  $i$  sector of the compass card ( $i = N, NE, E, SE, etc.$ ),  $\mu g/m^3$  per year.

$f_i(u)$  = annual distribution of wind according to direction  $i$

$g_i(\sigma_y, \sigma_z)$  = annual distribution of the standard deviations  $\sigma_y, \sigma_z$  according to direction  $i$

**Figure 3. Spatial discretization scheme used in calculating annual average concentration**



$n$  = number of subdivisions of the compass card  
 $y_1 = x \sin(2\pi/n)$

In general, determination of the average concentration covers a radius of close to 150 kilometers, where the pollution effects at ground level are more important. From this distance, the incorporation of pollutants into clouds is prevalent, with transboundary impacts such as acid rain becoming more significant.

### 3.3 Determination of Individual Incremental Risk

On the basis of annual average concentrations and vulnerability data that link concentrations to their potential damages to human health (death and disease), property (structures, buildings, plantations, etc.), and the natural environment, the increased risk of damage stemming from the pollutants can be deter-

mined. These vulnerability data generally use dosage-response ratios (DR).

The dosage-response ratios are obtained from toxicological studies that quantitatively relate the dosage with the effects caused by the chemical agents. The principle adopted is that there is a causal relationship between the degree of exposure (dosage) to an agent and the existence of a mechanism capable of causing an effect (response).

In addition to the consideration that there is a relation between the concentration of the pollutant and its toxic effects, the use of dosage-response coefficients adds the following hypotheses: there are no limits below which no effects are apparent; there are no synergic effects of the different types of pollutants; and the effects of the pollutants are cumulative.

Examples of dosage-response coefficients for typical pollutants from thermoelectric stations are illustrated in Table 2 for damage to health and in Table 3 for the loss of productivity of some crops.

The incremental risk of damage is therefore calculated as follows; equation 3:

$$\Delta r_j(x^*,i) = C(x^*,i)DR_j(C(x^*,i))$$

where

$\Delta r_j(x^*,i)$  = individual incremental risk to damage j, at point  $x^*$  of sector i.

$DR_j(C(x^*,i))$  = dosage-response coefficient of effect j, for a pollutant concentration  $C(x^*,i)$ .

### 3.4 Determination of Total Incremental Risk

Growth of total or collective risk in each square of the grid is determined by the sum of individual

risk  $\Delta r_j(x^*,i)$ , for the population and property and environmental assets contained in the square. For this purpose, demographic data and inventories of properties and environmental assets in the region of interest are used. The total incremental risk  $\Delta R_{jk}(x^*,i)$  for each locality k of the region of interest is calculated on the basis of the numerical integration of the individual risks of the squares of the grid belonging to the localities, that is; equation 4:

$$\Delta R_{jk} = \sum_i \sum_{x^*} \Delta r_j(x^*,i)pk(x^*,i)$$

where  $pk(x^*,i)$  is the population, properties, and environmental assets existing at point  $x^*$  of sector i.

### 3.5 Appraisal of Environmental Costs

The cost of deterioration related to each type of damage caused by the pollutants is obtained by multiplying the collective incremental risk of the damage occurring by the economic value attributed to the risk increment.

In the case of goods and services that have a market value (for example, farm products, metal structures, building materials), the cost of deterioration can be estimated directly, multiplying the incremental risk of loss of these goods and services by their market prices. This procedure, however, is the subject of criticism. First, market flaws can distort the values adopted for these goods or services. Second, market values do not always consider the option value of an environmental resource, that is, the option to keep a resource for future

**Table 2. Dosage-Response Coefficients for Human Health**

Impact	Pollutant			
	SO <sub>2</sub>	SO <sub>4</sub>	Part.	O <sub>3</sub>
<b>Death</b>				
Age range (years)				
18-44	1.5	15	3	6
45-64	6.0	60	3	6
>64	35.0	350	3	6
<b>Disease</b>				
Bronchitis	100	1000	360	0
Lower respiratory tract	50	500	0	0
Cough	100	1000	0	0
Cold	90	900	0	0
Pneumonia	13	500	0	0
Acute disease	4	45	0	600

Sources: ECO NORTHWEST, 1987, ECO NORTHWEST, 1993

**Table 3. Dosage-Response Coefficients for Impacts on Crops (% loss/ $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{-year}$ )**

Crop	Pollutant		
	SO <sub>2</sub>	SO <sub>4</sub>	O <sub>3</sub>
Corn	0.005	0.005	0.050
Wheat	0.012	0.012	0.125
Oat	0.012	0.012	0.125
Barley	0.012	0.012	0.125
Alfalfa	0.019	0.019	0.118
Potatoes	0.035	0.035	0.350

Source: ECO NORTHWEST, 1987.

use or its value as stock or the willingness to keep an asset envisaging a future use for it. Third, as this procedure is based on the results of dosage-response models it is not capable of considering the actions of economic agents to reduce or mitigate the negative effects of pollution, for example, the use of fertilizers to compensate for the loss of productivity or the treatment of structures and constructions to prevent their deterioration.

In the case of goods or services for public use which have no tradable value, the appraisal should be done by means of indirect inference techniques. These techniques use individual observations of pollution to indirectly estimate their costs. One of these techniques is the indirect appraisal through recurrence markets. Recurrence markets are those that market substitute or complementary goods and services. Examples of these techniques include: hedonistic or revealed preference techniques such as salary value or property value; opinion research techniques that involve psychometric techniques to estimate the value of a nontradable good or service through research on the individual willingness to pay for maintaining a good or service or to assume the cost of its loss (Fisher, 1982).

An especially difficult area is the appraisal of incremental risk of death and disease stemming from pollution, due to its ethical and moral implications. It is important to emphasize that no monetary value, such as the value of a life or the loss of health of an individual, is being attributed to these risks. What really is at stake here is an estimate of the value society is willing to pay to

reduce the increment of its risk of death or disease or to avoid the increase of the incidence of these events. For example, if society were willing to contribute US\$10 per year per inhabitant in preventive checkups against heart attacks, the individual average risk of death from this cause would be 1/100,000 per year (that is, 1 out of each 100,000 inhabitants die of a heart attack per year), then the value attributed to reducing the incremental risk of 1/100,000 per year would be US\$10 per year and therefore society would be willing to pay US\$10 million ( $US\$10 \div 1/100,000$ ) per statistical life saved.

For illustrative purposes, Table 4 provides the values attributed to the incremental risks of death and disease in studies conducted for the United States.

#### 4. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

In developed countries, with a large share of thermoelectric stations, such as the United States or some European countries, determining the environmental costs of thermoelectric

stations and their internalization is becoming a common practice. This internalization is due to a combination of various mechanisms in their environmental legislation: levying taxes on concession holders for the amount of pollutants emitted; limiting emissions through the granting of emission certificates that are negotiable between concession holders; and the application of regulatory instruments that require the implementation of emission control systems or the change of fuel depending on the environmental costs of thermoelectric stations. All these mechanisms are aimed at achieving an optimal social level, where the marginal value of the economic benefits of emitting pollutants is equal to the marginal cost of pollution for society. In these countries the application of market instruments to substitute former coercive and monitoring instruments is increasingly widespread.

In Brazil this practice is not yet in force and environmental legislation on thermoelectric generation basically focuses on coercive and control instruments, the establishment of environmental standards that

**Table 4. Values for risk increase of different air pollution events**

Event	(US\$/event)
Death	$4.0 \times 10^6$
Pneumonia	$4.5 \times 10^3$
Bronchitis	$4.5 \times 10^3$
Lower respiratory tract diseases	$4.5 \times 10^3$
Acute diseases	$4.5 \times 10^3$

Source: Ottinger, 1992 y ECO NORTHWEST, 1993.

are similar to those of developed countries which will achieve high levels of environmental pollution due to the burning of fossil fuels. The use of these instruments, without the knowledge of the environmental cost of the stations, can lead to the inefficient allocation of social resources: either with control costs that are lower than the environmental costs of the stations or vice-versa.

The electric power sector, in turn, implements its planning hardly taking into consideration the conventional costs of the stations, even when it considers environmental impact control or mitigation measures in its projects. This practice can also lead to an inefficient investment of resources, since the sector expansion program comes from an optimal solution that does not incorporate the environmental costs of generation alternatives.

It is therefore essential to develop methodologies to estimate the environmental costs of electric power generation both for use by regulatory agencies in enhancing environmental legislation and for use by the electric power sector in preparing the expansion plans of its power generation system.

In the case of Brazil, the application of these methodologies still require filling in certain gaps. Atmospheric dispersion models have already been accepted worldwide, producing relatively accurate results. Their correct application, however, requires meteorological data that, in the country, are only collected in a few localities.

Another important area focuses on toxicological studies for determining the dosage-response ratios of the pollutants. The use of the results stemming from studies of other countries involve constraints due to the difficulty of adapting them to Brazilian conditions, especially with respect to health of the population. The prevalence of precarious conditions stemming from malnutrition, for example, as well as other social conditions, can greatly affect the ratios adopted.

Finally, estimating the values of environmental goods and services that are valid for Brazilian society is not a simple task. There are virtually no studies in the country that facilitate estimating both the incidence of environmental impacts and the social expenditures required to prevent them. In general, these data are only available in developed countries, where decisions are taken on the basis of the risk x benefit analysis (for example, United States, United Kingdom, and Canada).

## 5. REFERENCES

1. Eco Northwest, Estimative of Environmental Costs and Benefits for Five Generating Resources, 1986, U.S.A.
2. Eco Northwest, Generic Coal Study, Quantifications and Valuation of Environmental Impacts, 1987, U.S.A.
3. Eco Northwest, Economic Analysis of the Environmental Effects of the Coal-fired Electric Generation at Boardman, Oregon, 1993, U.S.A.
4. ELETROBRAS, Plano 2015, Estudos Básicos, Projetos 2 a 5, 1993.
5. Fisher, C.A., and Smith, V.K., "Economic Evaluation of Energy's Environmental Costs with Special Reference to Air Pollution," *Annual Review of Energy*, 7:1-35, 1982, U.S.A.
6. Gifford Jr., F.A., "An Outline of Theories of Diffusion in the Lower Layers of the Atmosphere," Chapter 3, *Meteorology and Atomic Energy*, Atomic Energy Commission, Report TID-24190, NTIS, July 1968, U.S.A.
7. Lave, L.B., and Silverman, L.P., "Economic Costs of Energy-Related Environmental Pollution," *Annual Review of Energy*, 1:601-628, 1976, U.S.A.
8. Ottinger, R.L., *Environmental Costs of Electricity*, Pace University Center for Environmental Legal Studies, Oceana Publications, 1991.

# Proyectos Eléctricos y Medio Humano: El Reto de la Viabilidad Social

Luis Carlos Villegas R. y  
Sergio Iván Carmona M.\*

## 1. GESTION AMBIENTAL Y PARTICIPACION COMUNITARIA

**E**l objetivo de la presente ponencia es el de efectuar un análisis de la gestión social, o gestión sobre el medio humano, realizada por los proyectos del sector eléctrico. El planteamiento central tiene que ver con la participación comunitaria como eje de la gestión ambiental y con la construcción del concepto de viabilidad social, la cual se obtiene como el principal resultado de la gestión que sobre el medio ambiente, realizan las empresas del SEC, en el marco de un modelo de desarrollo sostenible.

La viabilidad social se plantea como el principal requerimiento y ruta crítica de los proyectos eléctricos, dadas la nueva regulación, las condiciones sociopolíticas, la diversidad étnica y cultural y las transformaciones sociales, en el país.

La ponencia combina elementos analíticos con aspectos ilustrativos de balance de impactos y de gestión del SEC. Los elementos ilustrativos muestran tanto la dimensión de los impactos más habituales ocasionados por los proyectos y las medidas de gestión que se han aplicado, como el avance conceptual y práctico que ha logrado el SEC. Si bien dicho

avance dista mucho de ser uniforme, se resaltan los esfuerzos de varias empresas y la concreción de mecanismos sectoriales exitosos. Algunos de los conceptos básicos asumidos como punto de partida son los siguientes:

### Ciudadanía y Comunidad

Se diferencia gestión ciudadana de gestión comunitaria. La gestión comunitaria es el punto fundamental de interés para la gestión ambiental, en tanto vía prioritaria de contenido social a su interior. La comunidad, en tanto comunidad afectada por los impactos configura un vínculo con los proyectos.

El carácter de comunitario se toma del hecho de que los impactos ambientales establecen un vínculo empresa-grupos afectados. Son dichos grupos afectados o comunidades el objeto de la gestión comunitaria. La condición de afectación se adiciona a la de ciudadanía y determina características particulares para la gestión en tanto ésta prioriza el alcance local y regional propio de los impactos ambientales. En este contexto hablar de sociedad civil es señalar todas aquellas personas, entidades y organizaciones que no forman parte del Estado.

\* Energía y Ambiente, Interconexión Eléctrica S.A.(ISA), Colombia.

## Gestión Ambiental

La gestión ambiental es el conjunto de todas las acciones necesarias para la prevención, mitigación y compensación de los impactos ambientales negativos y para la potencialización de los impactos benéficos. Se incluyen dentro de la gestión todas las acciones necesarias para realizar una adecuada inserción de los proyectos eléctricos, al medio natural y el medio humano de las localidades y regiones donde estos se realizan. Se realiza en el marco de las políticas de la empresa y de las disposiciones legales.

Estratégicamente, la gestión ambiental tiene el sentido de buscar una solución de compromiso entre las necesidades nacionales de energía eléctrica y los intereses de las comunidades afectadas por los impactos de los proyectos. Se parte del entendimiento de que los impactos ambientales son modificaciones en el ámbito natural y humano en el plano veredal, local y regional, que se producen como resultado de la confrontación entre un ambiente dado y un proyecto.

### Gestión Ambiental y Participación Comunitaria

Los proyectos obedecen a la lógica del desarrollo económico y no suelen diseñarse desde una estricta racionalidad de protección ambiental, sin embargo pueden planearse y llevarse a cabo bajo la racionalidad del desarrollo ambientalmente sustentable si en ellos se asume como punto de partida el respeto a los intereses de las comunidades y la búsqueda consecuente de puntos de beneficio común a través de procesos de participación y concertación con la comunidad.

Lo anterior requiere como condición necesaria que los estudios y la ejecución de las acciones ambientales, tengan un carácter ampliamente participativo. Esto implica reconocer el derecho, la necesidad y la conveniencia de involucrar, en la identificación de impactos y en el diseño de planes de acción, a otros actores sociales, especialmente a las comunidades directamente afectadas.

Dicho reconocimiento significa incorporar al conocimiento de los "especialistas", el conocimiento que sobre su medio poseen quienes protagonizan los problemas estudiados y quienes además "viven" los problemas investigados, y permitir un acceso directo a los valores y las opiniones de quienes van a recibir las transformaciones que generará el proyecto, lo que adiciona a la capacidad "explicativa" de los estudios, la posibilidad de concertar, entre quienes provocan los impactos y quienes se afectan por ellos, las acciones sociales necesarias para prevenir, mitigar y compensar los impactos.

El carácter participativo de la gestión social, ha sido planteado y refrendado sectorialmente a través de la adopción del documento "Lineamientos de política para la gestión social con participación de las comunidades", el cual plantea en su presentación:

"La participación comunitaria se constituye en el *núcleo, eje ó elemento fundamental de la gestión social* que permite que la comunidad sea reconocida como el principal interlocutor en la formulación, planeación, ejecución, evaluación y seguimiento de acciones y programas de interés social, tales como: Obras de

reposición, programas mitigatorios de impactos, planes de reasentamiento de población desplazada, planes de inversión de fondos de ley 56, planes de ordenamiento y manejo de cuencas y programas de uso productivo de embalses.

El campo de aplicación de la política de participación comunitaria... se refiere a *proyectos sociales de interés para las comunidades del área de influencia de los proyectos de energía*. En otras palabras, la participación comunitaria se concibe como el proceso de INFORMACION - CONSULTA - CONCERTACION COGESTION en proyectos comunitarios derivados de la gestión social y no está referido a la definición de aspectos técnicos de diseño, construcción y operación de los proyectos de energía".

## 2. CARACTERIZACION DEL SECTOR ELECTRICO

A manera de descripción general, y con la intención de brindar un panorama de la dimensión del sector eléctrico, mirada desde la óptica de las características ambientales más relevantes, presentamos a continuación una tipificación ambiental y una relación de los proyectos existentes en operación y de los previstos en el corto y mediano plazo, incluidos en el plan de expansión.

Los proyectos eléctricos se pueden tipificar, desde el punto de vista ambiental, de manera muy general como proyectos lineales y proyectos concentrados, los cuales corresponden en su orden a las líneas de transmisión y a las centrales de generación.

## Proyectos Lineales

Son las Líneas de Transmisión, se caracterizan por ser longitúdinales y localizarse en corredores en los cuales imponen restricciones parciales para el uso del suelo. Las líneas de 230 KV utilizan un corredor de servidumbre de 32 metros y las de 500 KV, un corredor de 64 metros.

Desde el punto de vista de los impactos ambientales, éstos en su gran mayoría tienen un alcance veredal, únicamente, y su orden de magnitud no es muy alto si se les considera por separado. No obstante el impacto puede ser significativo si se mira en forma agregada. Normalmente los proyectos lineales atraviesan diferentes medios naturales y humanos, lo que le confiere complejidad a la gestión ambiental.

En particular, desde el punto de vista de los impactos sobre el medio humano y de la gestión que ellos requieren, se debe resaltar la diversidad como una condición de dificultad, que exige especialización en los profesionales a cargo de su ejecución.

La diversidad de medios humanos significa diversidad política, cultural y económica, que obliga a que los aspectos analíticos, la evaluación de impactos, igualmente diferenciados y el diseño de la gestión sean extremadamente detallados, con el fin de atender a las particularidades de las comunidades afectadas por los impactos de los proyectos.

Es altamente probable que la misma acción por parte de un proyecto (contratación de mano de obra, despeje de servidumbre, instalación de campamentos, perforaciones y tra-

zado, por ejemplo), ocasione impactos significativamente diferentes sobre las comunidades a lo largo del trazado de un proyecto lineal, en nuestro caso una línea de transmisión, las medidas y las condiciones de concertación con la comunidad estarán determinadas por dichas condiciones, como condición de éxito de la gestión.

Una breve mirada sobre las líneas en operación y las planeadas en la expansión del sistema interconectado nos dan una idea de la magnitud del reto que enfrentan las ciencias sociales y las empresas del sector eléctrico.

## Red de Transmisión

La red de transmisión del sistema interconectado cuenta con 16015.2 km de líneas de transmisión, distribuidas así:

Líneas de 115 KV	7296.81 km
Líneas de 230 KV	7653.39 km
Líneas de 500 KV	1065.00 km
<b>TOTAL</b>	<b>16015.20 Km</b>

En la tabla 1 se presenta la relación de líneas a 230 y 500 KV existentes.

## Estrategia de Expansión

El Plan de Expansión recomienda adelantar las siguientes acciones contenidas en la tabla 2.

## Proyectos Concentrados

Para el caso del sector eléctrico, los proyectos concentrados son las centrales de generación hidroeléctrica y termoeléctrica. Los impactos habitualmente son de magnitud considerable y tienen alcance local y regional. La diversidad de medios natural y humanos afectados es habitualmente menor que en el caso de los proyectos lineales.

Si bien la diversidad social no es la condición predominante esperada, en el caso de los proyectos concentrados, ésta no puede descartarse, especialmente en proyectos de gran magnitud, como es el caso de las algunas hidroeléctricas.

Tabla 1  
LONGITUDES EN LAS REDES DE TRANSMISION POR SISTEMA (Km)

SISTEMA	1993					
	115KV		230 KV		500 KV	
	LINEAS	CIRCUITOS	LINEAS	CIRCUITOS	LINEAS	CIRCUITOS
EEB	930.93	957.53	273.52	392.73	0.00	0.00
EPM	1521.57	1617.67	436.40	486.80	0.00	0.00
CVC	550.60	810.50	269.90	269.90	0.00	0.00
CHEC	463.91	465.98	24.50	49.00	0.00	0.00
NORDESTE	774.70	778.70	150.40	150.40	0.00	0.00
CED/CED	607.30	621.50	205.20	205.20	0.00	0.00
TOLIMA	653.00	868.60	0.00	0.00	0.00	0.00
CORELCA	914.63	1115.33	629.99	1027.36	0.00	0-001
CHB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ISA	58.00	61.00	3644.00	5072.00	1065.00	1065.00
<b>TOTAL</b>	<b>6474.64</b>	<b>7296.81</b>	<b>5633.91</b>	<b>7653.39</b>	<b>1065.00</b>	<b>1065.00</b>



Normalmente los impactos de los proyectos concentrados son significativos y pueden ocasionar cambios sustanciales en la dinámica regional. Impactos como el desplazamiento de población, la afectación de actividades productivas y los traumas ocasionados por las migraciones, con las correspondientes crisis de orden cultural generados por cualquiera de los impactos señalados, requiere la aplicación juiciosa de la ciencia social a su tratamiento.

A continuación se presenta un rápido panorama de las plantas de ge-

neración de energía eléctrica existentes en el país y de las previstas en el plan de expansión.

### Proyectos de Generación

El sistema interconectado colombiano cuenta actualmente con una capacidad instalada de 10360 MW, distribuida así:

	MW	%
Hidráulica	7953	76.8
Térmica	2408	23.2
Vapor-Carbón	569	5.5
Vapor-Gas y/o Fuel Oil	1142	11.0
Turbogás	697	6.7
Total	10361	100.0

En la tabla 3 se presenta la relación de las centrales existentes. La capacidad instalada en centrales aisladas que atienden localidades no interconectadas al sistema nacional, representa globalmente menos del 1 % de la capacidad total.

Para regular los caudales aprovechados, el sistema hidroeléctrico interconectado cuenta con una capacidad agregada de embalse útil de 6956 Mm<sup>3</sup>, equivalente a 12.243 GWh netos. Dada la relevancia desde el punto de vista ambiental de los embalses correspondientes a cada una

TABLA 2  
PROYECTOS DE TRANSMISION DE ISA  
1993

PROYECTO	LONG km	FECHA DE ENTRADA (Trm. - Año)	ESTADO
<b>REFUERZOS DE TRANSMISION (PRIMER PLAN DE TRANSMISION)</b> Línea a 230 KV San Carlos - Comuseros (Barranca) y Subestación Comuseros a 230KV	176	IV - 1994	Construcción
<b>SEGUNDO PLAN DE TRANSMISION</b> Línea a 230 KV La Mesa - Mirólindo y Ampliación Subestaciones La Mesa y Mirólindo Subestación Reforma a 230 KV Expansión Sistema de Comunicaciones. Etapa II - III		IV - 1993 I - 1995 III-1994 II - 1995	Operación Suministro Montaje
<b>INTERCONEXION CON VENEZUELA</b> Línea a 230 KV Cuatrosombrero - Cuestecitas, Subestación Cuestecitas a 230 KV y Telecomunicaciones		IV - 1992 II - 1994 III - 1994	Operación Montaje
<b>PROYECTO VALLE</b> Subestación San Marcos a 230 KV (0 +210 [kvar]) y compensación serie (50%) de dos circuitos Esmeralda - Yumbo. Etapa I Línea a 500KV San Carlos - La Virginia - San Marcos (Energizada provisionalmente a 230 KV) Subestación La Virginia a 230KV. Etapa II Subestación San Marcos a 230KV. Etapa II Subestación San Carlos a 230KV. Etapa II S/Es San Carlos - La Virginia - San Marcos 500/230 KV, 450MVA. Etapa II Línea La Virginia - La Hermosa	360	I - 1998 I - 1998 I - 1998 II - 1999 I - 1998	Suministro Diseño Diseño Diseño Diseño Factibilidad
<b>PROYECTO ORIENTE</b> Línea a 230KV Paipa - Bucaramanga y Subestaciones Paipa y Bucaramanga	160	III - 1998	Borrador términos de referencia
Línea a 230KV Bucaramanga - Ocaña - Cúcuta y Subestaciones Bucaramanga, Ocaña y Cúcuta	280	III - 1994 IV - 1995	Montaje Adecuación Diseños existentes
<b>PROYECTOS CERROMATOSO - URABÁ, BETANIA - MIROUNDO</b> Línea a 230KV Cerromatoso - Urabá Línea a 230KV Betania - Mirólindo Subestación Urabá a 230KV	135 205	III - 1995 II - 1997 I - 1998	Suministro Diseño Concurso de Méritos
Subestación Cerromatoso a 500/230 KV, 300MVA		I - 1988	Concurso de Méritos
Subestación Chirú Compensación (-75, +75[Mvar])		I - 1988	Concurso de Méritos
Compensación Caño Limón (15 [Mvar])		IV - 1998	Concurso de Méritos
<b>PROYECTO LA LOMA</b> Subestación Chirú Transformación 500/115 KV Línea a 230 KV La Loma - El Copey y Subestaciones La Loma - El Copey	80	II - 1996 II - 1999	Pliegos Borrador de Pliegos
Línea a 500 KV La Loma - Ocaña - Bucaramanga y Subestaciones a 230 KV La Loma, Ocaña y Bucaramanga	300	II - 1999	Borrador de Pliegos
<b>CTOS</b> Línea de Interconexión Tutún - Ipiales, 115/138 KV Conexión Subestación San Felipe a la Línea Esmeralda - La Mesa Transformador Sabanalarga, 500/220 KV, 450MVA		IV - 1995 IV - 1997 IV - 1998	Factibilidad Factibilidad Factibilidad

(1) Estos costos no incluyen escalamiento ni gastos financieros.

**TABLA 3 Principales Centrales**

CENTRAL	CAPACIDAD MW)		CAPACIDAD EFECTIVA POR UNIDADES	TIPO (1)	FACTOR DE CONVERSION (2)	AÑO (3)
	NOM.	EFE.				
<b>EEB</b>			(N.unid x capac.)			
CANOAS	50.0	50.0	1 x 50.0	F	1.2500	1972
SALTO I(S)	61.5	20.0	10.0 + 10.0 + 3.0 x 0	P	3.1250	1951
SALTO II	70.0	70.0	2 x 35.0	P	3.1250	1963
LAGUNETA	76.0	72.0	4 x 18.0	F	1.8000	1960
COLEGIO	300.0	300.0	6 x 50.0	P	7.5000	1970
ZIPA II-III	103.5	103.5	37.5 + 66.0	CV	1.9608	1976
GUACA	324.0	310.5	3 x 103.5	P	9.2500	1967
PARAISO	276.0	270.0	3 x 90.0	P	7.8900	1967
GUAVIO	1150.0	1000.0	5 x 200.0	P	9.2812	1992
<b>TOTAL</b>	<b>2411.0</b>	<b>2196.0</b>				
<b>EPM</b>						
TRONERAS	36.0	42.0	2 x 21.0	F	0.6760	1965
GUADALUPE III	270.0	270.0	6 x 45.0	P	4.5180	1966
GUADALUPE IV	216.0	201.0	3 x 67.0	F	3.3670	1965
RIO GRANDE	75.5	75.5	3 x 25.0 + 1 x 0.5	3F, 1P	2.4190	1966
GUATAPE	560.0	560.0	8 x 70.0	P	6.8940	1980
PIED.BLANCAS	12.0	6.4	1 x 6.4	P	3.6190	1968
AYURA	19.1	19.0	1 x 19.0	F	2.6820	1963
PLAYAS	204.0	200.0	3 x 66.66	F	1.5870	1968
NIQUILA	22.5	22.0	1 x 22.0	P	7.7198	1963
LA TASAJERA	104.0	104.0	1 x 104.0	P	7.7198	1963
<b>TOTAL</b>	<b>1519.1</b>	<b>1499.9</b>				
<b>CVC</b>						
ALT.ANCHICAYA	340.2	345.0	3 x 115.0	F	3.5800	1973
BAJ.ANCHICAYA	64.0	72.0	2 x 12.0 + 2 x 24.0	F	0.5800	1967
SALVAJINA	270.0	270.0	3 x 90.0	F	0.9230	1965
CALIMA	120.0	120.0	4 x 30.0	F	1.7800	1967
YUMBO	50.0	48.0	2 x 9.0 + 30.0	CV	1.5385	1962
MENORES	12.0	2.0				
<b>TOTAL</b>	<b>866.2</b>	<b>857.0</b>				
<b>ELECTRIFICADORAS</b>						
CHEC						
INSULA	27.0	21.0	3 x 7.0	F	0.8250	1979
ESMERALDA	30.0	30.0	2 x 15.0	F	1.3600	1963
S.FRANCISCO	135.0	135.0	3 x 45.0	F	1.5000	1969
MEN.(CHEC+CQR)	27.5	18.0				
RIONEGRO	10.0	10.0	2 x 5.0	F	0.5300	1974
<b>SUBTAL</b>	<b>229.5</b>	<b>214.0</b>				

(CONTINUACION TABLA 3)

CENTRAL	CAPACIDAD(MW)		CAPACIDAD EFECTIVA POR UNIDADES	TIPO (1)	FACTOR DE CONVERSION (2)	AÑO (3)
	NOM.	EFE.				
TOLIMA-HUILA						
MENORES TOLIMA	15.1	7.01				
MENORES HUILA	8.3	5.01				
SUBTOTAL	23.4	12.0				
<b>NORDESTE</b>						
PAIPA I	33.0	33.0	1 x 33.0	CV	1.5949	1963
PAIPA II	74.0	74.0	1 x 74.0	CV	2.0408	1975
ZULIA	15.0	0.0	1 x 0.0	FO-V,GV	7.46,58,62	1969
TIBU	19.0	15.0	3 x 5.0	FO-V,GV	5.99,43.96	1965
PALMAS-S.GIL	30.0	18.0		F	1.2860	1964
PALENQUE III	15.0	15.0	1 x 15.0	GV	68.1663	1972
PALENQUE IV	16.0	15.0	1 x 15.0	TG	68.1663	1982
BARRANCA I-II	26.0	25.0	1x12.0+ 1x13.0	GV,FO-V	72.5,11.42	1972
BARRANCA III	66.0	66.0	1 x 66.0	GV,FO-V	77.5,11.42	1978
SUBTOTAL	294.0	261.0				
<b>CEDELCA-CEDENAR</b>						
RIOMAYO	21.0	21.0	3 x 7.0	F	1.6770	1969
FLORIDA II	24.0	24.0	2 x 12.0	F	0.9380	1975
MENORES	12.0	9.0				
SUBTOTAL	57.0	54.0				
<b>TOTAL ELECTRIFICA DORAS</b>	<b>603.9</b>	<b>541.0</b>				
<b>ICEL</b>						
RIO PRADO	51.0	49.0	15.0+14.0+15.0+5.0	F	0.4137	1973
PAIPA III	74.0	75.0	1 x 75.0	CV	2.1231	1982
TOTAL	125.0	124.0				
<b>CORELCA</b>					2.2272	
TERMOGUAJIRA	320.0	320.0	2 x 160.0	G-C	97.229,2.2477	1967
EL RIO (6)	94.3	34.0	2+0+2x4+5+10+9+0+0.0	(4)	50.4563,56.6182	1972
LA UNION	61.4	49.0	9+12+18+10	G-TG	50.0751	1971
BARRANQUILLA	316.0	280.0	55+55+70+70+2*15	CV	76.0095	1980
CARTAGENA I - II	132.0	119.0	64 + 55	G/FO	73.5776,12.706	1980
COSPIQUE	57.5	36.0	2 x 4 + 9 + 8 + 11	(5)	43.6612	1972
CHINU I, II, IV	47.1	25.0	6 + 6 + 0 + 13	G-TG	54.1465	1971
BALLENAS	31.6	10.0	0 + 10.0	G-TG	54.9753	1963
RIOMAR	10.8	10.0	1 x 10.0	G-TG	47.3934	1985
TURCHINU (6) (7)	133.0	122.0	2x30.0 +32.0 + 30.0	TG	99.5197	1982
TOTAL	1203.7	1005.0				
<b>MIN-HACIENDA</b>						
CARTAGENA III	71.0	70.0	1 x 70.0	G/FO	71.8607,12.706	1980
BARRANCA IV	32.0	30.0	1 x 30.0	GV-TG	68.9655	1963
BARRANCA V	22.0	22.0	1 x 22	TG	72.9927	1982
TASAJERO	163.0	150.0	1 x 150.0	CV	2.4390	1965
TOTAL	288.0	272.0				
<b>CHB</b>						
BETANIA	510.0	500.0	3 x 166.6	F	0.5857	1967
HSA						

CONTINUACION TABLA 3)

CENTRAL	CAPACIDAD(MW)		CAPACIDAD EFECTIVA POR UNIDADES	TIPO (1)	FACTOR DE CONVERSIÓN(2)	AÑO (3)
	NOM.	EFE.				
CHIVOR I	500.0	500.0	4 x 125.0	P	6.3691	1977
CHIVOR II	500.0	500.0	4 x 125.0	P	6.3691	1982
SAN CARLOS I	620.0	620.0	4 x 155.0	P	5.0231	1984
SAN CARLOS II	620.0	620.0	4 x 155.0	P	5.0231	1987
JAGUAS	170.0	170.0	2 x 85.0	F	2.2291	1988
CALDERAS (6)	90	0.0	1 x 0	P	2.7700	1988
ZIPA IV	66.0	66.0	1 x 66.0	CV	1.9608	1981
ZIPA V	66.0	66.0	1 x 66.0	CV	1.9608	1985
TABOR	29.4	25.0	1 x 25.0	OTRO, MEXICO	10.9958	1993
TOTAL	2580.4	2567.0				
ECOPETROL						
GUALANDAY (8)	34.4	28.0	1 x 28.0	TG	105.3198	1992
VALLE I(6)	34.4	26.5	1 x 26.5	ACPM	13.6067	1993
OCOA (8)	34.4	27.0	1 x 27.0	ACPM	13.6067	1993
TOTAL	103.2	81.5				
GENERACION PRIVADA						
PROELECTRICA	60.0	60.0	2 x 30.0	TG	100.0000	
LAS FLORES	100.0	100.0	1 x 100.0	TG	98.4579	
TOTAL	160.0	160.0				
TOTAL SISTEMA INTERCONECTADO	10360.5	9803.4				

## NOTAS

- (1) : TIPO DE LA CENTRAL  
 F Hid. con Francis  
 P Hid. con Pelton  
 CV Térmica Carbón-Vapor  
 GV Térmicas Gas Vapor  
 FO-V: Térmica Fuel Oil-Vapor  
 G Térmica GasL  
 TG Térmica Turbogas  
 FO Térmica Fuel Oil
- (2) Para Plantas Hid. en MW/m3/Seg.  
 Para Plantas Term CV en MWh/Ton  
 Para Plantas Term. FO en KWh/Gal.  
 Para Plantas Term. GV en KWh/MBTU.
- (3) Año de Puesta en Servicio de la última Unidad  
 (4) Las Unidades 2 a 8 son del tipo GV, 9 y 10 son del tipo G/TG  
 (5) Las Unidades 1 a 4 son del tipo CV, la Unidad 5 es del tipo G/TG  
 (6) Centrales con unidades en proceso de recuperación  
 (7) Antigua Chinú de ISA  
 (8) Factor de conversión para ciclo simple y ciclo compuesto

de las centrales, en la tabla 4 se presenta la relación de los principales.

