

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL**

**1998**



**COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL**

**SUBCOMITE DE PLANIFICACION DE SISTEMAS ELECTRICOS**

**COMITE NACIONAL COLOMBIANO**

**COORDINADOR TECNICO NACIONAL**

**Ing. Eduardo de la Cruz Charry**

1998

**Medellín, Colombia**



**COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL**

**SUBCOMITE DE PLANIFICACION DE SISTEMAS ELECTRICOS**

**COMITE NACIONAL COLOMBIANO**

**COORDINADOR TECNICO NACIONAL**

**Ing. Eduardo de la Cruz Charry**

**1998**

**Medellín, Colombia**

## INFORME NACIONAL

### INDICE

#### INFORME DEL COORDINADOR TECNICO NACIONAL

- 1.0 TEMARIO PARA EL BIENIO 1997-1998
- 2.0 INTRODUCCION
- 3.0 PRESENTACION GENERAL DEL SECTOR ENERGETICO
- 4.0 SINTESIS DE LOS TRABAJOS
- 5.0 TRABAJOS PRESENTADOS

#### 1.0 TEMARIO PARA EL BIENIO 1997-1998

El temario aprobado para el SUPLAMA durante el período 1997- 1998 es el siguiente.

#### TEMA 1: PLANIFICACION DEL SECTOR ELECTRICO Y MARCOS REGULADORES

- 1. Expansión de la generación y transmisión dentro de los nuevos marcos regulatorios. Modelos de análisis. Señales económicas y esquemas de financiamiento.
- 2. Criterios de calidad y seguridad en la planificación de generación y transmisión.
- 3. Decisiones descentralizadas y planeamientos indicativos.
- 4. Metodologías, criterios, y experiencias para la fijación de precios de generación y transmisión y, sus impactos en la calidad del servicio.
- 5. Evolución y experiencias de los procesos de reconversión del sector eléctrico. Influencias en el mercado eléctrico.
- 6. Integración energética, modelos de análisis y asimetrías de los marcos regulatorios. Desarrollo b multinacionales e interconexiones internacionales.

#### TEMA 2: REGULACION Y GESTION DEL MEDIO AMBIENTE

- 1. Metodologías de evaluación ambiental de los planes de expansión para identificar el impacto del medio ambiente en la toma de decisiones.
- 2. Costos ambientales. Métodos de valorización económica de los impactos y sus efectos

3. Regulación y control ambiental. Organismos y actividad de la regulación.
4. Sistemas de gestión ambiental. ISO 14000.
5