### Plan de Expansión de Generación

En 1992, el sector eléctrico adoptó un Plan de Expansión de Referencia, el cual tuvo una revisión a finales de 1993, que efectúa algunos

ajustes; el más importante de ellos, un aumento del 25 % en la participación de las centrales a gas, en detrimento de la participación de las centrales a carbón.

### Necesidades del Mediano Plazo

El sistema interconectado ac-

tual, reforzado con los programas en ejecución, podría atender una demanda media de energía de 47880 GW/año y una demanda de potencia de 8330 MW, con lo cual estarían cubiertas las necesidades de energía eléctrica en el corto plazo, hasta el año 1997.

**TABLA 4  
PRINCIPALES EMBALSES 1993**

SISTEMA	NOMBRE	CAPACIDAD (Mm3)				GWh		FACT.CONV.
		MAXIMO	MUERTO	UTIL	FISICO	NETO (5)	BRUTO	(GWh/Mm3)
E E B	AGREGADO	906.40	20.40	886.00	190.03	2924.49	3720.72	4.1900 (1)
	TOMINE	704.70	14.70	690.00	147.66	2272.40	2891.10	4.1900
	SISGA	101.00	5.00	96.00	20.54	316.16	402.24	4.1900
	NEUSA	102.70	0.70	102.00	21.83	335.92	427.38	4.1900
	MUNA	42.40	1.00	41.40	20.95	97.43	197.23	4.7639 (2)
	CHUZA	247.00	23.00	224.00	120.51	433.61	938.56	4.1900 (1)
	GUAVIO	899.38	112.06	787.32	0.00	2029.79	2029.79	2.5781
	TOTAL	2097.18	156.46	1940.72	331.49	5485.32	6686.30	
E P M	EL PENOL	1236.29	67.35	1168.94	70.14	4130.37	4394.01	3.7590 (3)
	MIRAFLORES	144.92	8.80	101.04	3.44	232.11	240.28	2.3781 (3)
	TRONERAS	35.39	9.44	25.95	0.26	61.09	61.71	2.3781 (3)
	PLAYAS	77.59	22.50	55.09	41.87	24.28	101.16	1.8362 (3)
	RIOGRANDE2	235.52	83.38	152.14	0.00	326.25	326.25	2.1444 (4)
	TOTAL	1652.12	168.97	1503.16	73.83	4749.83	5123.41	
C V C	A.ANCHICAYA	45.00	14.90	30.10	0.33	34.40	34.78	1.1556
	CALIMA	581.00	143.50	437.50	120.31	156.83	216.32	0.4944
	SALVAJINA	908.63	177.31	731.32	175.52	142.50	187.50	0.2564
	TOTAL	1534.63	335.71	1198.92	296.16	333.73	438.60	
ICEL	PRADO	1270.00	770.00	500.00	82.50	47.98	57.46	0.1149
CH B	BETANIA	1974.34	954.60	1019.74	0.00	165.91	165.91	0.1627
I S A	ESMERALDA	758.02	165.02	593.00	0.00	1049.14	1049.14	1.7692
	PUNCHINA	74.62	24.43	50.19	19.07	43.42	70.03	1.3953
	SAN LORENZO	208.00	58.14	149.86	0.00	367.97	367.97	2.4554 (3)
	TOTAL	832.64	189.45	793.05	19.07	1460.52	1487.13	
TOTAL SIN			6955.59	803.06	12243.29	14158.81		

- (1) :Factor ponderado entre las dos cadenas hidráulicas  
(2) :Calculado con base en la cadena Paraíso-Guaca  
(3) :Considera el efecto de las centrales aguas arriba  
(4) :Considera el efecto sólo de la Tasajera  
(5) :Util menos nivel mínimo físico

El análisis de las necesidades en el mediano plazo se ha dividido en dos subperíodos. Para atender el primer subperíodo, entre 1998 y 2002, es necesario definir desde ya los proyectos cuya construcción debe acometerse en forma más o menos inmediata. Para atender el siguiente subperíodo, entre 2003 y 2008, basta con definir los estudios y otras acciones de preinversión necesarias.

La energía incremental requerida durante el período 1998-2002 varía entre 5238 y 11349 GWh/año según se tengan incrementos anuales de la demanda entre 3,4 y 4,7 %. En las mismas condiciones, la potencia firme incremental requerida varía entre 510 MW y 1548 MW, para lo cual, dadas las opciones existentes de expansión, se requiere ampliar la capacidad instalada del sistema entre 1040 y 2415 MW.

Para atender el crecimiento de la demanda del período 2003-2008, se requerirá una nueva ampliación para aportar del orden de 19500 GWh/año de energía y 3500 MW de capacidad instalada.

### Estrategia de Generación 1998-2002

De acuerdo con los análisis efectuados, se adoptó lo siguiente para el período 1998 - 2002:

- ◆ Construir 2000 MW adicionales distribuidos así:

- Centrales a Gas	600 MW
- Centrales a Carbón	600 MW
- Hidroeléctricas	800 MW
Total	2000 MW

- ◆ Disponer de 500 MW para respaldo, a través de proyectos privados

y de la ampliación de la interconexión con Venezuela.

- ◆ Adelantar acciones preliminares en otros 1500 MW para mejorar su disponibilidad y mejorar así también la flexibilidad en la ejecución del Plan.

La estrategia anterior se precisa en la tabla 5 donde se indican los proyectos en los cuales deben adelantarse acciones y dentro de los cuales deben escogerse, en el momento oportuno, los que se lleven a la etapa de construcción.

El Plan aprobado introdujo un nuevo esquema conceptual caracterizado por su flexibilidad, naturaleza dinámica, la consideración de incertidumbres y los análisis de vulnerabilidad. Asimismo, el Plan es de Referencia, con el propósito de dar las se-

**TABLA 5  
DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACION**

PROYECTO	RESPONSABLE	ACCION	CAP(MW)	FECHA ENTRADA EN OPERACION
BOOM 150 MW Barranquilla	CORELCA	Compra de Energía	150	I 00 MW IV - 1993 50 MW IV - 1994
Termovalle	CVC	Adjudicación Julio de 1994	150	I 00 MW II - 1996 50 MW II - 1997
Termobarranquilla	CORELCA	Contrato de Negociación	750	IV - 1995
Plan Gas	ECOPETROL	Inicio de construcción		1996
Destinación de Ovejas a Salvajina	CVC	Piegos de Licitación		I-1997
Térmica Gas Centro	ISA	Contratación Consultor	150	III-1997
Paipa IV	ELECTROBOYACA	Ajuste del contrato	150	IV - 1997
Termocesar	ISA	Adjudicación Abril de 1995	300	I - 1999
Porce II	EEPPM	Construcción	392	III - 1999
Urrá I	URRA S.A.	Construcción	340	III - 1999
Miel I	HIDROMIEL S.A.	Adjudicación Julio de 1994	375	II-2001
Línea El Coraza - San Mateo	ISA	Estudio de financiación	50	1994
Transmisión entre regiones	ISA	Estudio de Financiación		1997 - 2000
Interconexión Colombia - Venezuela	ISA	Estudio de factibilidad	300	

ñales a los agentes públicos y privados para acometer los proyectos que se requieren.

Una vez sintetizadas las características de orden técnico del sistema eléctrico actual, los proyectos existentes y previstos, tanto de transmisión, como de generación, y mirados desde la óptica de la tipificación ambiental como proyectos lineales y concentrados, pasemos a efectuar una revisión de los impactos sobre el medio humano que ellos ocasionan.

### **3. BALANCE DEL IMPACTO AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO**

En este capítulo se caracterizan los impactos ambientales generados por el Sector Eléctrico Colombiano (SEC), analizando por separado los impactos correspondientes a los sistemas de generación hidroeléctrica, termoeléctrica y de transmisión. Ante las limitaciones de tiempo y de información disponibles para efectuar esta caracterización, se tomó una muestra no exhaustiva tanto de las centrales, como de las líneas de transmisión en operación. El método de análisis utilizado implicó la consideración de cada tipo de impacto de manera independiente, sin desconocer la estrecha interrelación existente entre ellos.

#### **3.1 Caracterización Ambiental del Sistema Hidroeléctrico**

La caracterización del impacto ambiental del sistema hidroeléctrico, se realiza sobre una muestra de doce centrales actualmente en operación, las que son ejemplo de los impactos

típicos en los últimos 25 años de historia del SEC, y las cuales representan el 75 % de la capacidad hidroeléctrica total, el 78 % de la capacidad total de los embalses que respaldan al sistema hidroeléctrico y el 71 % del área total inundada por dichos embalses. Si bien se adelantan estudios y evaluaciones ambientales sobre otras centrales, no se reseñan en esta evaluación.

La mayoría de las centrales hidroeléctricas en el país se localizan en regiones rurales previamente intervenidas. El proceso de colonización ha sido un factor determinante en el deterioro de las cuencas. Los procesos de deforestación en las cuencas aportantes, se desarrollan a un ritmo tal que, rebasan los alcances de la gestión ambiental, la cual involucra responsabilidades de instituciones de orden municipal y regional.

El uso potencial del suelo afectado por los proyectos hidroeléctricos es en un 76 %, de baja calidad, con lo que se puede afirmar que este tipo de obras, al estar localizadas en zonas montañosas con presas de caída entre media y alta, no ha competido de manera significativa con el uso agropecuario.

#### ***Impactos sobre el medio físico***

Las principales impactos sobre el medio físico en las hidroeléctricas, son los asociados al cambio de régimen de flujo de las aguas superficiales y subsuperficiales y los asociados a las vías como factor de desestabilización de suelos, por las características geomorfológicas de los aprovechamientos hidráulicos. Estos efectos a su vez inducen otros que

impactan a las comunidades bióticas y humanas.

#### ***Impactos sobre el medio biótico***

En general se puede afirmar que este tipo de obras no generan grandes impactos sobre el medio biótico, puesto que en su gran mayoría, se localizan en regiones rurales previamente intervenidas. Sin embargo, hace falta desarrollar una perspectiva ecosistémica que permita la identificación, análisis y evaluación del orden de magnitud de las afectaciones sobre las comunidades bióticas y la afectación de ecosistemas tanto terrestres como acuáticos.

#### ***Impactos sobre el medio socioeconómico***

Los principales impactos sobre el medio socioeconómico son el desplazamiento de población, la afectación del ordenamiento regional y local, y los derivados de los procesos de migración y de presión sobre poblados cercanos a las obras. También son importantes los beneficios locales relacionados con la generación de empleo, el incremento de las demandas y la generación de fondos de ley 56 de 1981. Sin embargo, en la muestra analizada, se destaca la omisión de algunos indicadores socioeconómicos, lo que generó una baja calidad en la identificación y evaluación de los impactos, en la muestra utilizada. Se destaca la carencia de análisis sistémicos que permitan dimensionar los impactos a nivel municipal y la no consideración de los impactos sobre las economías de subsistencia, las que constituyen un factor de alta vulnerabilidad de las poblaciones.

### **Impactos sobre el medio sociocultural**

En relación con el análisis de los impactos sobre el medio sociocultural, se perciben deficiencias en la inclusión de variables e indicadores significativos y en la articulación entre los aspectos socioeconómicos y los aspectos socioculturales. La ausencia de análisis y de diseños de gestión sobre la dimensión cultural de los impactos ambientales, ha implicado un bajo nivel de conocimiento de la afectación causada sobre los mecanismos de supervivencia de las comunidades y las potencialidades adaptativas de las poblaciones. Parte de la población afectada por los desarrollos hidroeléctricos, es de alta vulnerabilidad social, debido a su dependencia de los recursos naturales y a su capacidad de adaptación a los impactos de los proyectos.

### **3.2 Caracterización Ambiental del Sistema Termoeléctrico Colombiano**

Los impactos del sistema termoeléctrico sobre el medio ambiente pueden considerarse como puntuales, sin embargo, se debe tener presente que la contaminación atmosférica y de aguas, genera repercusiones importantes tanto sobre las comunidades bióticas como sobre las poblaciones humanas. El impacto ambiental del sistema termoeléctrico apenas ha comenzado a ser estudiado. La identificación y evaluación de los distintos impactos particulares sobre los medios físico, biótico, socioeconómico y sociocultural, es muy desbalanceada. Solamente se ha realizado un desarrollo significativo en relación con los impactos sobre el medio físico.

### **Impactos sobre el medio físico**

En el proceso de generación térmica se generan impactos en el desarrollo de las actividades de minería, beneficio y transporte del carbón, extracción y transporte de otros combustibles, combustión y operación de las plantas.

Los principales impactos son la contaminación atmosférica por emisiones tanto de material particulado como de óxidos de carbono, azufre y nitrógeno en los procesos de minería, trasiego de combustible y combustión; deterioro del paisaje por la minería y la disposición final de cenizas; contaminación de aguas superficiales y subsuperficiales por minería y por efluentes de plantas de desmineralización y lixiviados de patios de carbón y cenizas; y contami-

**GRUPO DE 12 HIDROELECTRICAS CARACTERIZADAS POR EL CASEC**

<b>Central</b>	<b>Capacidad mw</b>	<b>Propietario</b>
Betania	500	CHB
Calderas	18	ISA
Chivor	1000	ISA
Guatapé	560	EEPPM
Guavio	150	EEB
Jaguas	170	ISA
Mesitas	580	EEB
Playas	200	EEPPM
Riógrande II	320	EEPPM
Rióprado	49	ICEL
Salvajina	270	CVC
San Carlos	1240	ISA



nación térmica sobre corrientes de agua por efluentes de proceso de enfriamiento

Muchos de los impactos de los proyectos termoelectrónicos sobre el medio físico no tienen la complejidad que se encuentra en los proyectos hidroeléctricos y podrían fácilmente ser cuantificados en términos de importancia, magnitud y duración. Hay escasez de información para realizar una evaluación cuantitativa de estos impactos; sin embargo se adelanta el proceso de análisis sobre ellos.

### ***Impactos sobre el medio biótico***

Los principales impactos sobre el medio biótico en centrales termoelectrónicas son los ocasionados por la contaminación térmica, alteración de la calidad de aire y emisión de residuos sólidos y líquidos. Ellos constituyen un factor de degradación de ecosistemas, tanto acuáticos como terrestres. Estos impactos pueden considerarse como puntuales. Sin embargo el conocimiento sobre ellos es deficiente y por lo tanto falta información para su evaluación. Algunos de ellos no resultan claramente atribuibles al SEC debido a la localización de las centrales en zonas altamente intervenidas.

### ***Impactos sobre los medios socioeconómico y sociocultural***

Los principales impactos de las termoelectrónicas sobre el medio socioeconómico y cultural son los derivados de la afectación de poblaciones urbanas por contaminación atmosférica y vertimientos líquidos. Existe incertidumbre sobre las implicaciones que sobre salud pública y productividad agropecuaria tienen estos im-

pacos. Entre los impactos benéficos se deben considerar la generación de empleo, tanto en la planta misma como en las actividades de minería y transporte de carbón.

### **3.3 Líneas de Transmisión**

El sistema interconectado nacional tiene 6912 km de líneas a 115 KV cuya franja de afectación directa es de 16 m de ancho; 7036 km de líneas a 230 KV, con una franja de afectación directa de 32 m; y 523 km de líneas a 500 KV, con una franja de afectación directa de 64 m.

Dado el carácter puntual de los impactos, su orden de magnitud no es muy alto si se les considera por separado. No obstante, las líneas de transmisión generan un impacto ambiental que puede ser significativo si se mira en forma agregada. La mayoría de los impactos ambientales en líneas de transmisión eléctrica pueden preverse y minimizarse, siempre que se involucre, de manera clara y coherente, el análisis ambiental en la selección de rutas y trazados definitivos, articulando las restricciones ambientales pertinentes a los mismos. En esta dirección ISA viene avanzando en la optimización ambiental de las líneas de transmisión.

### ***Impactos sobre el medio físico***

Los principales impactos sobre el medio físico son: pérdida de la cobertura vegetal que conlleva predisposición a la erosión y aumento de la escorrentía superficial, alteración hídrica y edáfica por la apertura de accesos y el paso de maquinaria pesada, y los impactos derivados de la construcción de accesos, tales como desestabilización de taludes, desliza-

mientos superficiales y cambios en el paisaje.

Estos impactos, en su mayoría son evitables o mitigables en alto grado, a través de una adecuada gestión. Una de las principales causas de los impactos ha sido la no inclusión oportuna de criterios de protección ambiental en la selección de corredores y alternativas de ruta. En relación con esto, se vislumbra un avance significativo en la gestión preventiva que adelanta ISA, a través de sus estudios sobre restricciones ambientales a los corredores de servidumbre. En relación con la definición y trazado de accesos, la mayoría de los efectos deletéreos se han causado por deficiencias en su definición y en la construcción.

### ***Impactos sobre el medio biótico***

Los principales impactos sobre el medio biótico son los derivados de la construcción de los accesos y de los despejes de servidumbres para tendido y mantenimiento. Ambas actividades son altamente deteriorantes de la cobertura vegetal. La incorporación de procedimientos constructivos (tendido de cables con helicóptero, la instalación de pórticos protectores, tendido de pescantes con cañón, el diseño de estructuras de torre más altas, etc.) contribuye, no obstante aumentar un poco los costos de las líneas, a evitar significativamente esta clase de impactos. Es notoria la carencia de estudios de mayor alcance y profundidad, que permitan identificar y evaluar el orden de afectación a nivel ecosistémico.

### **Impactos sobre los medios socioeconómico y sociocultural**

Este tipo de proyectos genera afectación a las familias más vulnerables a lo largo de corredores extensos y de alta diversidad sociocultural. Uno de los impactos lo constituye la potencialización de conflictos, derivada de los procesos inadecuados de negociación y avalúo de servidumbres. Es igualmente problemático el tipo de relación que se establece entre los contratistas y las comunidades locales durante la etapa de construcción de los proyectos. La inclusión de criterios sociales restrictivos para el trazado de las líneas de transmisión, constituye un factor importante de avance para minimizar impactos de tipo sociocultural sobre la población en las áreas de influencia de las líneas.

#### **3.4 Balance General**

Después de analizar los principales impactos causados y los problemas ambientales que aún quedan por resolver, originados por los proyectos del sector eléctrico, se puede afirmar que el impacto ambiental a nivel nacional imputable al Sector Eléctrico Colombiano, es moderado. No obstante, puede reducirse notablemente, sobre la base del desarrollo de una gestión ambiental preventiva, tarea iniciada en los últimos años y cuyo avance se ve hoy reforzado por la reciente creación del Ministerio del Medio Ambiente.

Algunos aspectos por resaltar, además de los incluidos en este capítulo son:

- ◆ La demanda sobre el ambiente causada por el sistema eléctrico en operación a nivel nacional, es relativamente pequeña con respecto a la disponibilidad de los recursos naturales existentes.
- ◆ Los embalses, incluyendo los de propósito múltiple, han inundado cerca de 350 km<sup>2</sup> que representan 0,3 milésimas del territorio. Las áreas inundadas, desde el punto de vista de su calidad agropecuaria se distribuyen en un 4,4% de calidad alta, un 18% de calidad media y un 77,6% de calidad baja. Es decir, que la ubicación en zonas montañosas de presas de caída media a alta, no ha competido significativamente con el uso agropecuario.
- ◆ El sistema termoeléctrico actual emite a la atmósfera del orden de 3 Mt/año de carbono, lo cual corresponde a un 20% de las emisiones por combustibles fósiles colombianas, las cuales son del orden de 14 Mt/año según análisis de Carrizosa (1991). Las 14 Mt/año corresponden a cerca de 0,4 t/hab/año, cifra que representa una tercera parte de la emisión media per cápita por combustibles fósiles, a nivel mundial.
- ◆ Los proyectos construidos por el sector eléctrico colombiano, se han desarrollado predominantemente en áreas previamente intervenidas por asentamientos humanos y procesos de deforestación y colonización. Lo cual indica que el SEC no ha sido el actor principal de la degradación de la cobertura de bosques, aún cuando se han causado impactos en este sentido.
- ◆ Las áreas directamente afectadas por el sector eléctrico (adquisiciones y servidumbres), para la construcción de centrales y líneas de transmisión, tienen una extensión agregada del orden de 1200 km, equivalente a una milésima parte del territorio nacional. Dentro de esta extensión no se incluyen las áreas afectadas por las actividades de minería asociadas con la generación termoeléctrica. El impacto causado resulta de proporciones mínimas, en relación con las cuentas económicas nacionales, regionales y locales. No obstante, sí ha tenido incidencia sobre las economías de subsistencia.
- ◆ Los impactos globales generados sobre los ecosistemas acuáticos, aunque probablemente son todavía moderados, tampoco cuentan con bases de conocimiento y análisis suficientes.
- ◆ Los proyectos del sector, especialmente las centrales hidroeléctricas, han generado impactos socioeconómicos tanto positivos como negativos a nivel municipal y regional, que no han sido suficientemente monitoreados; estos impactos se refieren principalmente a transformaciones del ordenamiento económico regional y de las características sociales de las zonas de influencia.
- ◆ Los proyectos del sector han ocasionado el desplazamiento de una población total estimada del orden de 30.000 habitantes, pertenecientes principalmente a grupos sociales rurales de asentamientos dispersos. El tratamiento de estos desplazamientos por parte del sector, en general no ha tenido en cuenta los valores culturales específicos de los grupos desplazados,

ni su vulnerabilidad, tanto social, como económica y cultural. Sólo a partir del año de 1992, con la aprobación de la política de reasentamiento de población y los posteriores desarrollos en su aplicación, se viene avanzando en el adecuado tratamiento de este impacto.

- ◆ La pérdida del patrimonio histórico y cultural, constituye un impacto recientemente articulado como objeto de mitigación por parte del sector. La falta de conciencia, las deficiencias en la legislación sobre la materia y el poco desarrollo conceptual y metodológico para los estudios de rescate arqueológico, implicaron un muy deficiente tratamiento de este impacto.

#### 4. BALANCE DE LA GESTIÓN AMBIENTAL E IMPLICACIONES SOBRE LA VIABILIDAD SOCIAL

En este numeral se incluye una reseña de algunas actividades ambientales que realiza el SEC en los proyectos y las cuales confluyen en la estructuración de la gestión. Como elemento inicial se introduce un concepto de gestión ambiental y un concepto de balance de la misma, diferenciando gestión ambiental remedial y preventiva.

##### Gestión Remedial

Las primeras acciones ambientales en el sector fueron fundamentalmente de contingencia. Su carácter remedial implicó asumir medidas de emergencia, para las cuales no se contaba con el conocimiento y el diseño de estrategias adecuadas. Desde el punto de vista social, este tipo de gestión fue presionado por movimientos cívicos de comunidades afectadas, el

tipo de respuesta originado en esta gestión más que un desarrollo técnico. En relación con los impactos se centró en dar respuesta a reivindicaciones puntuales. Sin embargo, en los últimos años, se ha superado esta gestión de tipo remedial, incorporando en forma progresiva una gestión preventiva, aspecto que ha constituido uno de los avances más significativos del sector en materia ambiental.

##### Gestión Preventiva

Esta nueva concepción, proactiva en la búsqueda de la viabilidad social, involucra a las comunidades afectadas y a la sociedad civil en el proceso de diseño y ejecución de la gestión ambiental de los proyectos. Ha implicado para el sector, el aumento de la calidad y oportunidad de los estudios de impacto ambiental, el refinamiento de los indicadores para la identificación y evaluación de impactos, el diseño de planes de manejo ambiental (PMA), la construcción paulatina e interdisciplinaria del concepto de ambiente desde una perspectiva integral, tanto en la articulación de las diferentes dimensiones analíticas sobre el ambiente, (aspectos físicos, bióticos, sociales, culturales, económicos y políticos), como la articulación oportuna y temprana de estas consideraciones dentro del ciclo técnico de los proyectos.

Entre las acciones que se realizan en el marco de la gestión preventiva, se pueden mencionar las siguientes.

##### Ejecución de Planes de Manejo Ambiental

Los Planes de Manejo Ambiental (PMA) constituyen el principal instrumento para la gestión am-

biental, en la medida en que ellos reúnen el conjunto de criterios, acciones y programas necesarios para prevenir, mitigar y compensar los impactos negativos y potencializar los positivos. A continuación se listan algunos de los elementos componentes de los Planes de Manejo Ambiental necesarios para los diferentes tipos de proyectos del SEC. Se debe anotar que la capacidad de gestión de las empresas del SEC, y en ocasiones la decisión de ejecución por parte de ellas, aún con todos los avances, está muy lejos de ser uniforme en la actualidad.

##### En hidroeléctricas

- ◆ Calidad de agua en embalses, tratamiento de efluentes de poblaciones y campamentos, adecuación del vaso del embalse
- ◆ Control de erosión
- ◆ Prevención social en poblados
- ◆ Reasentamiento de población
- ◆ Reposición de hábitats
- ◆ Rescate arqueológico
- ◆ Programas de conservación ecológica asociados
- ◆ Inversiones y transferencias de ley 56/81 (reforestación de cuencas y electrificación rural)
- ◆ Transferencias de ley 99/93
- ◆ Monitoreo ambiental
- ◆ Información y participación comunitaria
- ◆ Rescate arqueológico

##### En termoeléctricas

- ◆ Control de la calidad del aire
- ◆ Control de cenizas
- ◆ Control de efluentes y disposición de desechos
- ◆ Inversiones de ley 56/81 en electrificación rural y protección ambiental
- ◆ Transferencias de ley 99/93
- ◆ Monitoreo ambiental
- ◆ Información y participación comunitaria

- ◆ Prevención social en poblados
- ◆ Rescate arqueológico

#### **En líneas de transmisión**

- ◆ Reasentamiento de población
- ◆ Reposición forestal
- ◆ Rescate arqueológico
- ◆ Programas de conservación ecológica asociados
- ◆ Monitoreo ambiental
- ◆ ISA, además, realiza programas compensatorios de electrificación rural
- ◆ Información y participación comunitaria

#### **Creación de Unidades Ambientales**

Las empresas del sector cuentan con áreas ambientales con nivel jerárquico alto, aunque algunas tienen vacíos profesionales importantes, especialmente en las ciencias sociales y la ecología. No obstante lo anterior, la conformación y el nivel alcanzado por las unidades ambientales en el sector eléctrico, constituye una fortaleza en el desarrollo de la gestión ambiental sectorial.

Las agencias del sector interactúan, a través de sus unidades ambientales, con diversas instituciones del orden nacional y regional, para la ejecución de programas específicos ecológicos y sociales. Se ha avanzado en el intercambio de experiencias, el desarrollo de metodologías en la adopción de algunas políticas, a través del CASEC.

#### **Adopción de Políticas**

El marco de políticas y de procedimientos ambientales del SEC está determinado por el ordenamiento jurídico que existe en el país, especialmente en el Código Nacional de

los Recursos Naturales Renovables y del Ambiente, en el Código Sanitario Nacional y sus decretos reglamentarios y en la ley 56 de 1981 y su decreto reglamentario 2024 del 12 de julio de 1982 y la Ley 99 de 1993. Asimismo se procede de acuerdo con los lineamientos del Departamento Nacional de Planeación consagrados en el documento 2544 denominado "Una política ambiental para Colombia".

Durante los últimos años, el gobierno nacional, el sector energético y el sub-sector eléctrico y sus empresas, han iniciado y avanzado notablemente, en la conformación de políticas generales y específicas en materia ambiental:

Las políticas aprobadas a nivel sectorial hasta el momento, son las siguientes;

- ◆ Política para la Gestión Social con Participación de las Comunidades, de agosto de 1990, la cual establece los derroteros y principios sociales que rigen las relaciones de las empresas con comunidades afectadas por los proyectos, tendientes a lograr la participación activa y la concertación en el estudio de problemas y el diseño y realización de soluciones.
- ◆ Política para el Reasentamiento de Población Desplazada por los proyectos del sector eléctrico colombiano, aprobada en 1992, la cual establece los criterios sociales para reasentar las poblaciones desplazadas y define las acciones que deben ejecutarse en cada fase del reasentamiento, desde los estudios preliminares, pasando por la reu-

bicación de las familias hasta su readaptación al nuevo medio.

No obstante lo anterior, falta un esfuerzo importante en su articulación intersectorial, su unificación y complementación a nivel sectorial y su actualización de acuerdo con los últimos desarrollos constitucionales y legales. Las empresas del SEC, por su parte, han adoptado políticas, las cuales complementan el marco de desempeño ambiental fijando criterios para los asuntos de mayor interés para cada empresa.

#### **Articulación de los Ciclos Técnico y Ambiental**

##### **En generación**

El ciclo técnico de los proyectos de generación lo conforman las actividades secuenciales que permiten la definición del proyecto mediante una serie de toma racional de decisiones en el tiempo: estas actividades se extienden desde la fase inicial de exploración y reconocimiento a gran escala, hasta su construcción y operación.

El siguiente esquema de etapas es válido, fundamentalmente para proyectos hidroeléctricos, y se aplica con algunas variantes a los termoeléctricos, los cuales plantean algunas especificidades. El ciclo técnico se presenta a manera de paralelo con el ciclo de actividades ambientales.

## En transmisión

Si bien no existe una normalización para líneas de transmisión, se considera que las etapas planteadas aquí permiten una visión muy cercana de los alcances de las diferentes actividades que realiza ISA en los proyectos de transmisión.

## Inclusión de Consideraciones Ambientales en el Proceso de Planeamiento de la Expansión

El proceso de planeamiento de la expansión se entiende como el conjunto de actividades necesarias para la toma de decisiones acerca de cuáles proyectos debe emprender el SEC para garantizar la atención de la demanda futura de energía. Dicho proceso permite determinar la expansión óptima del SEC en sus dos componentes básicos, las plantas de gene-

ración y el sistema de transmisión, con el fin de cubrir los niveles de consumo de acuerdo con los objetivos del desarrollo socioeconómico del país.

El sector eléctrico, a través de ISA, ha realizado un gran esfuerzo en los últimos años, con el propósito de articular el análisis ambiental en el proceso de planeamiento de la expansión. La metodología con que se cuenta actualmente es de tipo multiobjetivo y fue desarrollada cuando los planes de expansión eran rígidos y obligatorios, con el fin de evaluar y ordenar, desde el punto de vista de impacto ambiental, proyectos individuales, o conjuntos de proyectos considerados para la expansión.

En la metodología aplicada se destaca lo siguiente:

- ◆ Integración de los aspectos biofísicos y sociales en la misma función multiobjetivo.
- ◆ Evaluación de térmicas e hidroeléctricas aplicando parámetros ambientales homogéneos
- ◆ Incorporación de la estructura de preferencias del decisor.

Se han determinado cinco objetivos en los que se recogen los impactos más relevantes de los proyectos de generación, hidráulicos o térmicos. Cada objetivo a su vez está conformado por uno o varios criterios, cada uno de ellos seleccionado con la finalidad específica de evaluar un impacto particular.

Los objetivos considerados, sus respectivos criterios y sus facto-

ESQUEMA DEL CICLO TÉCNICO Y AMBIENTAL DE LOS PROYECTOS DE GENERACION

ETAPA	ALCANCE TÉCNICO	ALCANCE AMBIENTAL
RECONOCIMIENTO	Identificación de posibilidades energéticas de una cuenca y conformación de un catálogo de proyectos, base para la selección de las mejores alternativas	Identificación general de conflictos y restricciones ambientales
PREFACTIBILIDAD	Determinación del esquema de uso y explotación integral más adecuado de los recursos energéticos de una cuenca. Se definen las alternativas de los proyectos	Análisis comparativo de las implicaciones ambientales de los proyectos y sus alternativas y recomendación de las que desde el punto de vista ambiental son factibles. Presentación Diagnóstico Ambiental de Alternativas
FACTIBILIDAD	Obtención de los elementos para definir si un proyecto es técnica, económica y financieramente viable para el país.	Evaluación detallada de los impactos ambientales que ocasionará el proyecto. Formulación a nivel de prediseño del Plan de Manejo Ambiental y cuantificación de los indicadores necesarios para hacer ambientalmente comparable el proyecto con otros, a escala nacional, que se encuentren en la misma etapa. Presentación del Estudio del Impacto Ambiental.
DISEÑO	Análisis final de las características detalladas de ingeniería y de las especificaciones de las diferentes componentes	Evaluación y recomendación de los posibles cambios técnicos derivados de los análisis ambientales a fin de obtener el óptimo técnico-ambiental del proyecto. Diseño detallado del Plan de Manejo Ambiental.
CONSTRUCCION	Ejecución del proyecto y realización de pruebas operativas	Ejecución del Plan de Manejo Ambiental, el cual incluye la aplicación del sistema de calidad ambiental.
OPERACION	Funcionamiento comercial de la planta	Evaluación ambiental expost. Ejecución de PMA de operación.

res de ponderación se encuentran en la tabla 6 de la pág. 38.

### Estimación de Costos de Acciones Ambientales

Con base en la identificación de los planes y programas "típicos" necesarios para el manejo de los impactos más relevantes de los proyectos de generación, se estimaron los costos de ejecución de las acciones necesarias para prevenir, mitigar y compensar dichos impactos. Los estudios disponibles de algunos proyectos incluyen ya el prediseño y evaluación de las acciones de manejo ambiental. Para los proyectos que no incluyen esta información o que no la tienen completa, se estimaron los costos de acciones ambientales, considerando la ejecución de 12 programas típicos en las centrales hidroeléctricas y de 9 programas típicos en las centrales térmicas. Adicionalmente, se

definieron cuantías globales de imprevistos dependiendo de la problemática ambiental, del nivel de los estudios y de las incertidumbres remanentes en cada proyecto.

### Realización de una Evaluación Ambiental Sectorial (EAS)

En marzo de 1993, el Gobierno Nacional acordó con el Banco Mundial efectuar una Evaluación Ambiental Sectorial (EAS) del Sector Eléctrico Colombiano (SEC). El Ministerio de Minas y Energía delegó la ejecución de la EAS a Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), entidad que realizó el trabajo.

El informe de la EAS incluye la descripción del Sector Eléctrico Colombiano y de sus procesos de estudio de proyectos y de planeamiento de la expansión; la caracterización de los efectos ambientales ocasionados

por la infraestructura de generación y transmisión actual, el marco institucional y el marco legal en materia ambiental, a nivel nacional; las políticas y procedimientos ambientales del sector; el análisis del manejo sectorial de los asuntos ambientales; el análisis de la metodología utilizada para la evaluación ambiental de los planes de expansión; las estrategias actuales de desarrollo sectorial y el análisis de sus implicaciones ambientales; la evaluación del desempeño sectorial desde el punto de vista de la economía ambiental; las tendencias previstas de desarrollo de los sectores eléctrico y ambiental; y, finalmente, recomendaciones para un plan de acción ambiental que mejore el desempeño del sector eléctrico.

CICLO TÉCNICO Y AMBIENTAL DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

ETAPA	ALCANCE TÉCNICO	ALCANCE AMBIENTAL
PLANEAMIENTO	Determinación de las líneas y subestaciones necesarias para cubrir la demanda del Sistema Interconectado	Análisis de las restricciones ambientales de la zona de localización del proyecto para la escogencia de las alternativas de ruta. Presentación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas.
DISEÑO	Evaluación de las alternativas de ruta. Selección de la ruta definitiva.	Elaboración e inclusión en los pliegos, de las especificaciones técnicas ambientales generales y particulares. Negociación de servidumbres. Presentación del Estudio de Impacto Ambiental.
PRECONSTRUCCION	Trámite de licitación y contratación del suministro de equipos. Licitación y contratación de las obras civiles y de la interventoría.	Elaboración e inclusión en los pliegos de las especificaciones técnicas ambientales generales y particulares. Conclusión de la negociación de servidumbres.
CONSTRUCCION	Replanteo definitivo construcción de las obras componentes del proyecto. Se llevan a cabo las pruebas operativas.	Ejecución del Plan de Manejo Ambiental. Aplicación del sistema de Calidad.
OPERACION	Energización, puesta en servicio e inicio de la operación comercial del proyecto.	Realización de las evaluaciones expost y ejecución del PMA de operación.

<b>Tabla 6</b>	
	<b>% de Ponderación</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Minimizar el Impacto sobre el Medio Físico</b></li> <li>- Estabilidad zona del proyecto</li> <li>- Incremento caudal del cauce receptor</li> <li>- Reducción de caudales</li> <li>- Calidad del agua</li> <li>- Calidad del aire</li> </ul>	20.4
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Minimizar Impacto sobre Medio Biótico</b></li> <li>Biota del ecosistema terrestre</li> <li>Biota del ecosistema acuático</li> <li>Biota de otros ecosistemas</li> </ul>	22.7
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Minimizar Población Desplazada</b></li> <li>- Población desplazada</li> </ul>	20.7
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Mínimizar Costos Regionales</b></li> <li>- Area requerida</li> <li>- Producción</li> <li>- Pérdida de patrimonio histórico</li> <li>- Deterioro ordenamiento regional</li> <li>- Trauma social</li> <li>- Empleo</li> <li>- Potencialización de conflictos</li> </ul>	18.5
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Maximizar Beneficios Regionales</b></li> <li>- Mejora en la red física de comunicaciones</li> <li>- Otros beneficios diferentes al de energía</li> <li>- Mejora en la electrificación rural</li> <li>- Mejora en la disponibilidad para la inversión social</li> <li>- Otras partidas de Ley 56/81</li> <li>- Generación de empleo en la región</li> </ul>	17.5

## 5. CAMBIOS EN EL ENTORNO: NUEVOS RETOS

El país está ante una gran encrucijada en materia económica, en materia política, en materia social y también en materia ambiental. Los aspectos relevantes de dicha encrucijada tienen que ver con: la apertura y modernización de la economía, el proceso de cambio institucional a todos los niveles, el nuevo papel del Estado, la aplicación de los dictámenes de la Constitución de 1991, en especial los referentes al medio ambiente y al papel de la sociedad civil en el proceso de desarrollo del país y la reciente legislación ambiental (promulgada

y en vía de serlo). Para el país entero, para los distintos sectores productivos y para el sector eléctrico en particular, la alternativa frente a esta encrucijada tiene que ver con la búsqueda del desarrollo sostenible, con el respeto por el medio ambiente, con la construcción de empresas competitivas, con la prestación eficiente de servicios y con la búsqueda de la convivencia ciudadana y la participación de la sociedad civil. Todos los puntos mencionados tienen relación preponderante con el sector eléctrico e implican, tomar decisiones en conjunto con la sociedad civil y con la comunidad, lo que requiere de claras señales de viabilidad social, tanto para las estrategias glo-

bales, como para la ejecución de proyectos en particular. Es claro que el principal esfuerzo de gestión social tiene que orientarse hacia la concertación con la comunidad como paso previo y garantía de viabilidad. En este orden de ideas, algunos de los nuevos retos que enfrenta el SEC, desde el punto de vista social son:

### Aumento de la Complejidad de la Gestión Ambiental

En las diferentes empresas del sector, los asuntos ambientales han pasado, en un plazo relativamente corto, de ser ignorados o minimizados a constituirse en una prioridad. En la última década se ha registrado una evolución rápida con respecto a la calidad de los estudios y de los Planes de Manejo Ambiental, configurándose de manera progresiva una gestión ambiental preventiva. Sin embargo no existe un cuerpo integrado de procedimientos y normas ambientales que regulen las diferentes actividades del sector eléctrico.

### Nuevo Marco Legal

Se han dado pasos trascendentales en materia ambiental con la expedición de la Constitución de 1991 y la Ley 99 de 1993. En el marco de los desarrollos legislativos posteriores a la ley 99/93 se identifica una intensa actividad reguladora en materia ambiental, la cual permite prever permanentes cambios en los modos de implementación de la legislación vigente, un proceso de reglamentación de la misma y expedición de nuevas leyes. En este plano se ubican en el momento las reglamentaciones en curso sobre manejo de residuos sólidos, tasas por uso de agua, reglamen-

---

taciones sobre consulta pública, en especial lo referente a minorías étnicas, reglamentación sobre salvaguarda de patrimonio histórico y sobre tasas retributivas y compensatorias.

### **Participación Privada y Libre Competencia**

Subsisten incertidumbres relativas a la forma como el sector privado asume la responsabilidad ambiental. Las empresas se ven abocadas a un mercado competitivo que exige competitividad y eficiencia económica. Si no se crea una conciencia clara sobre la responsabilidad ambiental y sobre la necesidad de contribuir en alcanzar un desarrollo ambientalmente sostenible, es posible que la estrategia se vea entorpecida por conflictos entre las empresas y las comunidades, o con las autoridades ambientales.

### **Ordenamiento Territorial Ambiental**

Se identifica en este plano y bajo los parámetros constitucionales y la ley 99 de 1993, así como en lo pertinente a la descentralización administrativa y las nuevas funciones de los entes territoriales, una clara

tendencia a la reorganización funcional y administrativa del territorio nacional bajo criterios de sustentabilidad ambiental implicando la redefinición de criterios de uso del suelo, con sujeción a planes de desarrollo municipal, las funciones y responsabilidades de las CAR y demás entes territoriales. Lo anterior significa la emergencia de nuevos actores institucionales y restricciones ambientales para el desarrollo de los proyectos.

### **Nuevos Desarrollos, Tecnologías y Comportamientos no Previstos del Impacto Ambiental**

La necesidad de garantizar energía contable al país, las exigencias de calidad y atención de contingencias, así como el desarrollo conceptual y metodológico en el conocimiento del medio ambiente, conllevarán la visualización de nuevos impactos y la identificación de impactos ambientales remanentes, que obligan a la definición, montaje y desarrollo de un programa permanente de investigación ambiental aplicada cuyos resultados se encaminen a la optimización de la planeación y la operación y a la inclusión de nuevas tecnologías en los desarrollos eléctricos.

### **El Nuevo Papel de la Sociedad Civil**

A partir de la Constitución de 1991, la Sociedad Civil ha adquirido nuevos instrumentos, que le permiten asumir su papel protagónico en el proceso de desarrollo del país. Esto ha implicado el fortalecimiento organizativo y la institucionalización a nivel nacional, regional, municipal y local del poder efectivo y legítimo de intervención en la toma de decisiones. Esta situación coloca al SEC en la necesidad de conseguir la viabilidad social, como condición prioritaria de aval a la estrategia global de desarrollo del Sector y de la ejecución de cada proyecto en particular. La viabilidad social se debe expresar en la licencia ambiental, en tanto en ella deben confluir los intereses y expectativas de la sociedad en materia ambiental y los procesos de concertación con las comunidades afectadas por los impactos ambientales de los proyectos. Desde este punto de vista la viabilidad social afecta todas las estrategias, acciones, programas y proyectos propios de los Planes de Manejo Ambiental.



# Electric Power Projects and the Human Environment: The Challenge of Social Viability

*Luis Carlos Villegas R. and Sergio Iván Carmona M.\**

## 1. ENVIRONMENTAL MANAGEMENT AND COMMUNITY PARTICIPATION

The present article is aimed at analyzing social management, or management of the human environment, as handled by electric power sector projects. The main goal is for community participation to become the focus of environmental management and to build a concept of social viability, to be achieved as the main result of the environmental management approach applied by the electric power utility companies of Colombia's Electric Power Sector (Sector Eléctrico Colombiano—SEC), within a framework of sustainable development.

Social viability is being formulated as the main requirement and critical path for electric power projects, in view of new regulations, prevailing sociopolitical conditions, the country's ethnic and cultural diversity, and its current social transformations.

The article combines analytical elements with illustrative aspects of the balance attained between environmental impact and SEC management. The illustrative elements show both the scope of the most common impacts stemming from the projects

and the management measures that have been applied, such as the conceptual and practical progress achieved by the SEC. Although this progress is far from being uniform, the efforts of various utility companies and the concrete implementation of successful sectoral mechanisms are underscored. Some of the basic concepts being assumed as a starting point are indicated below.

### Citizenship and Community

Civic management is different from community management. Community management is the fundamental point of interest for environmental management, and it is therefore a priority for the social contents of this management. Community, viewed as a community affected by impacts, is a linkage with the projects.

The community aspect of environmental management comes from the fact that environmental impacts create a linkage between the company and the groups affected by its projects. These affected groups or communities are the target of community management. The condition of being affected is added to that of

\* Energy and Environment, Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), Colombia

---

being a citizen and determines certain specific characteristics to be taken into account by management, inasmuch as it must give priority to the local and regional scope of environmental impacts. Within this context, to speak of civil society means referring to all those persons, entities, and organizations that are not part of the State.

### **Environmental Management**

Environmental management is the set of all actions needed to prevent, mitigate, and compensate negative environmental impacts and to enhance positive impacts. All the actions needed to ensure the adequate insertion of electric power projects in the natural and human environment of the localities and regions where they are implemented are included under the term environmental management. These must be carried out within the framework of the policies and legal provisions of the utility company.

Strategically, environmental management strives to achieve a compromise between national electric power needs and the interests of the communities affected by the impacts of projects. It is assumed that environmental impacts are modifications in the natural and human environment, at neighborhood, local, and regional levels, which are taking place as a result of the confrontation between a given environment and a project.

### **Environmental Management and Community Participation**

Projects are governed by the rationale behind economic development and are not usually designed for

environmental protection purposes. Nevertheless, they can be planned and implemented using an environmentally sustainable development approach, if it is assumed from the very start that community interests must be respected and that aspects of mutual interest should be sought through community participation and consensus processes.

This approach requires that environmental studies and actions be widely participatory. This implies recognizing the right, need, and advisability of involving other social players, especially communities that are directly affected in the identification of impacts and the design of plans of action.

This recognition means incorporating into the expert knowledge of specialists the knowledge on the environment held by those playing a leading role in the problems being studied and who, in addition, are actually living these problems. Direct access to the values and opinions of those who will eventually be the targets of the transformations that will occur due to the project should be ensured. In addition to the explanatory capacity of the studies, this approach facilitates coordinating the social actions to prevent, mitigate, and compensate the impacts between those producing the impacts and those being affected by them.

The participatory character of social management has been formulated and ratified in the sector through the adoption of the document "Policy Guidelines for Social Management with Community Participation," which sets forth the following description in its introduction:

"Community participation is the *nucleus, hub or fundamental element of social management* enabling the community to be acknowledged as the main counterpart in formulating, planning, implementing, evaluating, and following up on social actions and programs such as: replacement works, impact mitigation programs, plans for the resettlement of displaced population, Law 56 investment plans, plans for ordering and managing river basins, and programs for the productive use of reservoirs.

The range of application for community participation policies ... covers *social projects of interest for the communities of the area of influence of the energy projects*. In other words, community participation is conceived as an information, consultation, coordination, and co-management process in community projects stemming from social management and do not entail the definition of technical aspects of energy project design, construction, or operation."

## **2. CHARACTERIZATION OF THE ELECTRIC POWER SECTOR**

In order to provide a general description and overview of the scope of electric power sector activities from the viewpoint of the most relevant environmental characteristics, we have typified below environmental concerns and their linkage to existing projects that are already operating and those forecast over the short and medium terms, included in the country's power expansion plan.

In terms of environment, electric power projects can be typified

generally as either linear projects or concentrated projects, which in turn correspond to transmission lines and power generation stations, respectively.

### Linear Projects

These projects involve transmission lines. They are characterized by their length and their location in corridors that require partial constraints on land use. The 230-KV lines use right-of-way corridors with a width of 32 meters whereas the 500-KV lines require 64-meter corridors.

From the environmental standpoint, for the most part their impact solely affects the specific area covered by the corridor and therefore the magnitude of their impact is not considerable if view individually. Nevertheless, the impact may end up by being significant if all corridors are viewed as a whole. Normally, transmission line projects run through different natural and human environments, which means that their environmental management is quite complex.

Especially from the standpoint of impacts on the human environment and the management that they require, diversity should be emphasized as a condition that makes the task all the more difficult and demands specialization on the part of the professionals in charge of ensuring this management.

The diversity of human environments means political, cultural, and economic diversity requiring analytical aspects, impact assessment, and management design to be prop-

erly differentiated and extremely detailed in order to meet the specific needs of the communities affected by project impacts.

It is highly likely that one identical action by the project (manpower contracting, cutting and clearing for the right of way, installation of campsites, drilling and layout, for example) will exert impacts that are significantly different on the communities along the land to be used for the linear project, that is the transmission line. The measures and conditions for community coordination will be determined by these conditions and will be the factors ensuring successful management.

A quick look at operating and projected lines for expanding the interconnected system gives a good idea of the magnitude of the challenge being faced by social sciences and electric power sector utility companies.

### Transmission Network

The interconnected system's transmission grid has 16,015.2 kilo-

meters of transmission lines, broken down as follows:

115 KV Line	7296.81 km
230 KV Line	7653.39 km
500 KV Line	1065.00 km
<b>TOTAL</b>	<b>16015.20 Km</b>

The distribution of existing 230-KV and 500-KV lines are indicated in Table 1.

### Expansion Strategy

The Expansion Plan recommends that the actions described in Table 2 be implemented.

### Concentrated Projects

For the electric power sector, concentrated projects involve hydropower and thermoelectric generation stations. Impacts are usually quite significant and have a far-reaching local and regional scope. The diversity of natural and human environments that are affected is usually more limited than in the case of linear projects.

Table 1  
LENGTH OF TRANSMISSION GRIDS BY SYSTEM (Km)

SYSTEM	1993					
	115 kV		230 kV		500 kV	
	LINE	CIRCUIT	LINE	CIRCUIT	LINE	CIRCUIT
EEB	930.93	957.53	273.52	392.73	0.00	0.00
EPM	1521.57	1617.67	436.40	486.80	0.00	0.00
CVC	550.60	810.50	269.90	269.90	0.00	0.00
CHEC	463.91	465.98	24.50	49.00	0.00	0.00
NORDESTE	774.70	778.70	150.40	150.40	0.00	0.00
CED/CED	607.30	621.50	205.20	205.20	0.00	0.00
TOLIMA	653.00	868.60	0.00	0.00	0.00	0.00
CORELCA	914.63	1115.33	629.99	1027.36	0.00	0-001
CHB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ISA	58.00	61.00	3644.00	5072.00	1065.00	1065.00
<b>TOTAL</b>	<b>6474.64</b>	<b>7296.81</b>	<b>5633.91</b>	<b>7653.39</b>	<b>1065.00</b>	<b>1065.00</b>

Although social diversity is not a prevailing condition in concentrated projects, it is not an aspect that can be ignored, especially in large-scale projects such as some hydropower stations.

Normally impacts stemming from these concentrated projects are significant and can lead to substantial changes in the region's thrust. Impacts such as displacement of the population, changes in productive activities, and traumas due to migrations, with the corresponding cultural crises that they are likely to generate,

require the judicious application of social sciences to cope with them.

A brief overview of the country's electric power generation plants and those that have been forecast by the expansion plan is provided below.

### Generation Projects

Colombia's interconnected system currently has an installed capacity of 10,360 MW, distributed as indicated below:

	MW	%
Hydro	7953	76.8
Thermal	2408	23.2
Steam - Coal	569	5.5
Steam - Gas and for Fuel oil	1142	11.0
Turbogas	697	6.7
Total	10361	100.0

Table 3 provides a listing of existing stations. Installed capacity of stand-alone stations that supply localities that are not interconnected to the national system accounts for at least 1% of overall capacity.

TABLE 2  
ISA TRANSMISSION PROJECTS  
1993

PROJECT	Length km	DATE OF COMMISS- SIONING (Quarter-Year)	STATUS
<b>TRANSMISSION ENHANCEMENT (FIRST TRANSMISSION PLAN)</b>			
230 KV line San Carlos - Comuneros (Barranca) and 230 KV line Comuneros	176	IV - 1994	Construction
<b>SECOND TRANSMISSION PLAN</b>			
230 KV line la Mesa - Mirolindo and Enlargement of La Mesa and Mirolindo substations		IV - 1993	Operation
230 KV Reforma substation		I - 1995	Supplies
Expansion of Communications System Phase II - III		11 - 1994	Assembly
		11 - 1995	
<b>INTERCONNECTION WITH VENEZUELA</b>			
230 KV line Cuatrocantarios - Cuatrecasas,		IV - 1992	Operation
230 KV Cuatrecasas substation and Telecommunications		11 - 1994	Assembly
		III - 1994	
<b>VALLEY PROJECT</b>			
230 KV San Marcos substation (0, +210 (Mvar)) and compensation series (50%) of two circuits Esmeralda - Yumbo. Phase I		III - 1995	Supplies
300 KV line San Carlos - La Virginia - San Marcos (temporarily powered at 230 KV)	390	I - 1998	Design
230 KV substation La Virginia. Phase II		I - 1998	Design
230 KV substation San Marcos. Phase II		I - 1988	Design
230 KV substation San Carlos. Phase II		I - 1988	Design
Substations San Carlos - La Virginia - San Marcos 500/230 KV, 450MVA. Phase II		III - 1999	Design
Line La Virginia - La Hermosa	22	I - 1998	Feasibility
<b>ORIENTE PROJECT</b>			
230 KV line Paipa - Bucaramanga and substations Paipa and Bucaramanga	160	III - 1998	Draft terms of reference
230 KV line Bucaramanga - Ocaña - Cúcuta and Substations Bucaramanga, Ocaña y Cúcuta	280	II - 1994	Assembly
		IV - 1995	Remodelling of existing designs
<b>CERROMATOSO - URABA, BETANIA - MIROLINDO PROJECTS</b>			
230 KV line Cerromatoso - Urabá	135	III - 1995	Supplies
230 KV line Betania - Mirolindo	205	II - 1997	Design
230 KV substation Urabá		I - 1998	Bidding process
Substation Cerromatoso at 500/230 KV, 300 MVA		I - 1988	Bidding process
Substation Chinú Compensation (-75, +75(Mvar))		I - 1988	Bidding process
Compensation Caño Limón (15 (Mvar))		IV - 1998	Bidding process
<b>LA LOMA PROJECT</b>			
Substation Chinú Transformation 500/115 KV		II - 1996	Requests
230 KV line La Loma - El Copey and substations La Loma - El Copey	80	II - 1999	Draft requests
500 KV line La Loma - Ocaña - Bucaramanga and 230 KV substations La Loma, Ocaña and Bucaramanga	300	II - 1999	Omit requests
Interconnection lines Tulcán - Ipiales, 115/138 KV	12	IV - 1995	Feasibility
Substation connection San Felipe to the line Esmeralda - La Mesa		IV - 1997	Feasibility
Transformer Sabanalarga, 500/220 KV, 450MVA		IV - 1998	Feasibility

(1) These costs do not include scaling or financial expenses.

**TABLE 3 MAIN STATIONS**

STATION	CAPACITY(MW)		EFFECTIVE CAPACITY PER UNITS	TYPE (1)	CONVERSION FACTOR (2)	YEAR (3)
	NOM.	EFFECTIVE				
<b>EEB</b>			(No. units x capacity)			
CANOAS	50.0	50.0	1 x 50.0	F	1.2500	1972
SALTO I(6)	61.5	20.0	10.0 + 10.0 + 3.0 x 0	P	3.1250	1951
SALTO II	70.0	70.0	2 x 35.0	P	3.1250	1963
LAGUNETA	76.0	72.0	4 x 18.0	F	1.8000	1960
COLEGIO	300.0	300.0	6 x 50.0	P	7.5000	1970
ZIPA II - III	103.5	103.5	37.5 + 66.0	CV	1.9608	1976
GUACA	324.0	310.5	3 x 103.5	P	9.2600	1987
PARAISO	276.0	270.0	3 x 90.0	P	7.8900	1987
GUAVIO	1150.0	1000.0	5 x 200.0	P	9.2812	1992
<b>TOTAL</b>	<b>2411.0</b>	<b>2196.0</b>				
<b>EPM</b>						
TRONERAS	36.0	42.0	2 x 21.0	F	0.6760	1965
GUADALUPE III	270.0	270.0	6 x 45.0	P	4.5180	1966
GUADALUPE IV	216.0	201.0	3 x 67.0	F	3.3670	1985
RIOGRANDE	75.5	75.5	3 x 25.0 + 1 x 0.5	3F, 1P	2.4190	1956
GUATAPE	560.0	560.0	8 x 70.0	P	6.8940	1980
PIED.BLANCAS	12.0	6.4	1 x 6.4	P	3.6190	1958
AYURA	19.1	19.0	1 x 19.0	F	2.6820	1983
PLAYAS	204.0	200.0	3 x 66.66	F	1.5870	1988
NIQUILA	22.5	22.0	1 x 22.0	P	7.7198	1993
LA TASAJERA	104.0	104.0	1 x 104.0	P	7.7198	1993
<b>TOTAL</b>	<b>1519.1</b>	<b>1499.9</b>				
<b>CVC</b>						
ALT.ANCHICAYA	340.2	345.0	3 x 115.0	F	3.5800	1973
BAJ.ANCHICAYA	64.0	72.0	2 x 12.0 + 2 x 24.0	F	0.5800	1957
SALVAJINA	270.0	270.0	3 x 90.0	F	0.9230	1985
CALIMA	120.0	120.0	4 x 30.0	F	1.7800	1967
YUMBO	50.0	48.0	2 x 9.0 + 30.0	CV	1.5385	1962
MENORES	12.0	2.0				
<b>TOTAL</b>	<b>866.2</b>	<b>857.0</b>				
<b>ELECTRIFICADORAS</b>						
CHEC						
INSULA	27.0	21.0	3 x 7.0	F	0.8250	1979
ESMERALDA	30.0	30.0	2 x 15.0	F	1.3600	1963
S.FRANCISCO	135.0	135.0	3 x 45.0	F	1.5000	1969
MEN.(CHEC+CQR)	27.5	18.0				
RIONEGRO	10.0	10.0	2 x 5.0	F	0.5300	1974
<b>SUBTOTAL</b>	<b>229.51</b>	<b>214.01</b>				

Table 3 continued

STATION	CAPACITY (MW)		EFFECTIVE CAPACITY BY UNIT	TYPE (1)	CONVERSION FACTORS (2)	YEAR (3)
	RATING	EFFECTIVE				
TOLIMA-HUILA						
MENORES TOLIMA	15.1	7.01				
MENORES HUILA	8.3	5.01				
SUBTOTAL	23.4	12.0				
<b>NORDESTE</b>						
PAIPA I	33.0	33.0	1 x 33.0	CV	1.5949	1963
PAIPA II	74.0	74.0	1 x 74.0	CV	2.0408	1975
ZULIA	15.0	0.0	1 x 0.0	FO-V,GV	7.46,56.62	1969
TIBU	19.0	15.0	3 x 5.0	FO-V,GV	5.99,43.96	1965
PALMAS-S.GIL	30.0	18.0		F	1.2850	1954
PALENQUE III	15.0	15.0	1 x 15.0	GV	68.1953	1972
PALENQUE IV	16.0	15.0	1 x 15.0	TG	68.1953	1982
BARRANCA I-IV	26.0	25.0	1x12.0 + 1x13.0	GV,FO-V	72.5,11.42	1972
BARRANCA III	66.0	66.0	1 x 66.0	GV,FO-V	77.5,11.42	1978
SUBTOTAL	294.0	261.0				
<b>CEDELCA-CEDENAR</b>						
RIO MAYO	21.0	21.0	3 x 7.0	F	1.6770	1969
FLORIDA 11	24.0	24.0	2 x 12.0	F	0.9390	1975
MENORES	12.0	9.0				
SUBTOTAL	57.0	54.0				
TOTAL	603.9	541.0				
<b>POWER UTILITIES</b>						
<b>KCEL</b>						
RIO PRADO	51.0	49.0	15.0+14.0+15.0+5.0	F	0.4137	1973
PAIPA III	74.0	75.0	1 x 75.0	CV	2.1281	1982
TOTAL	125.0	124.0				
<b>CORELCA</b>					2.2272	
TERMOGUAJIRA	320.0	320.0	2 x 160.0	G-C	97.229,2.2477	1987
EL RIO (6)	94.3	34.0	2+0+2x4+5+10+9+0+0+0	(4)	50.4563,56.8162	1972
LA UNION	61.4	49.0	9+12+18+10	G-TG	50.0781	1971
BARRANQUILLA	316.0	280.0	55+55+70+70+2*15	CV	76.0036	1980
CARTAGENA 1 - 11	132.0	119.0	64 + 55	G/FO	73.5776,12.706	1980
COSPIQUE	57.5	36.0	2 x 4 + 9 + 8 + 11	(5)	43.6612	1972
CHINU I, II, IV	47.1	25.0	6 + 6 + 0 + 13	G-TG	54.1465	1971
BALLENAS	31.6	10.0	0 + 10.0	G-TG	64.9753	1983
RIOMAR	10.8	10.0	1 x 10.0	G-TG	47.2634	1985
TURCHINU (6) (7)	133.0	122.0	2x30.0 + 32.0 + 30.0	TG	69.5197	1982
TOTAL	1203.7	1005.0				
<b>MIN-HACIENDA</b>						
CARTAGENA III	71.0	70.0	1 x 70.0	G/FO	71.8907,12.706	1980
BARRANCA IV	32.0	30.0	1 x 30.0	GV-TG	66.9655	1983
BARRANCA V	22.0	22.0	1 x 22	TG	72.8927	1982
TASAJERO	163.0	150.0	1 x 150.0	CV	2.4300	1985
TOTAL	288.0	272.0				
<b>CHB</b>	1					
BETANIA	510.0	500.0	3 x 166.6	F	0.5857	1987
ISA						

Table 3 continued

STATION	CAPACITY (MW)		EFFECTIVE CAPACITY BY UNIT	TYPE (1)	CONVERSION FACTOR (2)	YEAR (3)
	RATING	EFFECTIVE				
CHIVORI	500.0	500.0	4 x 125.0	P	6.3691	1977
CHIVORI II	500.0	500.0	4 x 125.0	P	6.3691	1982
SAN CARLOS I	620.0	620.0	4 x 155.0	P	5.0231	1984
SAN CARLOS II	620.0	620.0	4 x 155.0	P	5.0231	1987
JAGUAS	170.0	170.0	2 x 85.0	F	2.2291	1988
CALDERAS (6)	9.0	0.0	1 x 0	P	2.7700	1988
ZIPA IV	66.0	66.0	1 x 66.0	CV	1.9608	1981
ZIPA V	66.0	66.0	1 x 66.0	CV	1.9608	1985
TABOR	29.4	25.0	1 x 25.0	SEA DIESEL	10.9958	1993
TOTAL	2580.4	2567.0				
ECOPETROL						
GUALANDAY (8)	34.4	28.0	1 x 28.0	TG	105.3186	1992
VALLE I (8)	34.4	26.5	1 x 26.5	ACPM	13.6067	1993
OCCA (8)	34.4	27.0	1 x 27.0	ACPM	13.6067	1993
TOTAL	103.2	81.5				
GENERACION PRIVADA						
PROELECTRICA	60.0	60.0	2 x 30.0	TG	100.0000	
LAS FLORES	100.0	100.0	1 x 100.0	TG	93.4579	
TOTAL	160.0	160.0				
TOTAL INTERCONNECTED SYSTEM	10360.5	9803.4				

NOTES

- (1) : TYPE OF STATION
- F Hydro con Francis
- P Hydro con Pelton
- CV Coal-steam thermal
- GV Gas-steam thermal
- FO-V: Fuel oil-steam thermal
- G Gas thermal
- TG Turbogas thermal
- FO Fuel oil thermal
- (2) For hydro plants in MW/m<sup>3</sup>/sec.  
For CV hydro plants in MWh/ton  
For FO thermal plants in KWh/gal.  
For GV thermal plants in KWh/MBTU.
- (3) Year of commissioning of the last unit
- (4) Units 2 to 8 are type GV, 9 and 10 are type G/TG
- (5) Units 1 to 4 are type CF, Unit 5 is type G/TG
- (6) Stations with units in recovery process
- (7) Former Chinú of ISA
- (8) Conversion factor for simple and compound cycle

In order to regulate the inflows being tapped, the interconnected hydropower system has an aggregate useful reservoir capacity of 6,956,000,000 cubic meters, equivalent to 12,243 GWh net. In view of their relevance for the environment of the reservoirs corresponding to each power station, Table 4 provides a

descriptive listing of the main stations.

### Power Generation Expansion Plan

In 1992, the electric power sector adopted a Referential Expansion Plan, which was revised at the end of 1993, including adjustments.

The most important adjustment involved a 25% increase in the share of gas-fired stations, to the detriment of coal-fired stations.

### Medium-Term Needs

The current interconnected system, built up with programs

**TABLE 4  
PRINCIPAL RESERVOIRS 1993**

SYSTEM	NAME	CAPACITY (Mm3)				GWh		CONVERSION FACTOR
		PEAK	DEAD	USEFUL	PHYSICAL	NET (5)	GROSS	(GWh/Mm3)
E E B	AGGREGATE	908.40	20.40	888.00	190.03	2924.49	3720.72	4.1900 (1)
	TOMINE	704.70	14.70	690.00	147.66	2272.40	2891.10	4.1900
	SISGA	101.00	5.00	96.00	20.54	316.16	402.24	4.1900
	NEUSA	102.70	0.70	102.00	21.83	335.92	427.38	4.1900
	MUNA	42.40	1.00	41.40	20.95	97.43	197.23	4.7639 (2)
	CHUZA	247.00	23.00	224.00	120.51	433.61	938.56	4.1900 (1)
	GUAVIO	899.38	112.06	787.32	0.00	2029.79	2029.79	2.5781
	TOTAL	2097.18	156.46	1940.72	331.49	5485.32	6886.30	
E P M	EL PENOL	1236.29	67.35	1168.94	70.14	4130.37	4394.01	3.7590 (3)
	MIRAFLORES	144.92	8.80	101.04	3.44	232.11	240.28	2.3781 (3)
	TRONERAS	35.39	9.44	25.95	0.26	61.09	61.71	2.3781 (3)
	PLAYAS	77.59	22.50	55.09	41.87	24.26	101.16	1.8362 (3)
	RIOGRANDE2	235.52	83.38	152.14	0.00	326.25	326.25	2.1444 (4)
	TOTAL	1652.12	168.97	1503.16	73.83	4749.83	5123.41	
C V C	A.ANCHICAYA	45.00	14.90	30.10	0.33	34.40	34.78	1.1556
	CALIMA	581.00	143.50	437.50	120.31	156.63	216.32	0.4944
	SALVAJINA	908.63	177.31	731.32	175.52	142.50	187.50	0.2564
	TOTAL	1534.63	335.71	1198.92	296.16	333.73	438.60	
ICEL	PRADO	1270.00	770.00	500.00	82.50	47.98	57.46	0.1149
CHB	BETANIA	1974.34	954.60	1019.74	0.00	165.91	165.91	0.1627
IS A	ESMERALDA	758.02	165.02	593.00	0.00	1049.14	1049.14	1.7692
	PUNCHINA	74.62	24.43	50.19	19.07	43.42	70.03	1.3953
	SAN LORENZO	208.00	58.14	149.86	0.00	367.97	367.97	2.4554 (3)
	TOTAL	832.64	189.45	793.05	19.07	1460.52	1487.13	
TOTAL SIN			6955.59	803.06	12243.29	14158.81		

- (1) Weighted factor between the two hydro chains
- (2) Estimated on the basis of the Paraiso-Guaca chain
- (3) Takes into account the impact of stations downriver
- (4) Takes into account only the impact of Tasajera
- (5) Useful less minimum physical level



being implemented, could meet an average energy demand of 47,880 GWh per year and a capacity demand of 8,300 MW, which would cover electricity needs over the short term until 1997.

To analyze medium-term needs, the time-frame has been divided into two subperiods. To cover needs for the first subperiod between 1998 and 2002, projects must already be defined so as to immediately start construction. To cover needs for the second subperiod, between 2003 and 2008, studies and other preinvestment actions must be defined.

Incremental energy required during the 1998-2002 period fluctuates between 5,238 and 11,349 GWh per year depending on what annual demand increment, expected to range from 3.4% to 4.7%, is assumed.

Under the same conditions, firm incremental capacity required varies between 510 MW and 1,548 MW, for which purpose, in view of existing expansion options, the system's installed capacity would have to be increased to a figure ranging from 1,040 MW to 2,415 MW.

In order to cope with growth of demand for the period 2003-2008, a new enlargement will be required to supply on the order of 19,500 GWh per year of energy and 3,500 MW of installed capacity.

#### Generation Strategy 1998-2002

On the basis of the analyses that were conducted, the following scheme was adopted for the period 1998-2002:

- ◆ Construction of 2,000 additional

MW, distributed as indicated below:

- Gas-fired stations	600 MW
- Coal-fired stations	600 MW
- Hydropower stations	800 MW
Total	2000 MW

- ◆ Obtain 500 MW for backup through private projects and enlargement of the interconnection with Venezuela.
- ◆ Further preliminary actions in additional 1,500 MW to improve their availability and thus improve flexibility in the plan's implementation.

The previous strategy is specified in Table 5, which indicates those projects that should be promoted and among which a selection should be made for eventual construction.

**TABLE 5  
DEVELOPMENT OF POWER GENERATION PROJECTS**

PROJECT	IN CHARGE	ACTION	CAPACITY (MW)	DATE OF COMMISSIONING
BOOM 150 MW Barranquilla	CORELCA	Purchase of energy	150	100 MW IV - 1993 50 MW IV - 1994
Termovalle	CVC	Awarding July 1994	150	100 MW II - 1996 50 MW II - 1997
Termobarranquilla	CORELCA	Deal contract	750	IV - 1995
Gas plant	ECOPETROL	Start of construction		1996
Destination from Ovejas to Salvajina	CVC	Bidding documents		I-1997
Centro gas-fired thermal stationro	ISA	Hiring consultant	150	III-1997
Paipa IV	ELECTROBOYACA	Contract adjustment	150	IV - 1997
Termocesar	ISA	Awarding April 1995	300	I-1999
Porce II	EEPPM	Construction	392	III - 1999
Urrá I	URRA S.A.	Construction	340	III - 1999
Miel I	HIDROMIEL S.A.	Awarding July 1994	375	II-2001
Line El Coraza - San Mateo	ISA	Financing study	50	1994
Transmission between regions	ISA	Financing study		1997 - 2000
Interconnection Colombia - Venezuela	ISA	Feasibility study	300	

The approved Plan introduced a new conceptual scheme characterized by flexibility, dynamism, consideration of uncertainty, and analysis of vulnerability. Likewise, the Plan is viewed as a benchmark aimed at providing appropriate signals to public and private players to implement the projects that are required.

Once the technical characteristics of the present electric power system and existing and planned transmission and generation projects have been summarized and viewed with an environmental approach in terms of linear and concentrated projects, we will review the impacts they produce on the human environment.

### **3. OVERVIEW OF THE ELECTRIC POWER SECTOR'S ENVIRONMENTAL IMPACT**

The present chapter is aimed at characterizing the environmental impacts generated by the Colombian Electric Power Sector (Sector Eléctrico Colombiano—SEC) and analyzing individually the impacts exerted on the environment by hydropower generation, thermoelectric generation, and transmission. In view of time constraints and lack of available information to conduct this characterization thoroughly, a sample of both operating stations and transmission lines was taken. The analytical method used meant considering each type of impact independently, without ignoring the close linkage between all of them.

#### **3.1 Environmental Characterization of the Hydropower System**

Characterization of the environmental impact of the hydropower

system is based on a sample of 12 stations currently operating, which provides examples of typical impacts over the last 25 years of the SEC's history and accounts for 75% of total hydropower capacity, 78% of total capacity of the reservoirs that support the hydropower system, and 71% of the total area flooded by these reservoirs. Although environmental studies and assessments have been carried out on other stations, they are not included in this evaluation.

The majority of the country's hydropower stations are located in rural regions that have been previously settled. The process of human settlement has been a determining factor in the deterioration of the basins. Deforestation processes in the inflowing basins have developed at such a rapid pace that they are beyond the scope of environmental management, which involves municipal and regional institutional responsibilities.

It is estimated that, in terms of land use, 76% of the soil affected by hydropower projects is poor quality. It can therefore be asserted that this type of project, due to its location in mountainous areas with dams involving between medium and low heads, has not significantly competed with livestock and agricultural activities.

#### ***Impacts on the physical environment***

Impacts on the physical environment as a result of hydropower station projects involve the change in inflow regime of surface and subsurface waters and the building of roads as a land destabilization factor due to the geomorphological characteristics of hydro development. These in turn

induce others that affect biotic and human communities.

#### ***Biotic impacts***

As a rule, it can be asserted that this type of project does not exert any major impact on the biotic environment, since for the most part they are located in rural regions that have been previously settled. Nevertheless, an ecosystemic approach is needed to identify, analyze, and assess the magnitude of effects on the biotic communities and both land and water ecosystems.

#### ***Socioeconomic impacts***

The major impacts being exerted on the socioeconomic environment involve displacing the population, changing local and regional layout, and those coming from migratory processes and the resulting pressure on nearby towns. There are nevertheless important local benefits in terms of jobs, greater demand, and generation of funds as a result of Law 56 of 1981. In the sample that was reviewed, however, the omission of several socioeconomic indicators, which generated low quality in terms of impact identification and assessment, was emphasized in the sample. The lack of systemic analyses facilitating the scoping of impacts at the municipal level and the lack of consideration of impacts on the subsistence economy, which are highly vulnerable factors for the population, are also underscored.

#### ***Sociocultural impacts***

As for the analysis of impacts on the sociocultural environment, there have been deficiencies in the inclusion of significant variables and

indicators and in the linkage of socioeconomic aspects with socio-cultural aspects. The absence of analyses and management designs on the cultural dimension of environmental impacts has implied a low level of knowledge about how impacts affect community survival mechanisms and their community's adaptation potential. Part of the population affected by hydropower projects is classified as high social vulnerability, owing to their dependence on natural resources and their poor capacity to adapt to project impacts.

### 3.2 Environmental Characterization of the Thermoelectric System

The environmental impacts stemming from the thermoelectric system can be viewed as highly spe-

cific; nevertheless, it should be kept in mind that air and water pollution generated major repercussions on both biotic communities and human settlements. The environmental impact of the thermoelectric system has hardly begun to be studied. Identification and assessment of the different specific impacts on the physical, biotic, socioeconomic, and sociocultural environment is highly unbalanced. Progress has only been made with impacts on the physical environment.

#### *Impacts on the physical environment*

In the thermal generation process, impacts occur in the development of mining activities, the development and transport of coal, the extraction and transport of other

fuels, combustion, and plant operation.

The major impacts are atmospheric pollution due to emissions of both particulates and carbon, sulfur, and nitrogen oxides in mining processes, fuel transport, and combustion; landscape deterioration due to mining and the final disposal of ash; the pollution of surface and subsurface waters due to mining and the effluent from demineralization plants and leaching from coal and ash yards; and thermal contamination of water currents due to effluent from cooling processes.

Many of the impacts of thermoelectric projects on the physical environment do not involve the complexity of hydropower projects and can easily be quantified in terms of

**GROUP OF 12 HYDROPOWER STATIONS  
CHARACTERIZED BY CASEC**

Station	Capacity MW	Owner
Betania	500	CHB
Calderas	18	ISA
Chivor	1000	ISA
Guatapé	560	EEPPM
Guavio	150	EEB
Jaguas	170	ISA
Mesitas	580	EEB
Playas	200	EEPPM
Riogrande II	320	EEPPM
Rioprado	49	ICEL
Salvajina	270	CVC
San Carlos	1240	ISA

---

importance, magnitude, and duration. There is a shortage of information to conduct a quantitative assessment of these impacts; nevertheless, the analytical process continues.

### ***Biotic impacts***

The main impacts on the biotic environment in thermoelectric stations come from thermal pollution, alteration of air quality, and emission of solid and liquid wastes; these factors degrade both water and land ecosystems. These impacts can be viewed as specific; nevertheless there is a lack of knowledge about them and therefore not enough information for their assessment. Some of them are not clearly attributable to the SEC, owing to their location in zones that have already been extensively settled and developed.

### ***Socioeconomic and sociocultural impacts***

The principal impacts of thermoelectric stations on the socioeconomic and cultural environment involve the urban population affected by atmospheric pollution and liquid waste discharges. There is uncertainty about the implications that these impacts have for public health and agricultural/livestock productivity. Among the positive effects, the creation of jobs in both the station and coal mining and transport activities should be taken into consideration.

### **3.3 Environmental Characterization of the Transmission Lines**

The national interconnected system has 6,912 kilometers of 115-KV lines, directly affecting a 16-

meter-wide strip of land; 7,036 kilometers of 230-KV lines with a width of 32 meters; and 523 kilometers of 500-KV lines with a width of 64 meters.

In view of the highly localized character of these impacts, their order of magnitude is not very high if taken separately. Nevertheless, the transmission lines generate an environmental impact that could be substantial if viewed as a whole. Most environmental impacts in power transmission lines can be anticipated and minimized, as long as the environmental analysis is clearly and coherently involved in the process of selecting definitive routes and layouts and applying relevant environmental restrictions. ISA has been making progress in this direction to ensure the environmental optimization of transmission lines.

### ***Impacts on the physical environment***

The principal impacts on the physical environment are: loss of plant covering which facilitates erosion and surface runoff, water and ground alteration due to the opening of access roads and the passing of heavy machinery, and the impacts stemming from the building of access roads, such as destabilization of embankments, mudslides, and changes in the landscape.

These impacts are for the most part inevitable or highly mitigable through adequate management. One of the main causes of the impacts has been the failure to include, on time, an environmental protection approach to the selection of corridors and route alternatives. Regarding

this, major progress is expected in the preventive management being promoted by ISA, through its studies on environmental constraints on right-of-way corridors. Regarding the definition and layout of access roads, the most deleterious effects stem from deficiencies in their determination and construction.

### ***Biotic impacts***

The principal impacts on the biotic environment are those stemming from the construction of access roads or the clearing of right-of-way corridors for installing the lines and providing maintenance, both of which are highly damaging for the plant covering. The incorporation of environmentally sound construction procedures, such as the laying of lines by helicopter, the installation of protective gates, the laying of boom cables by firing, designing higher tower structures, etc. although increasing somewhat the cost of the lines, substantially helps to avoid this class of impacts. The lack of broader-ranging and more in-depth studies that would permit identifying and evaluating the level of impact is noteworthy.

### ***Socioeconomic and sociocultural impacts***

This type of project affects the most vulnerable families along the extensive transmission corridors running through a diverse range of sociocultural milieus. One of the impacts is the enhancement of potential conflicts, as a result of inadequate negotiating and appraisal processes of rights-of-way. The type of relation between contractors and local communities during the project construc-

---

tion phase can also lead to problems. The inclusion of social constraint factors for laying out the transmission lines is important to minimize socio-cultural impacts on the population in the areas of influence of the transmission lines.

## GENERAL OVERVIEW

After analyzing the principal impacts caused and the environmental problems that remain to be resolved, originated by electric power sector projects, it can be asserted that the national environmental impact stemming from the SEC is moderate. Nevertheless, it could be substantially reduced on the basis preventive environmental management, a task begun over the last few years and whose progress is being consolidated by the recent creation of the Environmental Ministry.

Some aspects to be emphasized, in addition to those included in this chapter, are:

- ◆ Pressure exerted on the environment by the electric power sector currently operating in the country is relatively small compared to the availability of existing natural resources.
- ◆ The reservoirs, including multi-purpose reservoirs, have flooded close to 350 square kilometers, which accounts for 0.3 thousandths of the country's territory. From the standpoint of agricultural/livestock quality, 4.4% of flooded areas cover high-quality soil, whereas 18% cover medium-quality soil, and 77.6% cover poor-quality soil. In other words, the location of dams with high

and low heads in mountains zones has helped to avoid significant competition with agricultural/livestock use.

- ◆ The current thermoelectric system emits into the atmosphere on the order of 3 metric tons per year of carbon, which accounts for 20% of all of Colombia's fossil fuel emissions, which amount to 14 metric tons per year according to an analysis by Carrizosa (1991). The figure of 14 metric tons per year means close to 0.4 tons per inhabitant per year, a figure which is actually one third the average per capita emission due to fossil fuels in the world.
- ◆ The projects built by the SEC have developed predominantly in areas previously settled and developed and undergoing deforestation and continued settlement. This indicates that the SEC has not been the major player responsible for degrading the forest cover, although it has played a role in the negatives impacts that have occurred.
- ◆ The areas directly affected by the electric power sector (purchases and rights-of-way) for the construction of stations and transmission lines have an aggregate extension on the order of 1,200 square kilometers equivalent to one-thousandth of the country's territory. This area does not include the areas affected by mining activities related to thermoelectric power generation. The impact being produced is therefore minimal in comparison to national, regional, and local economic activities. Nevertheless it

has exerted an incidence on subsistence economies.

- ◆ Global impacts on water ecosystems, although probably still relatively moderate, have no substantiating evidence or sufficient groundwork for analysis.
- ◆ Sector projects, especially hydropower stations, have generated socioeconomic impacts that are both positive and negative for the municipality and the region, but they have not been sufficiently monitored. These impacts mainly involve the transformation of regional economic schemes and social characteristics in the area of influence.
- ◆ Sector projects have led to the displacement of about 30,000 inhabitants, most of whom belong to rural social groups living in scattered settlements. The power sector's handling of these displacements has generally not taken into account the specific cultural values of displaced groups or their social, economic, and cultural vulnerability. As of 1992, with the approval of the population resettlement policy and later developments for its application, progress has been made to ensure the adequate treatment of this impact.
- ◆ The loss of historical and cultural heritage is an impact that has been expressed only recently as the target of mitigation actions by the sector. The lack of awareness, deficiencies in legislation on this matter, and the limited conceptual and methodological development for archaeological recovery stud-

---

ies imply a highly deficient handling of this impact.

#### 4. ENVIRONMENTAL MANAGEMENT BALANCE AND IMPLICATIONS FOR SOCIAL VIABILITY

This section provides a summary of some environmental activities conducted by SEC in its projects and which are involved in setting up management. As an initial element, an environmental management approach is introduced broken down in remedial and preventive environmental management.

##### Remedial Management

The first environmental actions in the sector were basically contingency actions. Their remedial character implied the application of emergency measures for which the adequate know-how and strategies were not available. From the social standpoint, this type of management came from pressure being applied by grass-roots movements from affected communities. The type of response stemming from this management approach, rather than relying on a technical development of the impact, focused on resolving the specific community claims. Nevertheless, over the last few years, this remedial managerial approach has been surmounted; it has gradually given way to the implementation of preventive management, one of the most significant advances made by the sector in terms of environment.

##### Preventive Management

This new approach, which is proactive in its search for social viability, involves the affected commu-

nities and civil society in designing and implementing the environmental management of projects. For the sector, this has implied enhancing the quality and timeliness of environmental impact studies, refining indicators for identifying and assessing impacts, designing environmental management plans, gradually building an interdisciplinary concept of the environment with an integral outlook, in both coordinating different analytical dimensions of the environment (physical, biotic, social, cultural, economic, and political aspects) and the timely and early incorporation of these considerations within the technical cycle of projects.

Among the actions that can be carried out under preventive management, the following can be mentioned:

##### Implementation of Environmental Management Plans

Environmental management plans are the principal instruments for environmental management, to the extent that they bring together the set of criteria, actions, and programs needed to prevent, mitigate, and compensate negative impacts and enhance positive ones. Some of the elements of the environmental management plans needed for different types of SEC projects are listed below. It should be noted that the managerial capacity of SEC companies and on occasion the decision to implement them, even with all the advances, are far from being uniform at present.

##### *In hydropower stations*

- ◆ Water quality in reservoirs, treatment of effluent from settlements

and camps, adjustment for reservoir silt

- ◆ Erosion control
- ◆ Social prevention in settlements
- ◆ Resettlement of population
- ◆ Replacement of habitats
- ◆ Archaeological rescue
- ◆ Associated ecological conservation programs
- ◆ Investments and transfers of Law 56/81 (reforestation of river basins and rural electrification)
- ◆ Transfers of Law 99/93
- ◆ Environmental monitoring
- ◆ Communication information and participation

##### *In thermoelectric stations*

- ◆ Air quality control
- ◆ Ash control
- ◆ Control of effluent and waste disposal
- ◆ Investments from Law 56/81 in rural electrification and environmental protection
- ◆ Transfers of Law 99/93
- ◆ Environmental monitoring
- ◆ Community information and participation
- ◆ Social prevention in settlements
- ◆ Archaeological rescue

##### *In transmission lines*

- ◆ Resettlement of population
- ◆ Forest replacement
- ◆ Archaeological rescue
- ◆ Associated ecological conservation programs
- ◆ Environmental monitoring
- ◆ ISA in addition conducts compensatory rural electrification programs
- ◆ Community information and participation

---

## Creation of environmental units

The sector's companies have high-level environmental departments, although some display major professional gaps, especially in social sciences and ecology. Nevertheless, the configuration and level attained by the environmental units in the electric power sector are a major strength for the development of the sector's environmental management.

The sector's agencies interact, through their environmental units, with various national and regional institutions to implement specific ecological and social programs. Progress has been made in the exchange of experiences, the development of methodologies, and the adoption of several policies, through the CASEC.

## Adoption of policies

The framework of SEC environmental policies and procedures is determined by the legal structure prevailing in the country, especially the National Code of Renewable Natural Resources and the Environment, the National Sanitary Code, and their regulatory decrees, as well as Law 56 of 1981 and its regulatory decree 2024 of July 12, 1982 and Law 99 of 1993. Likewise, the guidelines of the National Planning Department specified in document 2544 called "An Environmental Policy" for Colombia are used.

Over the last few years, the national government, the energy sector, and the electric power subsector and its companies have begun, and made notable progress in, setting up

general and specific environmental policies.

The policies approved at the sector level to date are the following:

- ◆ Social Management Policy with Community Participation, of August 1990, which provides the social course and principles that govern the companies' relations with the communities affected by projects, aimed at achieving the active participation and coordination in the study of problems and the design and application of solutions.
- ◆ Policy for Resettling Displaced Population by Colombian power sector projects approved in 1992, which establishes the social criteria to resettle displaced populations and defines actions that should take place in each phase of the resettlement, from preliminary studies to the relocation of families and finally their adaptation to the new environment.

Despite the above, there is no important effort for its intersectoral coordination, unification and complementation, as well as update in accordance with the latest constitutional and legal developments. The SEC companies, in turn, have adopted policies that complement the environmental performance framework, setting criteria for issues of most interest for each company.

## Coordination of technical and environmental cycles

### *In generation*

The technical cycle of generation projects involves sequential

activities that permit defining the project by means of a series of rational decision-making over time: these activities extend from the initial phase of exploration and wide-ranging surveys up to construction and operation.

The following phase scheme is valid, essentially for hydropower projects, and is applied with some variants to thermoelectric plants, which formulate some specific characteristics. The technical cycle is presented parallel to the cycle of environmental activities.

### *In transmission*

Although there is no standardization for transmission lines, it is considered that the phases formulated here provide a clear vision of the scope of the different activities conducted by ISA in transmission projects.

## Inclusion of environmental considerations in the expansion planning process

The expansion planning process is understood as the set of activities needed for decision making about which projects the SEC should undertake to ensure meeting the future demand for energy. This process permits determining the optimal expansion of the SEC in its two basic components, the power generation plants and the transmission system, in order to cover consumption levels in accordance with the country's socioeconomic development objectives.

The power sector, through ISA, has made major efforts over the

last few years, in order to coordinate environmental analysis in the process of planning expansion. The methodology currently used is multi-objective and was developed when expansion plans were rigid and obligatory, in order to evaluate and set up, from the standpoint of environmental impact, individual projects and sets of projects considered for expansion.

In the methodology applied, the following is emphasized:

- ◆ Integration of biophysical and social aspects in the same multi-objective function.
- ◆ Assessment of thermoelectric and hydropower plants applying standardized environmental parameters.
- ◆ Incorporation of the structure preferred by the decision maker.

Five objectives, which bring together the most relevant impacts stemming from hydraulic or thermal generation projects, have been determined. In turn, each objective is comprised of one or various criteria, each one of which is selected for the specific purpose of assessing a particular impact.

The objectives considered, their respective criteria, and their weighting factors are indicated in Table 6 of page 58:

#### Estimate of environmental action costs

On the basis of an identification of the typical plans and programs deemed necessary for handling the most relevant impacts of generation projects, the costs of implementing the necessary actions to prevent, mit-

igate, and compensate these impacts were estimated. The studies that are available from some projects already include pre-design and evaluation of environmental management actions. For the projects that do not include this information or for which it is incomplete, environmental action costs were estimated, considering the implementation of 12 typical programs in hydropower stations and 9 typical programs in thermal stations. In addition, the overall amounts of unforeseen expenses were defined depending on the environmental problem, the level of studies, and the uncertainties prevailing in each project.

#### Sectoral Environmental Assessment

In March 1993, the National Government agreed with the World Bank to conduct a Sectoral

SCHEME OF THE TECHNICAL AND ENVIRONMENTAL CYCLE OF POWER GENERATION PROJECTS

STAGE	TECHNICAL SCOPE	ENVIRONMENTAL SCOPE
RECONNAISSANCE	Identification of the energy possibilities of a river basin and establishment of a project catalogue, the basis for selecting the best alternatives.	General identification of environmental conflicts and constraints.
PREFEASIBILITY	Determination of the scheme for the most suitable use and integral exploitation of the energy resources of a river basin. Project alternatives are defined.	Comparative analysis of environmental implications of projects and their alternatives and recommendation for those that are feasible from the environmental standpoint. Submittal of the Environmental Assessment of Alternatives.
FEASIBILITY	Ensuring the elements to define a project that is technically, economically, and financially viable for the country.	Detailed assessment of the environmental impacts stemming from the project. Pre-design formulation of the Environmental Management Plan and quantification of indicators needed to make projects environmentally comparable to other national projects at the same stage. Submittal of the Environmental Impact Study.
DESIGN	Final analysis of detailed engineering characteristics and specifications of different components	Assessment and recommendation of possible technical changes stemming from environmental analyses in order to achieve an optimal technical-environmental project. Detailed design of the Environmental Management Plan.
CONSTRUCTION	Implementation of the project and operational testing	Implementation of the Environmental Management Plan, which includes installing the environmental quality system.
OPERATION	Commercial operation of the plant	Ex-post environmental assessment. Implementation of the operational Environmental Management Plan.



Environmental Assessment of Colombia's power sector (SEC). The Ministry of Mines and Energy delegated implementation of this assessment to Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), an agency that carried out the work.

The Assessment Report includes a description of Colombia's power sector and its project study and expansion planning processes; the characterization of environmental effects produced by current generation and transmission infrastructure; national institutional and legal frameworks for environmental issues; the sector's environmental policies and procedures; sector management analysis of environmental issues; analysis of the methodology used for conducting an environmental assessment of expansion plans; the current strategies for the sector's development and the analysis of their envi-

ronmental implications; the assessment of sector performance from the standpoint of environmental economy; the expected development trends of the electric power and environmental sectors; and finally recommendations for an environmental action plan that improves the electric power sector's performance.

## 5. CHANGES IN THE ENVIRONMENT: NEW CHALLENGES

The country is at a major crossroads in terms of economy, politics, social cohesion, and also environmental concerns. The relevant aspects of this turning point involve the following: opening up and modernization of the economy, institutional change process at all levels, the new role of the State, application of the provisions of the 1991 Constitution, especially with respect

to the environment and the role of civil society in the country's development process, and recent environmental legislation (enacted or about to be). For the entire country, for the different productive sectors, and for the power sector in particular, the alternative at this point is closely tied to the search for sustainable development, respect for the environment, the building of competitive companies, the efficient delivery of services, and the search for the peaceful coexistence of citizens and the participation of civil society. All the above are closely linked to the electric power sector and involve taking decisions along with civil society and the community, which requires clear signs of social viability for both global strategies and the implementation of projects in particular. It is clear that the principal social management effort must be aimed at prior consensus-reaching with the community and a

**Technical and Environmental Cycle of Transmission Projects**

STAGE	TECHNICAL SCOPE	ENVIRONMENTAL SCOPE
PLANNING	Determination of the lines and substations needed to cover demand of the Interconnected System	Analysis of environmental constraints of the project's area of location to select route alternatives. Presentation of the Environmental Assessment of Alternatives.
DESIGN	Assessment of route alternatives. Selection of the definitive route.	Preparation and inclusion of requests, general and individual technical-environmental specifications. Negotiating the rights-of-way. Submittal of the Environmental Impact Study.
PRE-CONSTRUCTION	Procedures for bidding process and awarding contracts to equipment suppliers. Bidding process and contracting for the civil works and auditing.	Preparation and inclusion of general and individual technical-environmental specifications. Concluding the negotiation of rights-of-way.
CONSTRUCTION	Definitive reformulation of the project's construction works. Operating tests are conducted.	Implementation of the Environmental Management Plan. Application of the quality system.
OPERATION	Energy connection, commissioning, and start of the project's commercial operations.	Conducting ex-post evaluations and implement the operational Environmental Management Plan.

**Table 6**

	% weighting
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Minimize impact on physical environment</b></li> <li>- Stability of project zone</li> <li>- Increased flow of receiving river bed</li> <li>- Reduction of inflows</li> <li>- Water quality</li> <li>- Air quality</li> </ul>	20.4
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Minimize impact on biotic environment</b></li> <li>Biota of the land ecosystem</li> <li>Biota of the water ecosystem</li> <li>Biota of other ecosystems</li> </ul>	22.7
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Minimize displaced population</b></li> <li>- Displaced population</li> </ul>	20.7
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Minimize regional costs</b></li> <li>- Area required</li> <li>- Production</li> <li>- Loss of historical heritage</li> <li>- Deterioration of regional territory</li> <li>- Social traumas</li> <li>- Employment</li> <li>- Enhancement of conflicts</li> </ul>	18.5
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Maximize regional benefits</b></li> <li>- Improvement in the physical communications network</li> <li>- Other benefits different from energy benefits</li> <li>- Improvement in rural electrification</li> <li>- Improvement in the availability of social investment</li> <li>- Other items from Law 56181</li> <li>- Job creation in the region</li> </ul>	17.5

guarantee of viability. Regarding these ideas, some of the new challenges faced by the SEC, from the social point of view, are:

#### **Greater complexity of environmental management**

In the different companies working in the sector, environmental issues have shifted, over a relatively short period of time, from being ignored or minimized to becoming a priority. Over the last decade a rapid evolution has been observed with respect to the quality of studies and environmental management plans, gradually leading to preventive envi-

ronmental management. Nevertheless, there is an integrated body of environmental procedures and standards regulating the power sector's different activities.

#### **New legal framework**

Important steps were taken in the area of environment with the enactment of the 1991 Constitution and Law 99 of 1993. As a result of legislative developments following Law 99/93, there are intense regulatory activities in the environment, which means that ongoing changes in the way of implementing the legislation in force, a process for regulating

this legislation, and the enactment of new laws can be expected. Regarding this, at present the regulations on solid waste management, rates for use of water, regulations on public consultation, especially with respect to ethnic minorities, regulations on how to safeguard the historical heritage, and on tax and compensatory rates are part of these changes.

#### **Private participation and competition**

There are uncertainties regarding the way the private sector assumes responsibility for the environment. The companies are forced to operate in a competitive market that demands competitiveness and economic efficiency. If there is no clear awareness of environmental responsibility and the need to contribute to achieving environmentally sustainable development, it is possible that the strategy will be hampered by conflicts between the companies and the communities or with environmental authorities.

#### **Territorial management in terms of environment**

Regarding this, under the parameters of the new constitution and Law 99 of 1993, as well as the relevant aspects of administrative decentralization and the new functions of the territorial agencies, there is a clear trend toward the functional and administrative reorganization of the national territory using environmental sustainability criteria, which implies the redefinition of land use criteria, subject to municipal development plans, functions and responsibilities of the CAR and other territorial agencies. The above means the

emergence of new institutional players and environmental constraints for the development of projects.

### **New developments, technologies, and unplanned environmental impact behaviors**

The need to ensure reliable energy supply for the country, the demand for high-quality service, and the suitable handling of contingencies, as well as the conceptual and methodological development of environmental skills and know-how, help to visualize new impacts and identify remaining environmental impacts. This requires the definition, assembly, and development of a permanent environmental research program

whose results are geared to optimizing planning and operation and the incorporation of new technologies in electric power development.

### **The new role of civil society**

On the basis of the 1991 Constitution, civil society has acquired new instruments that enable it to play a leading role in the country's development process. This has implied building up national, regional, municipal, and local organizational and institutional capacity for effective and legitimate decision making. This situation has led the SEC to focus its efforts on achieving social viability as a priority condition for ensuring the implementation of the

sector's overall development strategy and each specific project. Social viability should be expressed in the environmental permit, since the interests and expectations of society in terms of environment and coordination of the communities affected by the environmental impacts stemming from the projects should converge in this permit. From this standpoint, social viability affects all strategies, actions, programs, and projects involved in environmental management plans.

# Aspectos Sociales y Culturales de los Impactos Ambientales Causados por los Desarrollos Energéticos

Alexandra Sáenz Faerron\*

## CASO PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS EN COSTA RICA

### Introducción

**E**l recurso hidráulico es la fuente de energía más conocida y utilizada con que cuenta el país. Representa el 99% de la generación total.

El recurso hidráulico lo conforman 34 cuencas de las cuales sólo 13 están siendo explotadas, para proyectos mayores a 20 MW. El caso de los proyectos menores a 20 MW, no existe a la fecha una evaluación total. Es a partir de octubre de 1990, como resultado de la promulgación de la Ley N° 720, Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, se inicia una evaluación puntual de sitios dentro de las 13 cuencas explotadas.

En octubre de 1986 el MIRENEM emite una directriz oficial en materia de medio ambiente para exigir, entre otros, un estudio de impacto ambiental para cada proyecto de explotación o exploración energética que se realice.

Para minimizar los efectos de los proyectos sobre ambiente, los EIAs exigidos para los proyectos hi-

droeléctricos deben identificar y diseñar las medidas ambientales correctivas, preventivas, mitigantes o de ordenamiento que se requieran.

### Impactos socioculturales más frecuentes causados por los proyectos hidroeléctricos en Costa Rica

- ◆ Reubicación de poblaciones: Caso Arenal, Ventanas-Garita
- ◆ Aumento de la demanda de mano de obra local
- ◆ Competencia por disponibilidad de servicios sociales
- ◆ Cambio en las actividades cotidianas y comerciales
- ◆ Cambio en el patrón de asentamiento
- ◆ Cambio en el uso y valor de la tierra
- ◆ Alteración de áreas de potencial agropecuario
- ◆ Afectación en la vida cotidiana (aumento de tránsito, emisiones de gases, polvo, aceites, aumento de diversiones para la población, trabajo flotante con mayor bullicio)
- ◆ Afectación a grupos indígenas (caso proyecto Guayabo-Siquirres), afectando la cotidianidad de la población

\* Equipo Técnico, Ministerio de Energía y Ambiente, Costa Rica.

- ◆ Afectaciones estéticas para transformación del paisaje
- ◆ Afectación del uso turístico actual y potencial
- ◆ Conflicto de tenencia de la tierra entre indígenas y blancos
- ◆ Afectación del patrimonio arqueológico (caso Angostura)

### **Características de las principales comunidades asociadas a los desarrollos hidroeléctricos**

- ◆ Densidad de población de mediana a baja
- ◆ Estancamiento socioeconómico
- ◆ Carencia de servicios públicos y básicos
- ◆ Carencia de infraestructura
- ◆ Ignorancia sobre muchos aspectos referentes al proyecto a desarrollar
- ◆ Falta de liderazgo comunal
- ◆ Emigración
- ◆ Comunidades dispersas
- ◆ Actividades agropecuarias

### **Expectativas de las comunidades sobre los desarrollos hidroeléctricos**

- ◆ Construcción y mejoramiento de la infraestructura
- ◆ Presencia de servicios públicos, electrificación y teléfonos
- ◆ Fuentes de empleo

### **Principales preocupaciones de las comunidades sobre el desarrollo de proyectos hidroeléctricos**

- ◆ El perjuicio que puedan causar las obras sobre las actividades que ellos desarrollan como en la ganadería y la agricultura
- ◆ Sentimientos de inseguridad debido a rumores propagados por especuladores de tierras

### **Medidas de mitigación**

La cultura costarricense tiene una fuerte tradición individualista y una relación familiar de fuerte enlace, por lo que una de las principales medidas a considerar en las alternativas a los impactos sociales es la consideración de la participación local en el planeamiento, formación de decisiones, ejecución y pasos de evaluación.

- ◆ Medidas compensatorias socioeconómicas.
- ◆ Creación de bolsas de empleo para la recolocación de los puestos de trabajo eliminados y favorecer el empleo de los residentes en la fase de construcción.
- ◆ Programas de reorientación profesional.
- ◆ Favorecer el desarrollo de estructuras de comercialización y transformación de productos.
- ◆ Diseño de un plan de ordenamiento de recursos turísticos.
- ◆ Los sitios de reubicación deben ser adecuados y responder a las necesidades y características de la población.
- ◆ Proveer compensación en especies por los recursos perdidos.
- ◆ Proporcionar los servicios adecuados de salud, infraestructura y oportunidades de empleo.
- ◆ Evitar el desplazamiento de personas no asimiladas, culturalmente; donde esto no sea posible, reubicarlas en un área que les permita mantener su estilo de vida y costumbres.

### **Seguimiento y monitoreo**

Solamente el Instituto Costarricense de Electricidad, a través de su programa de seguimiento ambiental, hace evaluaciones semestrales y

aplicación de medidas. Los resultados son dados a conocer a través de informes semestrales. El caso Angostura es el primer proyecto al cual se aplican estas medidas. En un principio las comunidades aledañas mostraban rechazo al proyecto por desconocimiento; ahora existe una total apertura lo cual se refleja en la integración de los comités de vigilancia y en las actividades de divulgación que se realizan (concursos).

### **Principales recomendaciones**

1. Crear canales de comunicación oficiales con los dueños de las tierras donde se proyecta ubicar la infraestructura del proyecto.
2. Considerar las expectativas en cuanto a la colaboración respecto a mejorar y abrir vías de acceso a la zona.
3. Programas educacionales iniciados en etapas tempranas del proyecto.
4. En el caso de reubicación de poblaciones considerar el uso actual de los terrenos donde se dará la reubicación de manera que se compense la pérdida de producción.
5. El proyecto debe reubicar gente dentro de comunidades o áreas donde los servicios esenciales sean operativos desde el principio.
6. Estudio de planeamiento y control del uso de la tierra en la cuenca de captación.
7. Brindar información concreta sobre las expectativas de trabajo para evitar la afluencia masiva de personas de comunidades aledañas.

# Social and Cultural Aspects of the Environmental Impacts Stemming from Energy Developments

Alexandra Sáenz-Faerron\*

## CASE: HYDROPOWER PROJECTS IN COSTA RICA

### Introduction

**T**he country's water resources are its most widely known and used source of energy and account for 99% of total generation.

There are 34 river basins, of which only 13 are being tapped for projects over 20 MW. In the case of projects under 20 MW, to date no global assessment has been conducted. Starting in October 1990, as a result of the enactment of Law No. 720, the bill authorizing autonomous and parallel electric power generation, specific assessments of sites within the 13 basins being exploited were conducted.

In October 1986, the MIREN-EM issued an official directive about the environment requiring, among others, the preparation of an environmental impact study for each energy exploitation or exploration project being implemented.

In order to minimize the effects of these projects on the environment, the EIAs required for hydropower projects must identify

and design corrective, preventive, mitigatory, or administrative measures to ensure sound environmental practices.

### The Most Frequent Socio-Cultural Impacts Stemming from Hydropower Projects in Costa Rica

- ◆ Resettlement of the population: case Arenal, Ventanas-Garita
- ◆ Increased demand for local manpower
- ◆ Competition for the provision of social services
- ◆ Change in daily and commercial activities
- ◆ Change in the settlement model
- ◆ Change in land use and value
- ◆ Alteration of areas with agricultural and livestock potential
- ◆ Effects on daily life (increased traffic, gas emissions, dust, oil, increase in entertainment for the population, transient work with greater noise)
- ◆ Effects on indigenous groups (case of the Guayabo-Siquirres project), affecting the daily living of the population
- ◆ Aesthetic effects to due landscape transformations

\* Technical Team, Ministry of Energy and Environment

- ◆ Effects on current and potential tourism
- ◆ Conflict over land ownership between indigenous groups and whites
- ◆ Effects on archaeological heritage (Angostura case)

### **Characteristics of the Major Communities Linked to Hydropower Developments**

- ◆ Population density from medium to low
- ◆ Socioeconomic stagnation
- ◆ Lack of public and basic services
- ◆ Lack of infrastructure
- ◆ Ignorance about many aspects of the project to be developed
- ◆ Lack of community leadership
- ◆ Emigration
- ◆ Scattered communities
- ◆ Agricultural and livestock communities

### **Community Expectations About Hydropower Development**

- ◆ Construction and upgrading of infrastructure
- ◆ Presence of public services, electrification, and telephones
- ◆ Sources of employment

### **Major Concerns of the Communities on the Development of Hydropower Projects**

- ◆ The damage the projects can cause on community activities, such as livestock raising and farming
- ◆ Insecurity due to rumors spread by land speculators.

### **Mitigation Measures**

The Costa Rican culture involves a strong tradition of individ-

ualism and very tight family ties. Therefore one of the principal measures to be considered with respect to social impacts is local participation in planning, decision-making, implementation, and evaluation.

- ◆ Compensatory socioeconomic measures.
- ◆ Creation of a job clearinghouse for relocating jobs that have been eliminated and promoting the employment of the resident population during the construction phase.
- ◆ Professional reorientation programs.
- ◆ Promoting the development of product marketing and transformation structures.
- ◆ Designing a plan for managing tourist resources.
- ◆ Relocation sites should be set up to respond to the needs and characteristics of the population.
- ◆ Provide in-kind compensation for lost resources.
- ◆ Provide adequate health infrastructure and job opportunity services.
- ◆ Avoid the displacement of persons who have not been culturally assimilated, when it is not possible to resettle them in an area that enables them to maintain their lifestyle and customs.

### **Follow-Up and Monitoring**

Only the Costa Rican Electricity Institute, through its environmental follow-up program, conducts half-yearly assessments on the application of measures. The results are disseminated through the half-yearly reports. The Angostura case is the first project for which these measures have been applied. At first, the

neighboring communities rejected the project due to lack of knowledge, but now there is total openness, which is reflected in the integration of surveillance committees in the dissemination activities that are being conducted (contests).

### **Principal Recommendations**

1. Create official communication channels with the owners of the land where the project's infrastructure is scheduled to be located.
2. Consider expectations with respect to collaboration for upgrading and opening up access roads to the zone.
3. Educational programs started in the early phases of the project.
4. In the case of population resettlement, the current use of the land where the resettlement will take place should be considered to compensate for the loss of production.
5. The project should relocate people in communities or areas where basic services are functioning from the very beginning.
6. A study on land use planning and monitoring should be conducted in the water catchment river basin.
7. Concrete information on job expectations should be provided to avoid the massive inflow of persons from neighboring communities.

# Experiencias de Petr6leos Mexicanos en la Recuperaci6n de Hidrocarburos en el Medio Marino

Gerardo Mosquera\*

**E**l mar es el ecosistema que en mayor medida rige la existencia de vida en nuestro planeta, ya que en el se almacenan enormes cantidades de energfa, la cual se va liberando paulatinamente. El mar produce cerca del 70% del oxigeno de la atm6sfera, regula las condiciones climaticas y alberga aproximadamente el 55% de la biomasa del planeta.

Por aros este importante y complejo ecosistema ha sido el cuerpo receptor de las descargas de aguas urbanas, agrfcolas e industriales, asf como de vertimientos de todo tipo de residuos que se realizan para la explotaci6n de los hidrocarburos.

La contaminaci6n del medio marino preocupa cada dfa mäs a las naciones marftimas del mundo. Por ello y con la finalidad de proteger los mares, se han promovido diversos instrumentos en forma de "convenios internacionales", para limitar y reglamentar las aportaciones de contaminantes, asf como el transporte de hidrocarburos y sustancias t6xicas.

Derivado de lo anterior, los païses han desarrollado planes nacionales de contingencias para combatir y controlar los derrames de hidrocar-

buros y otras sustancias nocivas en el mar.

En M6xico, Petr6leos Mexicanos es la industria responsable de la exploraci6n, explotaci6n, transformaci6n y comercializaci6n de hidrocarburos. Desde 1970, realiza importantes trabajos en la plataforma continental del Golfo de M6xico, en la denominada sonda de Campeche, de donde actualmente se obtiene el 70% de la producci6n total de petr6leo del païses. En esta 6rea se ubican 16 campos petroleros y 93 plataformas.

No obstante el cuidado que se tiene, durante las operaciones que se realizan en la sonda de Campeche, se han presentado contingencias por derrames accidentales de hidrocarburos, ocasionados por factores que est6n fuera de control.

Cuando esto ocurre, la respuesta ha sido oportuna, situaci6n que ha permitido minimizar los impactos al medio marino. Es importante resaltar que en 25 aros de actividad petrolera en la sonda de Campe-

\* Superintendente General de Evaluaci6n de Planes y Proyectos, Gerencia Corporativa de Protecci6n Ambiental y Ahorro de Energfa (PEMEX)



che, se han tenido que lamentar cinco contingencias importantes:

- ◆ Destaca el descontrol del Pozo Ixtoc, ocurrido en el año de 1979, con una duración de 281 días, donde se estimó que se derramaron 3.1 millones de barriles, de los cuales se recuperaron 105.000.
- ◆ El descontrol del pozo Abkatun-91, que se presentó en 1986 durante 14 días, donde se derramaron 11.250 barriles y se recuperó el 20%.
- ◆ El descontrol del pozo Yum en el año de 1987, donde se estimó que se derramaron 13.000 barriles, de los cuales se recuperaron en 51 días que duró el incidente, un total de 6.100 barriles.
- ◆ En 1988, ocurrió el descontrol del pozo OCH-1B que derramó 6.000 barriles en 5 días, recuperándose durante este incidente 5,200 barriles.
- ◆ La ruptura del oleoducto submarino de 36 pulgadas de diámetro del campo Nohoch a la terminal marítima Dos Bocas que se presentó en julio de 1991, derramándose aproximadamente 20,000 barriles, de los cuales se recuperaron 9,800 barriles.

Es importante señalar que en estos dos últimos incidentes se logró disminuir el tiempo de respuesta al derrame, incrementándose la cantidad de hidrocarburos recuperados, debido a la participación del barco ECOPEMEX.

Especial mención es la participación de México, en particular de Petróleos Mexicanos, en el accidente del buquetanque Mega-Borg, ocurrido en junio de 1990, en las costas de Galveston, Texas, donde se derramaron aproximadamente 100.000 barriles.

En esta contingencia el barco Ecopemex recuperó en solo tres días de operación 2,600 barriles, cantidades que representó el 24% del volumen recuperado.

A raíz del accidente del pozo Ixtoc, el Gobierno de México emitió en abril de 1981, el Plan Nacional de Contingencias para Combatir y Controlar Derrames de Hidrocarburos y otras Sustancias Nocivas en el Mar, que tiene como objetivos primarios, establecer una organización con mando unificado y crear los mecanismos de coordinación necesarios entre las dependencias involucradas, para responder oportunamente ante un accidente.

El Plan Nacional de Contingencias establece responsabilidades y procedimientos de acción en casos de contaminación, a 15 dependencias del ejecutivo federal que integran este Plan, entre ellas Petróleos Mexicanos, para responder de manera ordenada y con todos los recursos disponibles a una contingencia provocada por derrames de hidrocarburos y otras sustancias nocivas en el mar. El Plan provee la información básica sobre las características de las áreas sensibles, los recursos disponibles para el control de derrames y sugiere líneas de acción bajo un mando unificado. La experiencia ha demostrado que el Plan es una condicionante para el éxito de las operaciones de respuesta ya que en los momentos críticos de una emergencia, la improvisación y la falta de información hacen muy difícil la toma de decisiones.

El Plan Nacional tiene como autoridad un Consejo Técnico, de carácter permanente y que está integrado por el Jefe de Operaciones Navales de la Secretaría Marina, Armada

de México, quien funge como presidente del consejo y un grupo de funcionarios designados por las dependencias gubernamentales, cuya condición de expertos y manejadores de recursos, lo coloca en la posición de proporcionar una contribución eficaz a las operaciones de prevención y control de la contaminación en el mar.

El Consejo Técnico es el responsable de evaluar la eficacia de la aplicación del Plan y de sancionar la responsabilidad y actuación de las entidades involucradas en la contingencia. Los análisis de estas experiencias sirvieron de base para que el Consejo Técnico decidiera actualizar en agosto de 1989, el citado Plan Nacional de Contingencias, versión que actualmente es la que se encuentra en vigor.

En Petróleos Mexicanos, la representatividad de este Consejo Técnico recae en la Gerencia de Protección Ambiental.

La Secretaría de Marina, Armada de México es la autoridad responsable de activar y ejecutar el Plan de contingencias, cuando en las aguas marinas de jurisdicción nacional, ocurre un derrame de hidrocarburos o sustancias nocivas producto de un accidente entre embarcaciones, descontrol de plataformas de explotación petrolera, fractura de oleoductos submarinos o de otros incidentes contaminantes que provoquen derrames y afecten al ecosistema marino.

El control de estos eventos contaminantes comprenderá operaciones de cofinanciamiento, recolección y restauración ecológica, y en casos especiales, bajo la autorización de la Secretaría de Marina, Armada

de México, se podrá efectuar la aplicación de sustancias químicas dispersantes.

Petróleos Mexicanos, para cumplir con uno de los requerimientos que establece el Plan Nacional de Contingencias, elaboró el Plan Interno de Contingencias de Petróleos Mexicanos para Combatir y Controlar Derrames de Hidrocarburos y Otras Sustancias Nocivas en el Mar, cuyo objetivo principal es integrar una organización que responda oportuna y adecuadamente a los derrames accidentales que se presenten durante las actividades petroleras. Este Plan establece las responsabilidades específicas de los coordinadores, tanto de la organización como de la operación de las actividades que se desarrollan para el control y ataque a los derrames.

Asimismo, contiene información relativa a los procedimientos que deben seguirse desde el aviso emergente, inspección, evaluación y comportamiento de derrames, definición de las estrategias para la confinación y recuperación de hidrocarburos, limpieza y restauración de las áreas afectadas y el desarrollo de los estudios ecológicos para determinar el impacto ambiental.

Es importante señalar, que en los derrames de gran magnitud o en aquellos que por sus características pueden poner en riesgo el ecosistema marino, la Armada de México es la que sugiere y comanda las líneas de acción.

El Coordinador General de este Plan Interno de Contingencias es el Gerente Corporativo de Protección Ambiental y Ahorro de Energía dependiente de la ASIPA.

A continuación se describen, en forma general las diferentes etapas que comprende el Plan Interno de Contingencias:

## **ETAPA 1**

### **AVISO DE LA EMERGENCIA**

La importancia de esta etapa radica en la veracidad y oportunidad de la información. Esto implica que la persona que detecte un derrame, deberá informar con precisión los siguientes aspectos:

- ◆ Producto derramado
- ◆ Localización
- ◆ Volumen estimado
- ◆ Origen del derrame
- ◆ Fecha y hora de ocurrencia del derrame

Con objeto de facilitar la comunicación oportuna de esta etapa, PEMEX ha instrumentado un procedimiento de identificación del personal responsable en cada zona petrolera. Dicho procedimiento ha sido difundido tanto al interior de la institución, como a la comunidad.

## **ETAPA 2**

### **INFORMACION DEL DERRAME**

Esta etapa permite, en primera instancia, organizar la respuesta al derrame y es fundamental para la toma de decisiones con respecto a la implementación del Plan Interno de Contingencias.

La información deberá ser notificada a las autoridades de la institución, a la Armada de México y a la Secretaría del Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca.

En esta etapa se deberá iniciar la coordinación con la rama operativa involucrada, para conocer los programas correctivos que se deriven para eliminar el origen del derrame.

## **ETAPA 3**

### **INSPECCIÓN, EVALUACIÓN Y COMPORTAMIENTO DEL DERRAME**

La inspección es la fase del Plan interno que nos permite evaluar la magnitud del derrame, información básica que define las estrategias a seguir para el control y ataque del mismo.

Los procedimientos para la inspección y evaluación deben involucrar los siguientes aspectos:

- ◆ Ubicación del derrame
- ◆ Identificación de la causa y volumen derramado
- ◆ Características del derrame (magnitud: mayores, medianos y menores)
- ◆ Codificación del derrame (manchas, listones, iridiscencias)
- ◆ Registro diario de las condiciones meteorológicas.
- ◆ Análisis del comportamiento estacional de las corrientes marinas superficiales y de fondo

Mediante la interpretación de esta información, se obtiene un registro diario del comportamiento del derrame, lo cual permite predecir su desplazamiento, para así responder de manera adecuada en su confinación y recuperación, así como en la implementación de programas de

limpieza de las áreas donde es probable que arribe el producto.

#### **ETAPA 4**

##### **CONFINAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS**

Esta etapa permite confinar y recuperar los hidrocarburos que se encuentran a la deriva. Su importancia radica en que, al actuar oportunamente, se logra minimizar los impactos al medio marino y a las costas.

Petróleos Mexicanos ha adquirido experiencia en los procedimientos de confinación y recuperación, con lo que ha logrado implementar estrategias de acción específicas para cada tipo de derrame; los resultados obtenidos han merecido el reconocimiento a nivel internacional.

Para llevar a cabo estas acciones se cuenta con la infraestructura y equipo de alta tecnología, que se encuentran localizados en 12 centros de control de derrames ubicados en ambos litorales del territorio nacional. En el litoral del Golfo de México: Tampico, Tamps.; Tuxpan, Coahuila y Veracruz, Ver.; Dos Bocas, Tab.; Cd. del Carmen, Camp. y en el litoral del Océano Pacífico: Ensenada, B.C.N.; Guaymas, Son.; Mazatlan, Sin.; Manzanillo, Col., Salina Cruz, Oax.; y Acapulco, Gro.

Petróleos Mexicanos actualmente tiene una capacidad de respuesta de recuperación de derrames de hidrocarburos de 30.000 barriles por hora, correspondiendo para las operaciones en el mar y bahías de 18.000 barriles por hora y el resto al ataque de derrames en tierra y cuerpos interiores. De los equipos de re-

cuperación de hidrocarburos destaca el barco recuperador de hidrocarburos denominado "Ecopemex", barreas con sistema de recuperación tipo weir-boom, equipos de bombeo de alta capacidad para contingencias en buquetanques tipo off-loading, equipos recuperadores de aceite y equipos desnatadores. El Ecopemex es una embarcación de doble casco, funciona con la tecnología más avanzada y tiene la particularidad de abrirse en su línea media hasta formar un ángulo de 65 grados, posición que permite confinar y recuperar el petróleo a la deriva.

#### **ETAPA 5**

##### **LIMPIEZA DE ÁREAS AFECTADAS**

Los hidrocarburos derramados en el mar, tienden a arribar a las costas en función de las condiciones meteorológicas y de la dirección y velocidad de las corrientes marinas.

La forma en que arriban los hidrocarburos depende del tiempo de exposición en el mar, adquiriendo una consistencia pastosa; normalmente se presentan en forma de plastas o grumos.

La interpretación del comportamiento del derrame permite preparar, de manera anticipada, los recursos necesarios para limpiar las áreas que pudieran verse afectadas.

La importancia de la limpieza de las playas radica en que los hidrocarburos afectan la biota acuática que habita en la zona de intermareas, las artes de pesca, así como la imagen en zonas turísticas y pesqueras.

Los procedimientos de limpieza se realizan en forma manual o con maquinaria, dependiendo de las facilidades de acceso al lugar. La limpieza con maquinaria consiste en un barrido superficial para remover y eliminar únicamente la capa impregnada.

Como complemento a las actividades operativas del control de un derrame, se llevan a cabo estudios ecológicos para evaluar, en forma veraz y objetiva, los efectos que este pueda producir sobre el ecosistema marino.

Petróleos Mexicanos realiza estos estudios en coordinación con diversas instituciones de investigación, como ejemplo podemos mencionar los que se han realizado como parte del convenio UNAM/CONACYT/PEMEX, firmado por estas dependencias para desarrollar el proyecto denominado "Estudio Sistemático de la Zona Económica Exclusiva de México".

El objetivo principal de este convenio, es obtener un marco de referencia ambiental de las concentraciones de hidrocarburos y metales pesados en aguas mexicanas, que permita contar con información de primera mano para la evaluación a corto, mediano y largo plazo del posible impacto de las actividades petroleras en la zona costera y así definir y dictar las medidas preventivas y correctivas.

A la fecha se han desarrollado un total de 17 estudios, 9 en el Golfo de México y 8 en el Océano Pacífico, que comprenden 47 campañas, con el apoyo de los buques oceanográficos "El Puma" y "Justo Sierra".

---

Es importante mencionar que, independientemente de este convenio, cuando se presenta un derrame de hidrocarburos en el mar de gran magnitud, se llevan a cabo estudios específicos para detectar su impacto en el ambiente, tal es el caso de los estudios realizados en los accidentes de los pozos Ixtoc, Abkatun-91 y Yum.

La magnitud de los incidentes que, durante la última década, ha puesto en serio peligro la estabilidad del ecosistema marino, fortalecen la necesidad de aunar esfuerzos para responder a contingencias que por su magnitud no reconocen fronteras territoriales.

Es importante resaltar la posición de Petróleos Mexicanos ante la comunidad latinoamericana, a través de su participación en el organismo denominado Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana (ARPEL). En este marco, en materia de atención a contingencias ambientales, se ha logrado concertar convenios específicos de cooperación mutua, tal es el caso de los establecidos con Petróleos de Venezuela (PDVSA) y con la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE). A principios de 1991, como resultado de una reunión de gerentes de protección ambiental en el seno de ARPEL, que se llevó a cabo en la Paz, Bolivia, se logró la firma de un convenio general para la cooperación técnica en latinoamérica en materia de protección ambiental.

Cabe mencionar que en los años de 1992 en el seno de ARPEL se aprobó en San José de Costa Rica un documento titulado "Código de Conducta Ambiental", el cual establece que sus empresas miembros tienen plena conciencia de que el desarrollo autosostenido de América Latina en general y de su industria petrolera en particular, puede y debe acompañarse de acciones dirigidas a la protección ambiental.

Los principios de conducta ambiental están referidos al desarrollo sustentable, protección ambiental, visión socioeconómica, conservación y prevención; y con base en estos principios, las empresas petroleras se comprometen a impulsar las siguientes acciones: asistencia recíproca, fortalecimiento institucional, integración comunitaria, investigación, educación y difusión.

Derivado de la preocupación de los países por la conservación del medio marino, se han concertado diversos convenios que involucran acciones y compromisos para prevenir y controlar la contaminación de este ecosistema.

A nivel internacional destaca la participación de México y en particular de PEMEX en la Organización Marítima Internacional (OMI), organismo de las Naciones Unidas que tiene la función normativa jurídica en los aspectos de seguridad marítima y protección al medio marino. De este organismo se han derivado múltiples convenios como el de MARPOL

73/78 y, recientemente, el convenio internacional sobre Cooperación, Preparación y Lucha contra la Contaminación por Hidrocarburos.

Con el ámbito regional, desde 1980, el gobierno de México firmó con su similar de los Estados Unidos de América, un acuerdo de cooperación para responder a la contaminación y otras sustancias nocivas.

En los países del Gran Caribe, en 1983, se firmó un convenio para la protección y desarrollo del medio marino y un protocolo de cooperación para combatir los derrames de hidrocarburos en esta región.

Finalmente, como un análisis consciente de las necesidades de contar con planes de respuesta a contingencias, así como con la infraestructura y equipos especializados, deseo hacer una reflexión a este respecto.

Las experiencias de derrames de gran magnitud que han ocurrido en el mundo, como es el caso del Ixtoc, del EXXON Valdéz y los problemas del Golfo Pérsico, nos hace pensar que más que contar con una desarrollada capacidad de respuesta, es de vital importancia que los esfuerzos que realicemos se enfoquen a la prevención, más que a la corrección.

Con esto estaremos contribuyendo a prevenir la contaminación del medio marino y la preservación de sus recursos.

# Oil Recovery Experiences of Petróleos Mexicanos in a Marine Environment

*Gerardo Mosquera\*\**

**B**ecause of the huge amounts of energy stored in the sea, energy that is gradually being emitted, the sea is the ecosystem that most governs the existence of our planet's life. The sea produces close to 70% of the atmosphere's oxygen, regulates meteorological conditions, and holds about 55% of the planet's biomass.

For years, this important and complex ecosystem has been the recipient for urban, agricultural, and industrial waste waters, as well as the site for the discharge of all types of wastes stemming from the development of oil and gas resources.

Pollution of the ocean and its environment is a growing concern for the world's maritime nations. Because of this and in order to protect the sea, various instruments in the form of international agreements have been promoted to limit and regulate the inflow of pollutants, as well as the transport of hydrocarbons and toxic substances.

On the basis of the above, countries have developed national contingency plans to combat and control the spills of hydrocarbons and other harmful substances in the sea.

In Mexico, Petróleos Mexicanos is the industry in charge of exploring, exploiting, transforming, and marketing hydrocarbons. Since 1970, it has conducted major work on the continental shelf of the Gulf of Mexico in the so-called Campeche Drill, from which 70% of the country's total oil production is extracted. In this area there are 16 oil fields and 93 platforms.

Despite the great care taken, during the operations in the Campeche Drill, contingencies have emerged due to accidental spills of hydrocarbons as a result of factors beyond the oil company's control.

When this has occurred, the response has been timely, which has enabled impacts on the marine environment to be minimized. It is important to emphasize that, in 25 years of oil activities in the Campeche Drill, there have been five major contingencies:

- ◆ The most important has been the break in the Ixtoc Well in 1979, which lasted for 281 days and where it is estimated that 3.1 mil-

\* Superintendent General of Energy Plan and Project Assessment, Corporate Management of Environmental Protection and Energy Saving, PEMEX

- lion barrels were spilled, of which only 105,000 were recovered.
- ◆ In 1986 there was the 14-day loss of control over the Abkatun-91 well, where 11,250 barrels were spilled, of which 20% was recovered.
  - ◆ The Yum Well went out of control in 1987, with an estimated spill of 13,000 barrels, of which 6,100 barrels were recovered during the 51-day incident.
  - ◆ In 1988, the OCH-1B spilled 6,000 barrels in five days, although 5,200 barrels were recovered.
  - ◆ Finally, in July 1991, the undersea pipeline with a 36-inch diameter of Nohoch Field at the Dos Bocas Marine Terminal was ruptured, leading to a spill of about 20,000 barrels, of which 9,800 were recovered.

It is important to indicate that in these two last incidents, the response time for tackling the spill was reduced, thus increasing the amount of hydrocarbons recovered, owing to the participation of the ship *Ecopemex*.

Special mention should be made of the participation of Mexico, especially *Petróleos Mexicano (PEMEX)*, in the *Mega-Borg* tanker accident, that occurred in June 1990 along the shores of Galveston, Texas, where about 100,000 barrels were spilled. In this contingency, the ship *Ecopemex* recovered 2,600 barrels, accounting for 24% of the recovered volume, in just three days of operations.

As a result of the *Ixtoc* well accident, the Government of Mexico issued in April 1981 the National Contingency Plan for Combatting and

Controlling Spills of Hydrocarbons and Other Harmful Substances in the Sea, which is primarily aimed at establishing a centralized command organization and creating coordination mechanisms between the entities involved to respond in a timely fashion to the accident.

The National Contingency Plan establishes responsibilities and procedures in the case of pollution for 15 federal executive entities that are part of the plan, among which *Petróleos Mexicanos*, to respond in an orderly fashion and with all available resources to any contingency produced by the spilling of hydrocarbons and other harmful substances in the sea. The plan provides basic information on the characteristics of sensitive areas and suggests lines of action under a unified command structure. Experience has demonstrated that the plan is a prerequisite for the success of response operations, since at the critical moments of an emergency, improvisation and lack of information hamper adequate decision-making.

The national plan is governed by a Technical Council, which is a permanently standing entity comprised of the Head of Naval Operations of the Naval Secretariat of Mexico's Armed Forces, who acts as Chairman of the Council, and a group of government officials appointed by government agencies. Because of their expertise as resource experts and managers, the latter are in a position to effectively contribute to sea pollution prevention and control operations.

The Technical Council is in charge of assessing the effectiveness of the plan's application and reviewing the responsibility and action of

the entities involved in the contingency. Analysis of these experiences served as the basis for the Technical Council to update in August 1989 the above-mentioned National Contingency Plan, the latest version of which is now in force.

In this Technical Council *Petróleos Mexicanos* is represented by the company's Environmental Protection Manager.

The Naval Secretariat of Mexico's Armed Forces is in charge of activating and implementing the Contingency Plan when the spill of oil or harmful substances stemming from an accident between ships, breaks in oil platforms and undersea pipelines, or other polluting incidents leading to spills and affecting the marine ecosystem occurs in sea waters that come under the nation's jurisdiction.

Controlling these polluting events will involve confinement, collection, and ecological restoration operations. In special cases, with the authorization of the Naval Secretariat of Mexico's Armed Forces, chemical dispersants can be applied.

*Petróleos Mexicanos*, in order to comply with one of the requirements established by the National Contingency Plan prepared an Internal Contingency Plan of *Petróleos Mexicanos* to Combat and Control the Spill of Hydrocarbons and Other Harmful Substances in the Sea, whose principal objective is to set up a scheme that will respond adequately and on a timely basis to accidental spills occurring during oil activities. This Plan establishes the specific responsibilities of the coordinators, for both organizing and

implementing the activities conducted for controlling and tackling spills.

Likewise, it contains information on the procedures that must be used when the emergency notification is first issued: inspection, assessment, and behavior of the spills, definition of strategies for confining and recovering the hydrocarbons, cleaning up and restoring the affected areas, and developing ecological studies to determine the environmental impact.

It is important to indicate that, in large spills or in those that, owing to their characteristics, can jeopardize the marine ecosystem, the Mexican Armed Forces is the entity suggesting lines of action and is in command of implementing them.

The General Coordinator for this Internal Contingency Plan is the Corporate Manager of Environmental Protection and Energy Saving, of ASIPA.

The different stages of the Internal Contingency Plan are generally described below:

#### **STAGE 1**

##### **EMERGENCY NOTIFICATION**

The importance of this stage lies in the accuracy and timeliness of the information. This means that the person detecting the spill should provide precise information on the following aspects:

- ◆ Product spilled
- ◆ Location
- ◆ Estimated volume
- ◆ Origin of spill

- ◆ Date and hour the spill started

In order to facilitate timely communication at this stage, PEMEX has installed a procedure for identifying the staff in charge of each oil zone. This procedure has been disseminated both inside the institution and to the community.

#### **STAGE 2**

##### **INFORMATION ON THE SPILL**

First of all, this stage permits organizing the response to the spill and it is essential for decision making involved in implementing the Internal Contingency Plan.

The information should be forwarded to the institution's authorities, the Armed Forces of Mexico, and the Secretariat of Environment, Natural Resources, and Fishing.

During this stage, coordination with the operating entity involved should begin, so as to learn about the corrective programs that have to be applied to eliminate the spill's origin.

#### **STAGE 3**

##### **INSPECTION, ASSESSMENT, AND BEHAVIOR OF THE SPILL**

Inspection is the phase of the Internal Plan that enables us to assess the magnitude of the spill, information that is essential to define the strategies to be used for controlling and tackling the spill.

The inspection and assessment procedures should involve the following aspects.

- ◆ Location of spill
- ◆ Identification of cause and volume of the spill
- ◆ Characteristics of the spill (magnitude: large, medium, or small)
- ◆ Classification of spill (spots, trails, iridescences)
- ◆ Daily record of meteorological conditions
- ◆ Analysis of seasonal behavior of surface and deep-water sea currents

By interpreting this information, a daily record of the spill's behavior is obtained; this will permit predicting its movement so as to adequately proceed to confining the spill and recovering the oil, as well as implementing programs for cleaning up the areas where it is likely the spilled product will reach.

#### **STAGE 4**

##### **CONFINING AND RECOVERING THE HYDROCARBONS**

This stage permits confining and recovering the hydrocarbons that are drifting. Its importance lies in the fact that, when acting on time, impacts on the marine environment and the shoreline can be minimized.

Petróleos Mexicanos has acquired experience in confinement and recovery procedures; it has thus managed to implement specific action strategies for each type of spill. The results achieved have been recognized internationally.

In order to carry out these actions, there is an infrastructure available as well as high-tech equipment, located at the 12 Spill Control Centers along both seaboard of the

---

country's territory. On the Gulf of Mexico seaboard there are the following: Tampico, Tamps.; Tuxpan, Coatzacoalcos and Veracruz, Ver.; Dos Bocas, Tab.; and Cd. Del Carmen, Camp. As for the Pacific Ocean seaboard there are: Ensenada, B.C.N.; Guaymas, Son.; Mazatlan, Sin.; Manzanillo, Col.; Salina Cruz, Oax.; and Acapulco, Gro.

Petróleos Mexicanos at present has an oil spill recovery response capacity of 30,000 barrels per hour, of which 18,000 barrels per hour correspond to open-sea and bay operations and the remaining amount to tackling spills on the mainland and in-land fresh-water bodies. Regarding oil recovery equipment, the oil recovery ship Ecopemex, barriers with weir-boom recovery system, high-capacity pumping equipment for off-loading carrier contingencies, oil recovery equipment, and skimming equipment should be emphasized. Ecopemex is a double-hull ship that works with state-of-the-art technology and includes a special feature whereby the ship opens in the middle at a maximum of 65 degrees, a position that enables it to confine and recover drifting oil.

## **STAGE 5**

### **CLEAN-UP OF AFFECTED AREAS**

Hydrocarbons spilled in the sea tend to wash up on the shore depending on meteorological conditions and the direction and speed of sea currents.

The way hydrocarbons reach the shore depends on their time of exposure in the sea; they eventually thicken and usually appear as a sticky paste or lumps.

Interpretation of the spill's behavior will permit the timely preparation of the resources needed to clean up the areas that are affected.

The importance of cleaning up the beaches lies in the fact that hydrocarbons affect aquatic biota living in the tidal zone, the fishing industry, and the image of tourist and fishing areas.

Clean-up procedures are either manual or with machinery, depending on the facilities to gain access to the place. Clean-up with machinery consists of surface mopping to remove and eliminate only the impregnated layer.

As a complement to the operational activities for controlling spills, ecological studies are conducted to assess accurately and objectively the effects that they can have on the marine ecosystem.

Petróleos Mexicano carries out these studies in coordination with various research institutions. As an example, we can mention those conducted under the UNAM/CONACYT/PEMEX agreement signed by these agencies to develop the project called the Systematic Study of Mexico's Exclusive Economic Zone.

The main purpose of this agreement is to obtain an environmental frame of reference for oil and heavy-metal concentrations in Mexican waters, thus providing first-hand information for the short-, medium-, and long-term assessment of the possible impact of oil activities in the coastal areas and thus define and dictate preventive and corrective measures.

To date, a total of 17 studies have been developed, 9 in the Gulf of Mexico and 8 in the Pacific Ocean, involving 47 campaigns with the support of the oceanographic ships El Puma and Justo Sierra.

It is important to mention that, apart from this agreement, whenever a large-scale oil spill occurs in the sea, specific studies are conducted to detect their impact on the environment. Such is the case of the studies carried out in the accidents that occurred in the Ixtoc, Abkatun-91, and Yum wells.

The magnitude of the incidents that, over the last decade, have severely endangered the stability of the marine ecosystem has strengthened the need to join efforts in order to respond to contingencies which, due to their scope, go beyond territorial borders.

It is important to underscore the stance taken by Petróleos Mexicanos with respect to the Latin American community through its participation in the regional agency Reciprocal Assistance of Latin American Oil Companies (ARPEL). Within this framework, specific mutual cooperation agreements have been reached with respect to environmental contingencies, such as the ones drawn up with Petróleos de Venezuela (PDVSA) and with the Costa Rican Oil Refinery (RECOPE). At the start of 1991, as a result of a meeting of environmental protection managers in ARPEL, which took place in La Paz, Bolivia, a general agreement for technical cooperation for environmental protection in Latin America was signed.



---

It should also be mentioned that, in 1992, a document entitled Environmental Behavior Code was approved within ARPEL. It established that its member companies should become fully aware that self-sustainable development in Latin American in general and the oil industry in particular can and should involve environmental protection actions.

These environmental conduct principles focus on sustainable development, environmental protection, socioeconomic vision, conservation, and prevention. On the basis of these principles, the oil companies make a commitment to promote the following actions: reciprocal assistance, institutional capacity-building, community integration, research, education, and dissemination.

Owing to the concern of countries for marine conservation, various agreements have been drawn up to ensure actions and commitments

aimed at preventing and controlling the pollution of marine ecosystems.

As for international commitments, the participation of Mexico, especially PEMEX, in the United Nations International Maritime Organization (IMO) is noteworthy. This UN agency is in charge of establishing legal standards regarding maritime safety and protection of marine environments. As a result of this agency's efforts, many agreements have been drawn up, including MARPOL 73/78 and, recently, the International Agreement on Cooperation, Preparation, and Fight against Pollution from Hydrocarbons.

As for regional efforts, in 1980, the Government of Mexico signed a cooperation agreement with the U.S. Government to respond to pollution from hydrocarbons and other harmful substances.

In 1983 another agreement for protecting and developing the marine

environment and a protocol for cooperation to combat oil spills in the Caribbean were signed with the countries of the Greater Caribbean Area.

Finally, although I am fully aware of the need for contingency response plans, as well as specialized infrastructure and equipment, I would nevertheless like to share the following thought.

The experiences of large-scale spills that have occurred throughout the world, such as the Ixtoc, Exxon Valdez, and Persian Gulf cases, have made us understand that, rather than developing our capacity to respond to emergencies, it is of the utmost importance that we focus our efforts on prevention instead of correction.

In this way we will be able to contribute to preventing the pollution of the marine environment and preserving its resources.

# Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames Masivos de Hidrocarburos en Aguas de Petróleos de Venezuela y sus Empresas Filiales

Alexis Rojas\*

## I. INTRODUCCION

**E**n 1979, dos grandes tanqueros, el Atlantic Empress y el Aegean Captain, de más de 200.000 toneladas cada uno, chocaron, se incendiaron y arrojaron al mar más de un millón de barriles de petróleo, en lo que se conoce como el mayor derrame ocasionado por dos tanqueros en la historia de la industria petrolera internacional.

El hecho ocurrió a sólo 48 kilómetros de la Isla de Tobago y a 200 kilómetros de Venezuela. Afortunadamente las condiciones ambientales prevalecientes en el área en esa oportunidad, desviaron el petróleo hacia el Centro del Atlántico Norte, salvándose Venezuela y las Islas del Caribe de una catástrofe ecológica.

Aunque el incidente no afectó a Venezuela, sí generó gran preocupación en su industria petrolera, en el gobierno nacional y entre personas e instituciones del país relacionadas con asuntos del medio ambiente.

En el mundo de hoy, ninguna nación costera puede considerarse completamente a salvo de un derrame petrolero y para minimizar los daños que estos puedan ocasionar se necesita capacidad de respuesta, es de-

cir, se requiere de un plan de contingencia contra derrames masivos petroleros

Para Venezuela es de vital importancia tener un plan de contingencia contra derrames masivos de petróleo en aguas. El ochenta (80%) por ciento del volumen total de petróleo producido en nuestro país se obtiene en medios acuáticos, como es el caso del Lago de Maracaibo, donde hay más de 6.000 pozos en producción, 450 estaciones de flujo, 3 terminales de desembarque y más de 30.000 kilómetros de tuberías sublacustres. A esto hay que agregar el intenso tráfico marítimo nacional e internacional frente a nuestras costas y el desplazamiento de buques mercantes, los cuales pueden llevar en sus depósitos combustible residual para su propulsión.

Es un hecho muy conocido que los hidrocarburos derramados pueden afectar el ambiente, cambiando físicamente las características de las aguas. Desde el punto de vista biológico, ponen en peligro la biota existente en los varios ambientes afectados y, desde el punto de vista socioeconómico, también afectan las

\* Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)

comunidades urbanas cerca de la costa, las áreas recreacionales y turísticas, así como las actividades pesqueras.

En 1981, Petróleos de Venezuela y sus filiales iniciaron el desarrollo del Plan Nacional de Contingencia para el Control y Combate de Derrames Masivos de Petróleo en Aguas, conocido como el PNC, el cual entró en operación a mediados de 1984.

El Plan Nacional de Contingencia fue promulgado oficialmente por el Gobierno de Venezuela a través de un Decreto Presidencial el 9 de julio de 1986, ordenando su implantación como el instrumento guía para la ejecución de todas las actividades orientadas hacia la prevención, control y combate de los daños que pudieran ser causados por derrames de petróleo en nuestras zonas marinas, fluviales y lacustres.

El Decreto estableció la participación en el PNC de los Ministerios de Energía y Minas, del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables, de la Defensa, del Transporte y Comunicaciones, de Relaciones Internas y de Relaciones Exteriores y delegó en Petróleos de Venezuela la responsabilidad por la coordinación general del PNC.

## II. OBJETIVOS

Los objetivos fundamentales del Plan pueden resumirse en tres puntos básicos:

1. Contrarrestar los daños físicos, químicos, biológicos, sociales y económicos que puedan ocasionar los derrames de grandes volúme-

nes de petróleo en las costas y ríos venezolanos.

2. Optimizar el uso de los recursos materiales y humanos comprometidos con el control, recolección y disposición de derrames. En este aspecto es necesario tomar en cuenta la selección de los equipos, el diseño de procedimientos operacionales y administrativos y programas de mantenimiento y de adiestramiento.
3. Establecer programas de cooperación e intercambio con otras empresas petroleras de países vecinos, a través de Planes Bilaterales de Contingencia contra derrames de petróleo en aguas.

## III. DESARROLLO DEL PLAN

Este desarrollo se logró a través de tres etapas fundamentales. La primera consistió en el desarrollo conceptual, es decir, la exposición general teórica del plan. Luego se desarrolló la adaptación operacional, etapa en la cual se llevaron a cabo los ajustes y verificaciones requeridos por la exposición teórica, para lograr alcanzar su adaptación a las condiciones operacionales específicas en las diferentes áreas. Finalmente vino la implantación del Plan, etapa en la cual se asignan responsabilidades y se establecieron procedimientos rutinarios operacionales, de mantenimiento y de entrenamiento.

Los aspectos más relevantes de cada etapa son los siguientes:

### 1. Desarrollo Conceptual

En esta etapa fue necesario realizar una serie de análisis de ries-

gos de los derrames; estudiar y predecir su comportamiento en los diferentes ambientes costeros y fluviales de la geografía nacional; analizar y registrar las características ambientales de las costas y de los ríos para determinar posibles daños; evaluar los recursos y la organización requerida para combatir los derrames. Finalmente, elaborar los planes de acción y las medidas específicas que deben ser tomadas bajo cualquier contingencia.

#### 1.1 Análisis de riesgos

Dentro del diseño conceptual, se llevaron a cabo los análisis de riesgos. Dentro de los diferentes tipos de operaciones ejecutadas por la industria, los derrames pueden ser originados por:

- ♦ Reventones de pozos petroleros
- ♦ Rotura de oleoductos o tanques de almacenaje
- ♦ Choques o ruptura de tanqueros
- ♦ Operaciones de carga y descarga de tanqueros

Tomando en cuenta los riesgos involucrados en cada una de las situaciones anteriores y las probabilidades estadísticas de ocurrencia, el Plan Nacional de Contingencia fue diseñado para combatir volúmenes entre mil toneladas (1.000 tons.) y diez mil toneladas (10.000 tons.) de crudo o productos de hidrocarburos derramados.

#### 1.2 Comportamiento de los derrames

Según las diversas condiciones oceanográficas y atmosféricas existentes en los diferentes sectores costeros, fue necesario establecer un patrón teórico de comportamiento de

ZONA	AREA GEOGRAFICA	EMPRESA
I	Lago de Maracaibo	Lagoven Tía Juana
II	Golfo de Venezuela Península de Paraguaná hasta San José de la Costa	Maraven Cardón
III	Costa Norte de Venezuela desde San José hasta Cabo Codera	Corpoven El Palito
IV	Costa Norte de Venezuela desde Cabo Codera hasta Carupano	Corpoven Puerto La Cruz
V	Desde Carupano hasta la frontera con Guyana, incluyendo el Río San Juan y el Delta del Orinoco hasta Puerto Ordáz	Lagoven Maturín
VI	Río Arauca desde el Nulia hasta Ejeza	Corpoven Barinas
VII	Cuenca del Río Catatumbo	Maraven Casigua

los derrames sobre la superficie del agua, considerando: dirección de los vientos, corrientes de agua, batimetría e hidrografía (descarga de los ríos). En el caso de los ríos, topografía, volumen, profundidad, accesibilidad, etc., fueron tomados en consideración.

### 1.3 Características ambientales

Fue necesario evaluar el grado de sensibilidad para visualizar el punto en que las diferentes partes de la costa y las riberas de los ríos pudieran ser afectadas; por esta razón, las condiciones sectoriales ambientales y características ecológicas y los aspectos regionales socioeconómicos fueron estudiados.

Toda la información anterior fue vertida en 150 mapas que cubren la costa venezolana desde la Goajira hasta Puerto Ordáz, incluyendo el Lago de Maracaibo y el Delta del Orinoco, así como las cuencas de los ríos Arauca y Catatumbo.

Cada uno de los mapas presenta en tierra: áreas pobladas, tipos de costa, playas recreacionales y turísticas, manglares, zonas de moluscos y refugios de avifauna y, en agua: los vientos, corrientes, batimetría, corales y zonas de pesca.

Similarmente, cada mapa indica las acciones específicas requeridas para proteger adecuadamente la biota, así como costas y riberas fluviales venezolanas.

### 1.4 Recursos

Se efectuó un análisis cuantitativo y cualitativo de todos los recursos humanos, equipos y materiales necesarios para las operaciones de combate de derrames en agua.

- ♦ Recursos Humanos: De acuerdo con su origen pueden provenir de la industria petrolera, contratistas, el sector oficial, público o privado, las fuerzas armadas y, de ser necesario, del exterior.
- ♦ Materiales y Equipos: De acuerdo con su función o propósito pueden ser especializados o diseñados específicamente para combatir derrames de petróleo, tales como barreras de contención, desnatadores o recolectores de petróleo, dispersantes químicos y equipos para dispersión, tanques de almacenamiento, lanchas de trabajo, y unidades autopropulsadas, etc. También pueden ser equipos no especializados, tales como camiones de vacío, tractores, botes, aviones, helicópteros, etc.
- ♦ Otros Recursos Importantes: Asesoría técnica en áreas especializadas, tales como permisología para la importación de equipos en emergencias, permisos para la inmigración de personal, recursos logísticos, médicos, transporte, vivienda, alimentación del personal, etc.

### 1.5 Organización

Para cumplir con el PNC a nivel nacional fue necesario establecer una organización que utilizara al máximo posible los recursos existentes en el país, además de mantener sufi-

cientemente claros los niveles de autoridad en las operaciones, sin descartar la posibilidad de ayuda extranjera, según la magnitud del problema.

La estructura organizacional del PNC es la siguiente:

- ◆ Un Comité Central
- ◆ Siete Comités Regionales con sus respectivas unidades operacionales.
- ◆ Una unidad operacional especializada en combate de derrames en aguas (Unidad OLAMAC).

El Comité Central del Plan Nacional de Contingencia es el responsable de dirigir las políticas y establecer las guías de la industria acerca del Combate de Derrames de Petróleo y de canalizar el soporte financiero para estas operaciones.

Este Comité Central mantiene relaciones con instituciones y organizaciones externas, tanto nacionales como internacionales, con el objeto de obtener asistencia técnica en caso de un accidente de magnitud considerable y que sobrepase la capacidad existente en el país. El Comité cuenta con un Coordinador permanente denominado Gerente de Planes de Contingencia de Petróleos de Venezuela.

Para facilitar la operación del plan a nivel nacional, el país fue dividido en siete (7) zonas de responsabilidad, cada una de las cuales fue asignada a una de las tres (3) operadoras afiliadas de Petróleos de Venezuela (véase cuadro de la pág. 79).

Cada una de las siete (7) zonas tiene un Comité Regional estructurado con una organización capaz de tomar acción ante una emergencia debido a un derrame de petróleo. Las actividades de este Comité están coordinadas y dirigidas por un Gerente Regional del PNC, designado por la operadora responsable correspondiente.

Cada Comité Regional está integrado, además del Gerente Regional, por representantes de las autoridades gubernamentales, a quienes tienen responsabilidades específicas de acuerdo con su competencia.

Estas autoridades son:

- ◆ Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables.
- ◆ Ministerio de Energía y Minas.
- ◆ Ministerio de la Defensa.
- ◆ Ministerio de Relaciones Interiores
- ◆ Ministerio de Relaciones Exteriores.
- ◆ Ministerio de Transporte y Comunicaciones

Cada una de las regiones tiene una Unidad Operacional Regional, bajo la responsabilidad del Supervisor Operacional Regional, quien tiene el control directo de la contención, recuperación, limpieza y disposición de desechos y reacondicionamiento de las zonas afectadas por el derrame. Adicionalmente, tiene que velar por la eficiencia del personal de la industria, así como de los Ministerios y contratistas que participan en el control de la emergencia, además de asegurarse de las condiciones de operabilidad del equipo utilizado.

La Unidad Operacional Especializada en el Combate de Derrames en Agua (Unidad OLAMAC) está integrada por 30 personas dedicadas a tiempo completo a estas operaciones y dirigidas por un coordinador. Esta Unidad es responsable por las operaciones de limpieza en el Lago de Maracaibo y por el mantenimiento de los equipos ubicados en cada una de las otras zonas operacionales del PNC. También le da soporte y asesoría técnica a las otras zonas, cuantas veces sea requerido.

### 1.6 Planes específicos de acción

El desarrollo conceptual del Plan concluye con la elaboración de los planes de acción y las medidas específicas que deben tomarse en caso de derrames y de acuerdo con el área afectada. De una manera muy simplificada, las diversas líneas de defensa, requeridas para detener o controlar el derrame, son trazadas sobre los mapas. Si esto no es posible, debido a condiciones meteorológicas adversas y por el peligro latente de afectar áreas muy sensibles, entonces se establece la acción para dispersar el petróleo.

Cuando es imposible detener el derrame y evitar que alcance la costa y además no es aconsejable dispersar, entonces, a través de los mapas de sensibilidad, aquellas áreas que requieren protección, tales como sistemas ecológicos de alto valor, pueden ser protegidas, usando barreras flotantes, para desviar el derrame hacia otras áreas costeras, conocidas como "áreas de sacrificio".

Finalmente, debe iniciarse la lenta, desagradable y costosa tarea de recoger el petróleo que llega a la cos-

ta, la limpieza de la vegetación y playas afectadas, el manejo adecuado de residuos petrolizados y la restauración de playas y zonas costeras, a sus condiciones originales.

## 2. Adaptación Operacional

Esta es la segunda fase del Plan. En su desarrollo, se consideran todos los ajustes a las áreas operacionales específicas, para cada una de las siete (7) áreas, su interdependencia y relaciones y los procedimientos de cooperación entre las áreas y las diferentes organizaciones involucradas.

Las especificaciones técnicas del equipo fueron elaboradas, se definieron modelos, marcas, características y cantidad de equipo asignada a cada una de las áreas, y un juego de manuales que contiene información general y responsabilidades de cada uno de los miembros que comprenden la organización, un Atlas conteniendo los 150 mapas de sensibilidad para las siete (7) regiones del Plan y un tercer volumen con información técnica y especificaciones para el equipo existente.

## 3. Implantación

En esta etapa fue diseñada la estrategia para iniciar las operaciones del Plan. La procura y adquisición de equipos fue centralizada y luego estos equipos fueron distribuidos y asignados a las diferentes zonas.

Igualmente, es necesario que el personal de la industria a todos los niveles, así como los miembros de los Comités Regionales que pertenecen a instituciones gubernamentales, reciban adiestramiento teórico y práctico para gerenciar y manejar emergencias

derivadas de derrames petroleros. Para lograr esto, se le asignó al Centro de Entrenamiento para la Industria Petrolera (CEPET), la responsabilidad por la elaboración y conducción de los diferentes cursos que cubren los niveles requeridos por el Plan.

Los cursos de entrenamiento son dictados en tres (3) niveles:

- a) Nivel Gerencial (Análisis de Derrames) para establecer:
  - Líneas de Mando
  - Logística
  - Asesorías
  - Contratación
- b) Nivel Supervisorio (Control de Derrames) para:
  - Apoyo técnico y científico
  - Manejo de personal
  - Comunicaciones
- c) Nivel Operacional (Combate de Derrames) para manejar:
  - Equipos
  - Personal
  - Disposición de Residuos Petrolizados

También fueron establecidos programas de actualización, incluyendo simulacros, prácticas de campo y programas de mantenimiento preventivo para los equipos, a fin de asegurar condiciones óptimas en la eventualidad de una emergencia.

El Plan ha probado ser efectivo en varios eventos de magnitud apreciable ocurridos entre 1986 y 1991 en el Lago de Maracaibo y en los ríos Arauca y Catatumbo.

## IV. PLANES COMPLEMENTARIOS

Dada la conveniencia de ampliar la cobertura del Plan Nacional de Contingencia, para incluir las ac-

tividades petroleras de países vecinos y la operación de las flotas de tanqueros en diferentes partes del globo terrestre, Petróleos de Venezuela ha establecido dos (2) tipos de planes complementarios:

### 1. Planes Bilaterales de Contingencia

El objetivo de estos planes, acordados entre Venezuela y países vecinos, es el de establecer mecanismos que permitan la utilización conjunta de los recursos de los países involucrados, en la eventualidad de emergencias que puedan originarse como consecuencia de derrames mayores de petróleo y que excedan la capacidad de la industria petrolera venezolana para combatirlos.

A través del uso de este mecanismo, Venezuela y organizaciones relacionadas de países vecinos han acordado el empleo de material y recursos humanos disponibles para combatir derrames de petróleo.

Tales acuerdos han sido firmados con la National Oil Company of Aruba (NOCA), Compañía Colombiana de Petróleo (ECOPETROL) y el Gobierno de Trinidad y Tobago. Estos acuerdos cubren:

- ♦ Mecanismos para detectar y controlar derrames.
- ♦ Organización, funciones y responsabilidades correspondientes.
- ♦ Consideraciones financieras.
- ♦ Procedimientos de alerta, información y comunicación.
- ♦ Aspectos operacionales.
- ♦ Duración del acuerdo.

---

## 2. Plan Internacional de Respuesta

El objetivo de este plan es establecer mecanismos de respuesta rápidos y efectivos en caso de derrames de hidrocarburos en tanqueros pertenecientes a la industria o fletados en aguas internacionales. El Plan incluye las siguientes acciones:

- ◆ Concretar acuerdos de asociación con organizaciones internacionales especializadas en combate de derrames de hidrocarburos en Estados Unidos y Europa.

Hasta el presente, Petróleos de Venezuela se ha asociado a la Clean Caribbean Cooperative, organización basada en Florida, Estados Unidos, y la cual cubre incidentes en el ámbito del Caribe y

también se ha hecho miembro de la Oil Spill Response Limited, basada en Inglaterra y con una cobertura mundial, estando en capacidad de alcanzar cualquier sitio en el mundo en un lapso entre 24 y 48 horas. Igualmente, Petróleos de Venezuela se asoció, a mediados de 1995, a la National Response Corporation (NRC).

- ◆ Firmar acuerdos de cooperación con empresas petroleras de otros países, para el combate de derrames de hidrocarburos producidos por tanqueros de la industria, propios o fletados. En la actualidad existen acuerdos de cooperación mutua entre Petróleos Mexicanos (PEMEX) y PDVSA y entre Petróleo Brasileiro (PETROBRAS) y PDVSA.

- ◆ Adquirir equipos portátiles de emergencia en tanqueros para primeras acciones de combate de derrames de hidrocarburos.

Petróleos de Venezuela continuará optimizando la organización, equipos y cobertura del Plan Nacional de Contingencia con sus recursos internos y con el complemento del aporte de cooperativas internacionales y de otros países.

El objetivo primordial es mantener una óptima capacidad de respuesta en el evento de un derrame de petróleo de cualquier magnitud, a fin de garantizar un combate, control y recolección rápidos y eficientes, evitando de esta manera consecuencias indeseables para la industria petrolera y para la nación venezolana.

# National Contingency Plan Against Massive Oil Spills in Bodies of Water of Petróleos de Venezuela and its Subsidiaries

Alexis Rojas\*

## I. INTRODUCTION

In 1979, two large tankers, the Atlantic Empress and the Aegean Captain, each weighing more than 200,000 tons, collided, started burning, and discharged more than 1 million barrels of oil, in what has become known as the largest spill produced by two carriers in the international oil industry's history.

This event took place only 48 kilometers away from the island of Tobago and 200 kilometers from Venezuela. Fortunately, prevailing conditions in the area on this occasion swept the petroleum toward the middle of the northern Atlantic, thus saving Venezuela and the Caribbean islands from a major ecological catastrophe.

Although the incident did not affect Venezuela, it did generate a great deal of concern in its oil industry, in the national government and among persons and institutions in the country that were involved in environmental activities.

In today's world, no nation with a seaboard can consider itself to be completely safe from oil spills. To minimize the damage these can produce, a capacity to respond is need-

ed, in other words, a contingency plan against massive oil spills.

For Venezuela, it is of the utmost importance to have a contingency plan against massive oil spills in water. Eighty percent of the total volume of oil produced in our country comes from bodies of water, such as Lake Maracaibo, which has more than 6,000 producing wells, 450 flow stations, 3 shipping terminals, and more than 30,000 kilometers of pipeline under the lake. In addition one has to add the intense national and international sea traffic along our coastline and the passage of merchant ships, which can be carrying residual fuel deposits for driving their engines.

It is widely known that oil spills can affect the environment by physically changing the characteristics of the water. From the biological standpoint, they endanger existing biota in the many environments that are affected, and from the socioeconomic standpoint, they also affect urban communities close to the seashore, recreational and tourist activities, as well as the fishing industry.

\* Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)



---

In 1981, *Petróleos de Venezuela* and its subsidiaries started developing the National Contingency Plan for Controlling and Combatting Massive Oil Spills in Water, referred to as the PNC (Plan Nacional de Contingencia para el Control y Combate de Derrames Masivos de Petróleo en Aguas), which became functional in mid-1984.

The National Contingency Plan was officially enacted by the Venezuelan Government through a Presidential Decree issued on July 9, 1986, which instructed its implementation as the guiding instrument for conducting all activities aimed at preventing, controlling, and combatting any damage stemming from oil spills in sea, river, and lake areas of Venezuela.

The Decree established the participation of the following ministries in the PNC: Energy and Mines, Environment and Renewable Natural Resources, Defense, Transportation and Communications, the Interior, and Foreign Affairs. Likewise, it delegated *Petróleos de Venezuela* the responsibility for general coordination of the PNC.

## II. OBJECTIVES

The Plan's fundamental objectives can be summarized in three basic points:

1. Halt physical, chemical, biological, social, and economic damage stemming from the spilling of large volumes of oil on Venezuela's shorelines and in its rivers.

2. Optimize the use of material and human resources involved in collecting and disposing of spills. Regarding this, it is necessary to take into account equipment selection, design of operating and administrative procedures, and maintenance and training programs.
3. Establish cooperation and exchange programs with other oil companies of neighboring countries through bilateral contingency plans against oil spills in waters.

## III. DEVELOPMENT OF PLAN

This development was achieved in three basic stages. The first consisted of conceptual development, that is, the plan's general theoretical explanation. Afterwards there was its operational adaptation, a stage in which the adjustments and verifications required by the theoretical explanation were carried out, to ensure the plan's adaptation to specific operating conditions in different areas. Finally came the plan's implementation, a stage which involved allocating responsibilities and establishing routine operating, maintenance, and training procedures.

The most relevant aspects of each stage were as follows:

### 1. Conceptual Development

During this stage, it was necessary to conduct a series of possible spill risk analyses; study and forecast their behavior in different coastline and river environments of the country's geography; analyze and register the environmental characteristics of coastlines and rivers to determine

potential damage; assess the resources and organization required to combat spills; and finally, prepare plans of action and the specific measures that should be applied under any contingency.

### 1.1 Risk analysis

As part of the conceptual design, risk analyses were conducted. Within the different types of operations implemented by the industry, the spills can come from the following:

- ◆ Blowouts of oil wells
- ◆ Breaks in oil pipelines or storage tanks
- ◆ Collision or breaks in tankers
- ◆ Tanker loading and unloading operations

Keeping in mind the risks involved in each one of the previous situations and the statistical probability of occurrence, the National Contingency Plan was designed to combat volumes of between 1,000 tons and 10,000 tons of spilled crude oil and oil products.

### 1.2 Spillage behavior

Depending on the different oceanographic and atmospheric conditions prevailing in the different sectors of the coast, it was necessary to establish a theoretical spillage behavior pattern for spills on water surfaces, including wind direction, water currents, bathymetry and hydrography (river discharges); in the case of rivers, topography, volume, depth, accessibility, etc. were taken into consideration.

### 1.3 Environmental characteristics

The environment's degree of sensitivity had to be visualized at the site in which the different parts of the coast and riverbanks could be affected; for this reason, environmental sectoral conditions and ecological characteristics and regional socioeconomic aspects were studied.

All the previous information was laid out on 150 maps covering the Venezuelan seaboard from Goajira to Puerto Ordáz, including Lake Maracaibo and the Orinoco Delta, as well as the basins of the Arauca and Catatumbo rivers.

Each map provides the following mainland information: settled areas, types of shore, recreational and tourist beaches, mangroves, mollusc areas, and bird and wildlife shelters. As for water, the following was included: winds, currents, bathymetry, coral, and fishing zones.

Likewise, each map indicates the specific actions required to adequately protect the biota, as well as Venezuelan coastlines and riverbanks.

### 1.4 Resources

A quantitative and qualitative analysis of all human resources, equipment, and materials needed for oil spill combat operations in water was conducted.

- ◆ Human resources: Depending on their origins, they can come from the oil industry, contractors, the government, public or private sec-

tors, the armed forces, and if necessary from abroad.

- ◆ Material and equipment: Depending on their function or purpose, they can be specialized or specifically designed to combat oil spills, such as contention barriers, oil skimmers or collectors, chemical dispersants and dispersion equipment, storage tanks, working motorboats and self-propelled units, etc. Nonspecialized equipment, such as dump trucks, tractors, boats, airplanes, helicopters, etc., may be needed.

- ◆ Other important resources: Technical advisory service in specialized areas, such as expertise in obtaining permits to import emergency equipment, permits for staff immigration, logistic resources, physicians, transportation, housing, food for staff, etc.

### 1.5 Organization

In order to comply with the PNC at the national level it was necessary to establish an organization that would use to the greatest extent possible resources already existing in the country, in addition to keeping a sufficiently clear hierarchical structure in the operations, without discounting the possibility of obtaining foreign assistance depending on the problem's magnitude.

The PNC's organizational structure is as follows:

- ◆ Central Committee
- ◆ Seven regional committees with their respective operating units.

- ◆ An operating unit specialized in combatting oil spills (OLAMAC Unit).

The Central Committee of the National Contingency Plan is in charge of directing policies and establishing guidelines for the industry with respect to coping with oil spills and channeling financial support for these operations.

This Central Committee keeps in contact with external institutions and organizations, both national and international, in order to obtain technical assistance in the case of major accidents that are beyond the country's existing handling capacity. The Committee has a permanent coordinator, referred to as Oil Contingency Plan Manager of Venezuela.

Each one of the seven zones has a Regional Committee, which has been set up with its own organization capable of initiating actions to resolve an emergency in case of an oil spill. These Committee activities are coordinated and directed by a Regional Manager of the PNC, designated by the corresponding operator in charge.

In addition to its Regional Manager, each Regional Committee is comprised of representatives of government authorities, who have specific responsibilities depending on their jurisdiction.

These authorities are

- ◆ The Ministry of the Environment and Renewable Natural Resources
- ◆ Ministry of Energy and Mines
- ◆ Ministry of Defense
- ◆ Ministry of the Interior
- ◆ Ministry of Foreign Affairs

ZONE	GEOGRAPHIC AREA	COMPANY
I	Lake Maracaibo	Lagoven Tía Juana
II	Gulf of Venezuela, Peninsula of Paraguaná up to San José de la Costa	Maraven Cardón
III	Northern seaboard of Venezuela from San José to Cabo Codera	Corpoven El Palito
IV	Northern seaboard of Venezuela from Cabo Codera to Carúpano	Corpoven Puerto La Cruz
V	From Carúpano to the border with Guyana, including San Juan River and the Orinoco Delta up to Puerto Ordaz	Lagoven Maturín
VI	Arauca River from Nula up to Elorza	Corpoven Barrinas
VII	Catatumbo river basin	Maraven Casigua

♦ Ministry of Transportation and Communications

Each region has a Regional Operating Unit, which is answerable to the Regional Operating Supervisor, who is directly in charge of containing, recovering, cleaning, and disposing of wastes and restoring the zones affected by the spill. In addition, it has to monitor the efficiency of industry personnel, as well as the ministries and contractors participating in controlling the emergency, and ensure operating conditions of equipment used.

The Operating Unit Specializing in Combatting Spills in Water (OLAMAC Unit) is comprised of 30 persons focusing full-time on

these operations and headed by a coordinator. This Unit is responsible for cleaning operations in Lake Maracaibo and maintenance of the equipment placed in each one of the other operating zones of the PNC. It also provides support and technical advice to the other zones, whenever required.

### 1.6 Specific plans of action

The conceptual development of the Plan concludes with the preparation of plans of action and specific measures that should be taken in case of spills and in accordance with the affected area. The various lines of defense required to contain or control the spill are laid out on the maps, on the basis of a very simplified presen-

tation. If this is not possible, owing to adverse weather conditions and the latent danger of affecting highly sensitive areas, then the action to disperse the oil is determined.

When it is impossible to contain the spill and avoid its reaching the coast and when, in addition, it is not advisable to disperse, then, on the basis of sensitivity maps, those areas that require protection, such as highly valuable ecological systems, can be protected using floating barriers to detour the spill to other coastal areas, known as "sacrificial areas."

Finally, the slow, disagreeable, and costly task of picking up the oil that reaches the shore, cleaning the affected vegetation and beaches, adequately managing oil wastes, and restoring the beaches and coastal areas to their original state must begin.

## 2. Operational Adaptation

This is the Plan's second phase. In its development, all the adjustments of the specific operational areas, their interdependence and relations, and cooperation procedures between the areas and the different organizations involved are considered for each one of the seven areas.

The technical specifications of the equipment were prepared, models, brands, characteristics, and amounts of each equipment assigned to each one of the areas were defined, and a set of manuals containing general information and the responsibilities of each member of the organization, an atlas containing the 150 sensitivity maps for the seven regions of

the Plan, and a third volume of technical information and specifications for the existing team were issued.

### 3. Implementation

In this stage the strategy to initiate the Plan's operations was designed. The ordering and purchase of equipment was centralized and then the equipment was distributed and assigned to different areas.

Likewise, all personnel working in the industry at all levels, as well as the members of the Regional Committees belonging to government institutions, must receive theoretical and practical training to administer and handle emergencies stemming from oil spills. To achieve this the Training Center for the Oil Industry (Centro de Entrenamiento para la Industria Petrolera—CEPET), was assigned the responsibility of preparing and conducting different courses covering the levels required by the Plan.

The training courses are given at three levels:

- a. Executive level (oil spill analysis) to determine the following:
  - Lines of command
  - Logistics
  - Advisory services
  - Contracting
- b. Supervisory level (oil spill control) for the following:
  - Technical and scientific support
  - Staff management
  - Communications
- c. Operational level (combatting spills) to handle the following:
  - Equipment

- Staff
- Disposal of oil wastes

Programs for updating know-how, including simulations, field practices, and preventive maintenance programs for the equipment in order to ensure optimal conditions in the case of an emergency, were also established.

The Plan has turned out to be effective in various fairly important events taking place between 1986 and 1991 in Lake Maracaibo and in the Arauca and Catatumbo rivers.

## IV. COMPLEMENTARY PLANS

In view of the advisability of enlarging coverage of the National Contingency to include oil activities of neighboring countries and the operation of fleets of tankers in different parts of the globe, *Petróleos de Venezuela* has established two types of complementary plans:

### 1. Bilateral Contingency Plans

The objective of these plans, agreed upon by Venezuela and neighboring countries, is to establish mechanisms enabling the joint use of resources of the countries involved, in the case of eventual emergencies that can arise from major oil spills and that surpass the Venezuelan oil industry's capacity to combat them.

Through this mechanism, Venezuela and related institutions of neighboring countries have agreed to use available material and human resources to combat oil spills.

Such agreements have been signed with the National Oil

Company of Aruba (NOCA), Colombian Oil Company (ECOPETROL), and the Government of Trinidad and Tobago. These agreements cover the following:

- ◆ Mechanisms to detect and control spills.
- ◆ Corresponding organizations, duties, and responsibilities.
- ◆ Financial considerations.
- ◆ Alert, information, and communication procedures.
- ◆ Operating aspects.
- ◆ Duration of the agreement.

### 2. International Response Plan

The objective of this plan is to establish fast and effective response mechanisms in the case of oil spills in tankers belonging to the industry or chartered in international waters. The Plan includes the following actions:

- ◆ Draw up partnership agreements with international organizations specializing in coping with oil spills in the United States and Europe.  
To date, *Petróleos de Venezuela* has become associated to the Clean Caribbean Cooperative, an organization based in Florida in the United States and which focuses on incidents in the Caribbean area. It is also member of the Oil Spill Response Limited, based in England and with worldwide coverage, capable of reaching any site in the world in a lapse of between 24 and 48 hours. Likewise, *Petróleos de Venezuela* became a partner of the National Response Corporation (NC) in mid-1995.

- 
- ◆ Enter into cooperation agreements with the oil companies of other countries to combat oil spills from industry tankers, whether owned by the industry or chartered. At present, there are mutual cooperation agreements between Petróleos Mexicanos (PEMEX) and PDVSA and between Petróleo Brasileiro (PETROBRAS) and PDVSA.
  - ◆ Purchase portable emergency equipment in tankers for immediate oil spill combat actions.

Petróleos de Venezuela will continue to optimize the organization, equipment, and coverage of the National Contingency Plan with its own internal resources and with complementary resources from international cooperatives and other countries.

The primary objective is to maintain an optimal response capacity in the case of an oil spill, regardless of its magnitude, in order to ensure rapid, efficient combat, control, and collection, thus avoiding undesirable consequences for the oil industry and Venezuela.

Amigo Lector, éstas son  
algunas de las publicaciones  
que OLADE pone a su  
disposición

**PLANIFICACION Y  
POLITICA ENERGETICA**

- ◆ Bases para una Estrategia Energética de América Latina y El Caribe para la Década de los Noventa .....  
**US\$25**
- ◆ Evolución, Situación y Perspectivas del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe...**US\$25**
- ◆ Situación Energética de América Latina y El Caribe: Transición hacia el siglo XXI .....**US\$35**
- ◆ Resumen Ejecutivo de la Situación Energética de América Latina y El Caribe: Transición hacia el siglo XXI .....**US\$10**
- ◆ El Papel del Estado en el Sector de la Energía .....**US\$35**
- ◆ Conferencia un Desafío de Política para los Años Noventa: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe, ponencias y memorias .....**US\$50**
- ◆ Prospectiva Energética y Desarrollo Económico en el siglo XXI: La Perspectiva Latinoamericana en el Contexto Mundial .....**US\$40**
- ◆ Conferencia Energética de América Latina y El Caribe, MEMORIAS (3 vol.) .....**US\$150**
- ◆ América Latina y El Caribe: Eficiencia Económica Energética y Participación del Sector Privado: Elemento Central para la Recuperación del Sector Eléctrico .**US\$10**

**PRECIOS DE LA ENERGIA**

- ◆ Estudio de Políticas de Precios del

Petróleo y Derivados para América Latina y El Caribe .....**US\$25**

- ◆ Tarifas de Energía Eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos .....**US\$30**

**HIDROELECTRICIDAD**

- ◆ Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos (6 Vol) .....**US\$150**

**GEOTERMIA**

- ◆ Guía para la Evaluación del Potencial Energético en Zonas Geotérmicas durante Etapas Previas a la Factibilidad .....**US\$25**
- ◆ Guía para la Formulación de Solicitudes de Financiamiento de Proyectos Geotérmicos de Inversión .....**US\$35**
- ◆ Guía de Información para Planificadores .....**US\$25**
- ◆ Guía para Estudios de Reconocimiento y Prefactibilidad Geotérmicos .....**US\$40**
- ◆ Guía para Estudios de Factibilidad Geotérmica.....**US\$40**
- ◆ Guía para la Etapa de Desarrollo de un Proyecto Geotérmico **US\$25**
- ◆ Guía para la Operación y Mantenimiento de Campos Geotérmicos.....**US\$25**

**FUENTES DE ENERGIA**

- ◆ Mapa Eólico Preliminar de América Latina y El Caribe (6Vol.) .....**US\$100**

**OTRAS PUBLICACIONES**

- ◆ Directorio de Instituciones Energéticas de América Latina y El Caribe 1994 .....**US\$30**

Si desea adquirir estas publicaciones, sírvase enviar el siguiente formulario a  
**OLADE**

NOMBRE Y APELLIDO: \_\_\_\_\_

DIRECCION: \_\_\_\_\_

CASILLA POSTAL: \_\_\_\_\_

PAIS: \_\_\_\_\_

FECHA: \_\_\_\_\_

FIRMA: \_\_\_\_\_

### FINANCIAMIENTO

- ♦ América Latina y El Caribe, el Déficit del Financiamiento de la Inversión Eléctrica en la Presente Década: Posibles Soluciones .US\$10
- ♦ La Energía en América Latina y el Caribe: Expansión de los Setenta y Crisis de los Ochenta .....US\$ 12
- ♦ Memorias Seminario Regional: Marco Legal y Características Económicas de la Cogeneración en América Latina y El Caribe..US\$40

### HIDROCARBUROS

- ♦ Legislación Petrolera de América Latina y El Caribe (3 vol) .....US\$30

### ENERGIA Y AMBIENTE

- ♦ Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Explotaciones Geotérmicas con Fines Energéticos US\$25
- ♦ Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Termoeléctricas .....US\$40

- ♦ Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Hidroeléctricas .....US\$40
- ♦ Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Explotaciones de Biomasa con Fines Energéticos .....US\$40

### PUBLICACIONES PERIODICAS

- ♦ Revista Energética (tres números); Actualidad Energética (trimestral).. US\$ 60 anual

### ESTADISTICAS ENERGETICAS

- ♦ Plegable Energía en Cifras No. 6 (gratis)
- ♦ Estadísticas e Indicadores Económico-Energéticos de América Latina y El CaribeUS\$100

### INFORMACION SOBRE OLADE

- ♦ OLADE: Historia y Perspectiva Energética de una Región .....US\$24

Favor enviarme:

Cantidad: _____	Título _____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
Adjunto cheque N° _____	ValorUS\$ _____
Banco _____	_____

Edificio OLADE  
Av. Occidental  
Sector San Carlos  
Casilla 17-11-6413  
Quito-Ecuador  
Telf. 598-122/598-280  
Fax: (593-2) 539-684  
Télex: 2-2728 OLADE ED

Dear Reader, the  
following publications  
are available from

## OLADE

### PLANNING AND ENERGY POLICY

- ◆ Bases for a Latin American and Caribbean Energy Strategy for the Nineties .....US\$25
- ◆ Energy Situation of Latin America and the Caribbean: Transition Toward the 21st Century (Spanish only) .....US\$35
- ◆ Executive Summary of the Energy Situation of Latin America and the Caribbean: Transition Toward the 21st Century .....US\$10
- ◆ The State's Role in the Energy Sector .....US\$35
- ◆ Conference Policy Challenge for the Nineties: Overcoming the Electric Power Sector Crisis in the Countries of Latin America and the Caribbean, papers and proceedings US\$50
- ◆ Energy Prospects and Economic Development in the 21st Century: The Outlook for Latin America and the Caribbean in a World Context .....US\$40
- ◆ Energy Conference of Latin America and the Caribbean, proceedings (3 vol.) .....US\$150
- ◆ Latin America and the Caribbean: Energy-Economic Efficiency and Private-Sector Participation: A Key Element in Power Sector Recovery .....US\$10
- ◆ Electricity Tariffs: Conceptual and Methodological Aspects (Spanish only) .....US\$30

### HYDROPOWER

- ◆ Shared Hydropower Developments (6 vol.).....US\$150

### GEOHERMAL ENERGY

- ◆ Guide for Assessing Energy Potential in Geothermal Zones Prior to the Feasibility Stage .....US\$25
- ◆ Guide for Preparing Loan Applications for Geothermal Investment Projects .....US\$35
- ◆ Planners' Information Guide on Geothermal Energy .....US\$25
- ◆ Guide for Geothermal Reconnaissance and Prefeasibility Studies .....US\$40
- ◆ Guide for Geothermal Feasibility Studies.....US\$40
- ◆ Guide for the Development Stage of a Geothermal Project...US\$25
- ◆ Guide for the Operation and Maintenance of Geothermal Fields .....US\$25

### ENERGY SOURCES

- ◆ Preliminary Wind Map of Latin America and the Caribbean (6 vol.) (Spanish only) .....US\$100

### OTHER PUBLICATIONS

- ◆ Directory of Energy Institutions of Latin America and the Caribbean .....US\$30

### ENERGY PRICES

- ◆ Study of the Pricing Policies of Oil and Products for Latin America and the Caribbean .....US\$25

purchase any of  
ins, please for-  
orm to OLADE

NAME: _____
ADDRESS: _____
PO. BOX: _____
COUNTRY: _____
DATE: _____
SIGNATURE: _____



**FINANCING**

- ◆ Energy in Latin America and the Caribbean: Expansion of the Seventies and Crisis of the Eighties .....US\$12
- ◆ Proceedings Regional Seminar: Legal Framework and Economic Characteristics of Cogeneration in Latin America and the Caribbean .....US\$40

**ENERGY AND ENVIRONMENT**

- ◆ Guide for Assessing the Environmental Impact of Geothermal Developments for Energy Purposes .....US\$25
- ◆ Guide for Assessing the Environmental Impact of Thermoelectric Stations .....US\$40
- ◆ Guide for Assessing the Environmental Impact of Hydro-power Stations ..... US\$40

- ◆ Guide for Assessing the Environmental Impact of Biomass Developments for Energy Purposes .....US\$40

**PERIODICAL PUBLICATIONS**

- ◆ Energy Magazine (three issues); Energy Update (quarterly) US\$60 per year

**ENERGY STATISTICS**

- ◆ Energy Statistics foldout No. 6 (free)
- ◆ Energy-Economic Statistics and Indicators of Latin America and the Caribbean ..... US\$100

**INFORMATION ON OLADE**

- ◆ OLADE: History and Energy Outlook of a Region.....US\$24

Please send me:

Quantity: \_\_\_\_\_ Title \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Enclosed check N<sup>o</sup> \_\_\_\_\_ Amount US\$ \_\_\_\_\_

Bank \_\_\_\_\_

OLADE Bldg.  
 Occidental Av.  
 Sector San Carlos  
 P.O. Box 17-11-6413  
 Quito, Ecuador  
 Ph: 598122/598280  
 Fax: (593-2) 539684  
 Tlx:2-2728 OLADE ED

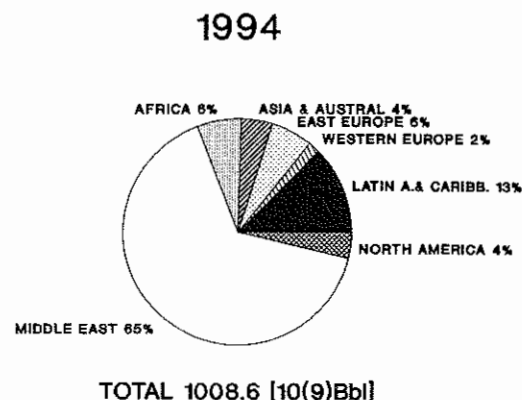
**SECCION ESTADISTICA  
DE AMERICA LATINA  
Y EL CARIBE**

STATISTICAL SECTION  
OF LATIN AMERICA  
AND THE CARIBBEAN

## PETROLEO/OIL

### RESERVAS PROBADAS MUNDIALES / WORLD PROVEN RESERVES [10(9)Bbl]

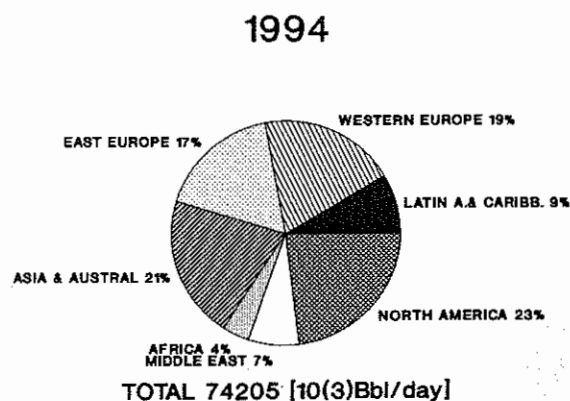
REGIONS	1975	1985	1990	1992	1993	1994	GROWTH RATE
LATIN A. & CARIBBEAN	29.3	93.4	120.3	127.9	127.9	128.4	0.3 %
NORTH AMERICA	43.6	42.8	42.0	39.7	38.6	37.5	-2.8 %
WESTERN EUROPE	25.9	26.4	14.4	15.8	16.7	16.5	-1.2 %
EAST EUROPE (Incl. CIS)	91.8	63.0	58.9	59.2	59.2	59.2	0.0 %
MIDDLE EAST	403.4	398.0	662.6	661.8	662.9	660.3	-0.4 %
AFRICA	68.3	56.7	59.9	61.9	61.9	62.2	0.5 %
ASIA & AUSTRAL.	41.0	37.3	50.4	44.6	44.8	44.5	-0.7 %
<b>WORLD</b>	<b>703.3</b>	<b>717.6</b>	<b>1008.5</b>	<b>1010.9</b>	<b>1012.0</b>	<b>1008.6</b>	<b>-0.3 %</b>



Sources: Latin A. & Caribbean; OLADE-CE, Energy-Economic Information System (SIEE)  
Energy Statistics Sourcebook 1994, Oil & Gas Journal. Years 1989-1994 BP Statistical Review of World Energy 1994

### CAPACIDAD MUNDIAL DE REFINACION / WORLD REFINING CAPACITY [10(3)Bbl/day]

REGIONS	1975	1985	1990	1992	1993	1994	GROWTH RATE
LATIN A. & CARIBBEAN	5243	5966	6639	6373	6520	6375	-2.2 %
NORTH AMERICA	17315	17535	17555	17185	16970	17100	0.8 %
WESTERN EUROPE	20745	15005	13970	14000	14175	14370	1.4 %
EAST EUROPE (Incl. CIS)	10895	14435	15275	12855	12865	12850	-0.1 %
MIDDLE EAST	2750	3810	5025	4915	5005	5270	5.3 %
AFRICA	1270	2555	2860	2925	2825	2855	1.1 %
ASIA & AUSTRAL.	10705	12615	13220	14520	15255	15385	0.9 %
<b>WORLD</b>	<b>68923</b>	<b>71921</b>	<b>74544</b>	<b>72773</b>	<b>73615</b>	<b>74205</b>	<b>0.8 %</b>



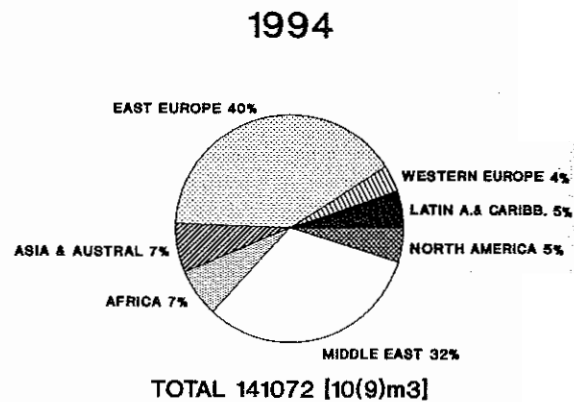
Sources: Latin A. & Caribbean; OLADE-CE, Energy-Economic Information System (SIEE)  
BP Statistical Review of World Energy 1994

## GAS NATURAL / NATURAL GAS

### RESERVAS PROBADAS MUNDIALES / WORLD PROVEN RESERVES

[10(9)m3]

REGIONS	1975	1985	1990	1992	1993	1994	GROWTH RATE
LATIN A. & CARIBBEAN	2383	5344	6970	7138	7423	7472	0.7 %
NORTH AMERICA	8196	8300	7470	7400	7400	6800	-8.1 %
WESTERN EUROPE	5691	6411	4964	5300	5300	5400	1.9 %
EAST EUROPE (Incl. CIS)	23998	42928	45800	55600	57100	56700	-0.7 %
MIDDLE EAST	19029	24236	37503	43100	44900	45200	0.7 %
AFRICA	8915	5615	8076	9700	9700	9600	-1.0 %
ASIA & AUSTRAL.	3280	5706	8453	9500	8400	9900	17.9 %
<b>WORLD</b>	<b>71492</b>	<b>98540</b>	<b>119236</b>	<b>137738</b>	<b>140223</b>	<b>141072</b>	<b>0.6 %</b>

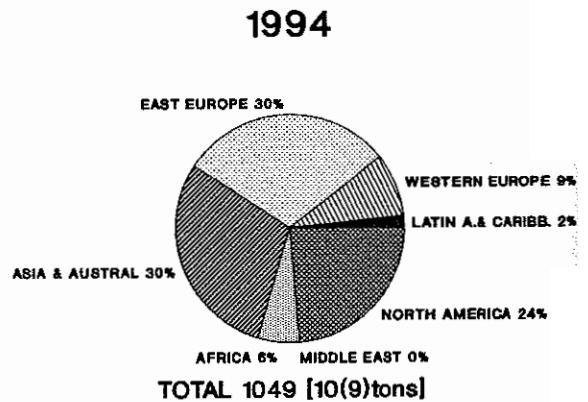
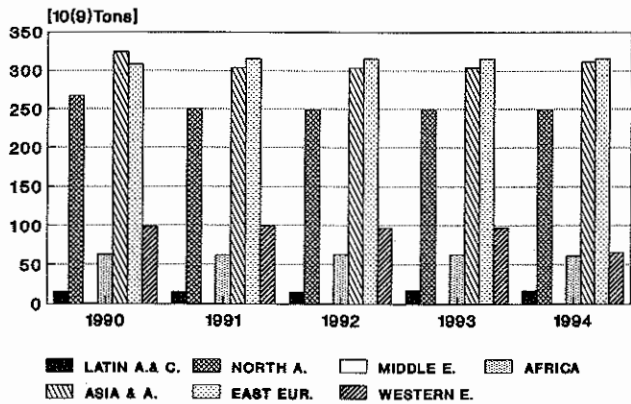


Sources: Latin A. & Caribbean; OLADE-CE, Energy-Economic Information System (SIEE)  
Energy Statistics Sourcebook 1994, Oil & Gas Journal. Years 1989-1994 BP Statistical Review of World Energy 1994

## CARBON MINERAL / COAL

### RESERVAS PROBADAS MUNDIALES / WORLD PROVEN RESERVES

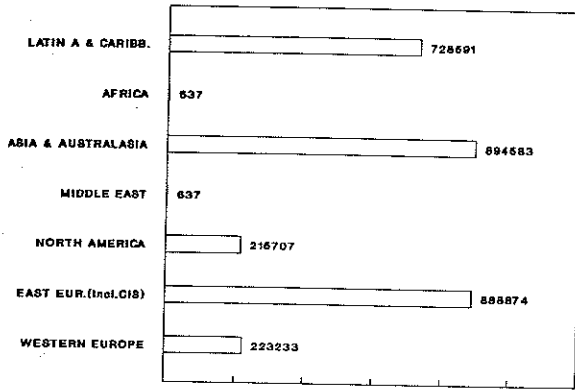
[10(9)Tons]



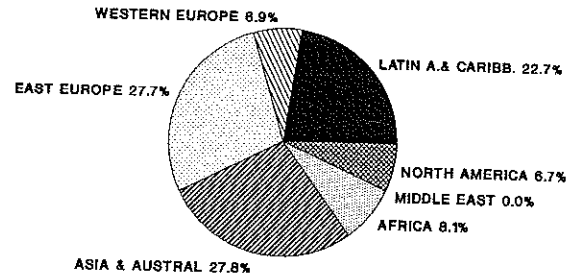
Sources: Latin A. & Caribbean; OLADE-CE, Energy-Economic Information System (SIEE)  
Years 1990-1993 BP Statistical Review of World Energy 1993

# ELECTRICIDAD / ELECTRICITY

## POTENCIAL HIDROELECTRICO MUNDIAL / WORLD HYDROPOWER POTENTIAL 1994



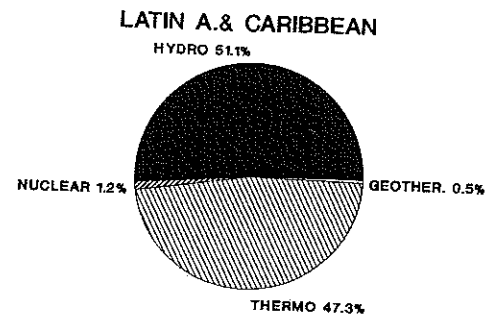
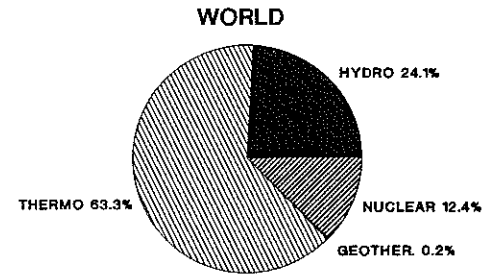
**TOTAL: 3212.8 [GW]**



## CAPACIDAD INSTALADA MUNDIAL / WORLD INSTALLED CAPACITY 1994 [MW]

### POWER STATION BY TYPE OF PLANT

REGIONS	HYDRO	THERMO	GEOETHER.	NUCLEAR	TOTAL
LATIN A. & CARIBBEAN	103928	69172	984	2350	176434
NORTH AMERICA	151800	532400	1600	115800	801600
WESTERN EUROPE	169000	321000	2200	124500	616700
EAST EUROPE (incl. CIS)	78400	304000	0	44600	427000
MIDDLE EAST	3100	71500	0	0	74600
AFRICA	19800	53800	0	1900	75500
ASIA & AUSTRALASIA	126100	364000	1600	46500	538200
<b>WORLD</b>	<b>652128</b>	<b>1715872</b>	<b>6384</b>	<b>335650</b>	<b>2710034</b>



SOURCES: Latin A. & Caribbean; OLADE-CE, Energy-Economic Information System (SIEE).

Estimate by OLADE based on International Energy Annual 1989-1994. Energy Information Administration (EIA).

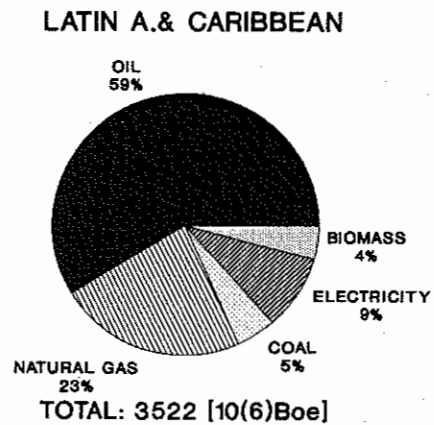
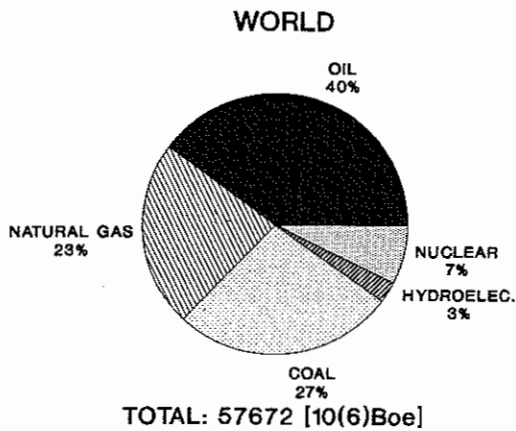
# ENERGIA PRIMARIA / PRIMARY ENERGY

## CONSUMO MUNDIAL / WORLD CONSUMPTION 1994 [10(6)Boe]

REGIONS	OIL	NATURAL GAS	COAL	HYDROELEC.	NUCLEAR	TOTAL
(*) LATIN A. & CARIBBEAN	2072	809	170	326	145	3522
NORTH AMERICA	6394	4300	3728	347	1451	16220
WESTERN EUROPE	4702	1897	1886	306	1508	10299
EAST EUR. (Incl. CIS)	2096	3954	2519	179	437	9185
MIDDLE EAST	1296	798	37	9	0	2140
AFRICA	718	265	580	49	19	1631
ASIA & AUSTRALASIA	5759	1328	6612	284	692	14675
<b>WORLD</b>	<b>23037</b>	<b>13351</b>	<b>15532</b>	<b>1500</b>	<b>4252</b>	<b>57672</b>

SOURCE: Latin A. & Caribbean; OLADE-CE, Energy-Economic Information System (SIEE)  
Energy Statistics Sourcebook 1992, Oil & Gas Journal. BP Statistical Review of World Energy 1994  
(\* ) Consumption includes final consumption, consumption in transformation centers and losses.

## CONSUMO POR PRODUCTOS / CONSUMPTION BY PRODUCTS 1994



# DERIVADOS DEL PETROLEO / OIL DERIVATIVES

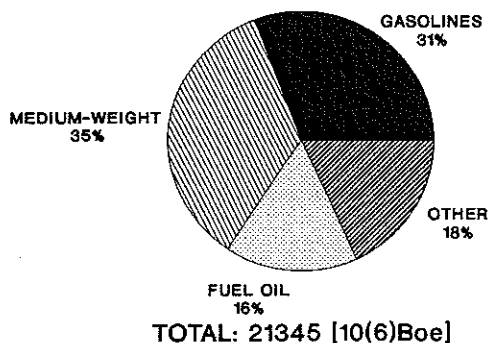
## CONSUMO MUNDIAL / WORLD CONSUMPTION 1994 [10(3)Boe]

REGIONS	GASOLINES	MEDIUM-WIGHT	FUEL OIL	OTHER(*)	TOTAL
(*) LATIN A. & CARIBBEAN	541467	593344	409737	398162	1942710
NORTH AMERICA	2947105	1962818	425178	1359706	6694807
WESTERN EUROPE	1316277	1922467	769236	812076	4820056
EAST EUR. (Incl. CIS)	485538	664360	487416	335783	1973097
MIDDLE EAST	180989	503142	256048	351060	1291239
AFRICA	172045	268146	143715	149892	733798
ASIA & AUSTRALASIA	899295	1536965	960846	492146	3889252
WORLD	6542716	7451242	3452176	3898825	21344959

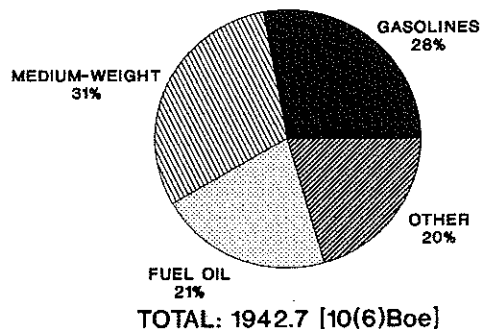
SOURCE: Latin A. & Caribbean; OLADE-CE, Energy-Economic Information System (SIEE)  
BP Statistical Review of World Energy 1994  
(\*) OTHER: Includes LPG, Gases, Coke, Other Secondary and Non-energy.

## CONSUMO POR PRODUCTOS / CONSUMPTION BY PRODUCTS 1994

### WORLD



### LATIN A. & CARIBBEAN



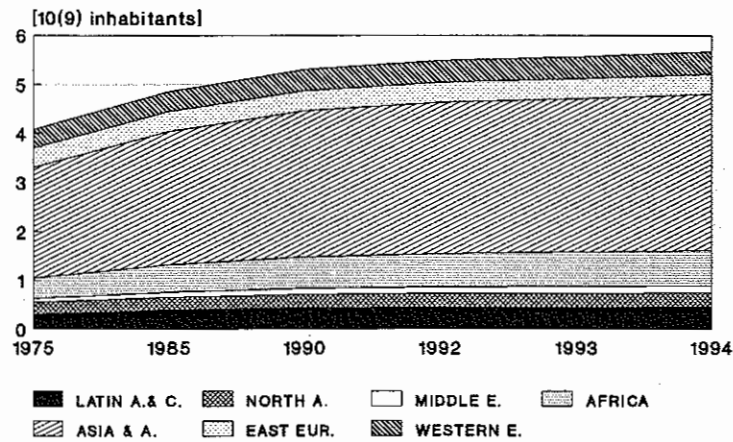
# POBLACION / POPULATION

## POBLACION MUNDIAL / WORLD POPULATION [10(9) inhabitants]

REGIONS	1975	1985	1990	1992	1993	1994	GROWTH RATE
LATIN A. & CARIBBEAN	310169	391295	430018	446079	453897	461511	1.7 %
NORTH AMERICA	240057	264444	277856	283246	285480	287732	0.8 %
WESTERN EUROPE	388089	403655	431541	442767	448489	454285	1.3 %
EAST EUROPE (Incl. CIS)	383878	415416	409065	406529	405267	404009	-0.3 %
MIDDLE EAST	79440	110441	128890	136376	140281	144298	2.9 %
AFRICA	413000	555471	647684	685095	704603	724666	2.8 %
ASIA & AUSTRAL.	2274988	2718603	2974689	3078005	3131001	3184909	1.7 %
WORLD	4089621	4859325	5299743	5478097	5569018	5661410	1.7 %

Sources: Latin A. & Caribbean; OLADE-CE, Energy-Economic Information System (SIEE) Demographic Yearbook 1986, 1992. ONU.  
Years 92-94; Olade Calculated on based grow rate based year 1992.

## POBLACION MUNDIAL / WORLD POPULATION POR REGIONES / BY REGIONS





## PER CAPITA

### CONSUMO PER CAPITA MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA / WORLD PER CAPITA CONSUMPTION OF PRIMARY ENERGY [Boe/inhabitants]

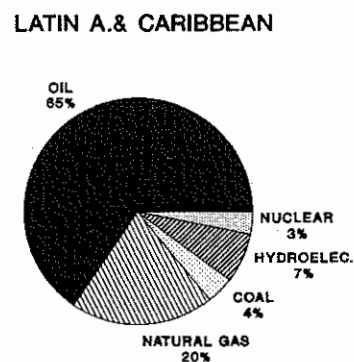
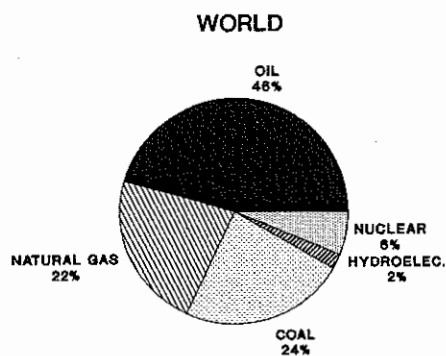
REGIONS	1975	1985	1990	1992	1993	1994	GROWTH RATE
LATIN A. & CARIBBEAN	2.10	2.50	2.35	2.32	2.32	2.38	2.4 %
NORTH AMERICA	9.13	12.65	13.33	13.18	13.13	12.78	-2.7 %
WESTERN EUROPE	4.45	4.78	5.40	6.11	6.43	4.77	-25.7 %
EAST EUROPE (Incl. CIS)	7.97	8.03	6.76	4.86	4.19	5.50	31.4 %
MIDDLE EAST	0.09	0.19	0.18	0.19	0.18	0.26	39.5 %
AFRICA	1.80	1.94	1.73	1.66	1.62	1.55	-4.6 %
ASIA & AUSTRAL.	1.62	1.87	2.02	2.07	2.11	1.98	-6.1 %
WORLD	2.95	3.24	3.20	3.10	3.08	2.94	-4.6 %

Sources: Latin A. & Caribbean; OLADE-CE, Energy-Economic Information System (SIEE)  
Tables: Primary Energy Consumption and Population.

### POR ENERGETICO / BY ENERGY PRODUCT 1994 [Boe/inhabitants]

REGIONS	OIL	NATURAL GAS	COAL	HYDROELEC.	NUCLEAR	TOTAL
LATIN A. & CARIBBEAN	6.68	2.07	0.40	0.73	0.32	7.63
NORTH AMERICA	26.64	16.26	13.42	1.23	5.08	56.37
WESTERN EUROPE	12.12	4.70	4.37	0.69	3.36	22.67
EAST EUROPE (Incl. CIS)	5.46	9.52	6.16	0.44	1.08	22.73
MIDDLE EAST	16.31	7.23	0.29	0.07	0.00	14.83
AFRICA	1.74	0.48	0.90	0.07	0.03	2.25
ASIA & AUSTRAL.	2.53	0.49	2.22	0.09	0.22	4.61
WORLD	5.63	2.75	2.93	0.27	0.76	10.19

Sources: Latin A. & Caribbean; OLADE-CE, Energy-Economic Information System (SIEE)  
Tables: Primary Energy Consumption and Population.



## PRECIOS / PRICES

### PRECIOS SPOT DE CRUDOS SELECCIONADOS / SPOT PRICES OF SELECTED CRUDE OILS (US DOLLAR / BARREL)

	YEARS						
	1980	1985	1990	1991	1992	1993	1994
ARABIAN LIGHT/DUBAI (1)	35.69	27.53	20.50	16.56	17.21	14.9	14.8
FORTIES/BRENT (2)	36.83	27.51	23.81	20.05	19.37	17.1	16.0
NIGERIA LIGHT	37.18	27.74	24.27	20.50	19.92	17.6	18.5
WEST TEXAS INTERMEDIATE	37.96	27.99	24.52	21.54	20.57	18.5	17.2

Sources: BP Statistical Review World Energy 1994

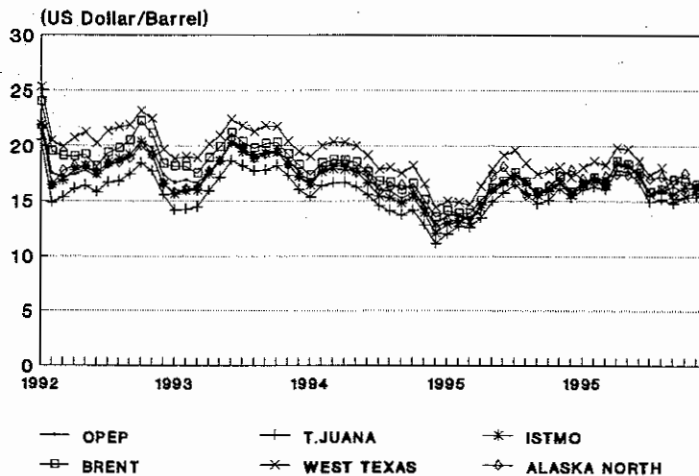
(1) NOV 1972-1986 ARABIAN LIGHT (2) 1976-1984 FORTIES  
DEC 86-1994 DUBAI 1985-1994 BRENT

### PRECIOS REFERENCIA DE PETROLEO / REFERENCE PRICES OF CRUDE OIL (US DOLLAR/BARREL)

	1994			1995											
	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC
OPEP (Basket)	16.08	16.72	15.84	16.67	17.29	16.94	18.28	18.15	17.40	15.63	15.95	16.35	15.85	16.49	17.41
ARAB LIGHT	16.06	16.68	16.19	16.76	17.29	17.01	18.03	17.95	17.50	15.67	15.96	15.54	16.30	16.15	17.48
DUBAI	15.35	15.98	15.41	16.03	16.63	16.33	17.38	17.29	17.43	15.03	15.40	14.93	15.70	15.55	16.90
BONNY LIGHT	16.77	17.58	15.94	16.92	17.54	16.88	18.84	18.71	17.82	15.95	16.25	16.56	17.19	17.11	18.00
SAHARAN BLEND	16.74	17.74	16.20	16.99	17.36	19.05	18.87	18.70	17.86	16.11	16.37	16.70	17.32	17.24	18.14
MINAS	16.60	16.32	16.28	17.55	19.15	16.79	18.63	18.46	17.33	16.04	16.51	16.75	17.33	16.76	18.30
T.JUANA LIGHT	15.09	16.14	15.29	16.06	16.29	16.01	17.80	17.66	16.65	14.94	15.14	14.81	15.34	15.41	16.04
ISTMO	15.95	16.63	15.55	16.38	16.78	16.49	18.44	18.27	17.23	15.65	16.05	15.64	16.30	16.22	17.05
OMAN	15.54	16.72	15.83	16.67	17.29	16.93	17.60	17.96	17.46	15.62	16.01	15.79	16.40	16.70	17.45
BRENT	16.30	17.23	15.79	16.58	17.09	16.53	18.58	18.34	17.58	15.83	16.02	16.93	16.81	16.53	17.60
WEST TEXAS	17.73	18.05	17.13	18.04	18.58	18.28	19.83	19.69	18.68	17.30	18.00	15.11	15.42	15.89	18.45
ALASKA NORTH S.	16.34	17.27	17.79	16.98	16.68	17.18	17.42	17.36	17.93	17.00	17.19	16.91	17.48	15.98	17.70

SOURCE: OPEC-BULLETIN YEARS 1990-1995.

### PRECIOS DE REFERENCIA/REFERENCE PRICES



**PRECIOS/PRICES**

**AMERICA LATINA Y EL CARIBE/LATIN AMERICA & CARIBBEAN**

**PRECIOS INTERNOS AL CONSUMIDOR (DIECIEMBRE 1994) – DOMESTIC CONSUMER PRICES (DECEMBER 1994).**

PAIS COUNTRY	MONEDA NACIONAL (M.N.) NATIONAL CURRENCY (N.C)	PARIDAD M.N./US\$ EXCHANGE RATE N.C./US\$	COMBUSTIBLES (US\$Galón) – DOMESTIC FUELS (US\$Gallon)							GAS L.P. L.P.G US\$/kg	ELECTRICIDAD – ELECTRICITY		
			GASOLINA	GASOLINA	DIESEL	KEROSENE	JET	FUEL	RESIDENCIAL US cent/kWh RESIDENTIAL		COMERCIAL US cent/kWh COMMERCIAL	INDUSTRIAL US cent/kWh	
			REGULAR	EXTRA	OIL	DOMESTICO	FUEL						
			REGULAR	PREMIUM		HOUSEHOLD							
			GASOLINA	GASOLINA									
ARGENTINA *	Pesos	1.00	2.17	3.04	1.00	1.06	0.87	0.55	0.85	11.85	21.08	18.30	
BARBADOS	Barbadian Dollar	2.01	n/a	2.90	2.43	1.04	0.56	0.59	1.03	14.88	15.57	15.42	
BOLIVIA	Boliviano	4.90	1.43	2.09	1.19	0.73	0.82	1.12	0.23	7.91	16.49	7.74	
BRASIL *	Real	0.95	2.03	n/a	1.42	1.35	0.88	0.66	0.39	9.18	10.75	5.25	
COLOMBIA	Peso Colombiano	980.00	0.80	1.00	0.80	0.80	0.45	0.28	0.26	4.39	10.66	8.00	
COSTA RICA *	Colón	174.00	1.34	1.48	1.11	1.14	1.10	0.57	0.58	7.41	11.84	9.63	
CUBA	Peso Cubano	1.00	1.51	1.89	0.61	0.32	0.57	0.56	0.25	12.09	7.66	7.34	
CHILE *	Peso Chileno	416.08	1.77	1.85	1.22	0.98	0.79	0.48	0.62	13.30	11.19	7.54	
ECUADOR	Sucre	2840.00	1.16	1.37	1.15	n/d	0.76	0.39	0.07	2.87	6.38	6.38	
EL SALVADOR *	Colón Salvador.	8.76	1.55	1.75	1.01	0.95	0.75	0.66	0.29	6.85	9.02	8.68	
GRENADA	Grenadian Dollar	2.70	n/a	1.71	1.48	1.10	n/d	n/d	0.96	19.26	20.37	16.30	
GUATEMALA *	Quetzal	5.86	1.46	1.52	1.13	1.00	1.00	0.73	0.28	7.39	8.45	10.00	
GUYANA *	Guyanese Dollar	143.00	n/a	1.29	1.16	0.87	0.97	0.70	0.77	7.74	11.74	10.33	
HAITI *	Gourde	15.54	n/a	1.21	0.79	0.77	1.64	0.48	0.35	7.87	8.78	6.70	
HONDURAS	Lempira	9.50	1.15	1.20	0.89	0.69	0.92	0.61	0.35	5.79	9.78	9.89	
JAMAICA *	Jamaican Dollar	42.15	1.00	1.05	0.91	0.75	0.72	0.32	0.37	10.93	10.60	9.36	
MEXICO	Peso Mexicano	6.31	1.18	1.22	0.90	0.90	0.64	0.24	0.36	3.21	9.94	3.39	
NICARAGUA *	Córdoba de Oro	7.45	2.15	2.51	1.14	1.18	0.67	0.67	0.49	9.50	10.46	7.88	
PANAMA *	Balboa	1.00	1.45	1.51	1.06	1.05	0.84	0.65	0.30	12.02	11.84	9.87	
PARAGUAY *	Guaraní	1970.00	1.46	1.61	1.06	1.19	1.25	0.67	0.51	5.22	5.57	4.22	
PERU *	Nuevo Sol	2.33	1.39	1.91	1.04	0.89	n/d	0.55	0.43	10.42	10.73	6.06	
REP.DOMINICANA *	Peso Dominicano	13.75	1.45	1.75	1.00	1.35	1.48	0.58	0.11	8.44	11.20	10.10	
SURINAME	Florín	1.79	n/a	2.11	1.55	1.36	1.36	0.25	0.72	17.08	17.30	13.13	
TRINIDAD AND TOB	Trinidad Dollar	5.95	1.42	1.50	0.80	0.73	1.33	0.54	0.37	2.90	3.19	2.45	
URUGUAY *	Peso Uruguayo	9.13	2.16	2.57	1.10	1.17	0.90	0.41	0.55	11.15	12.22	6.98	
VENEZUELA	Bolívar	169.78	0.12	0.22	0.10	0.07	0.20	0.08	0.07	0.79	2.34	1.62	

FUENTE : OLADE – Sistema de Información Económica – Energética (SIEE).  
 SOURCE : OLADE – Energy – Economic Information System (SIEE).  
 1 barril=42 galones US=158.98 litros/1 barrel=42 US gallons=158.98 liters.

NOTAS: n/d no disponible  
 n/a no aplicable

NOTES: n/d not avail  
 n/a not applicable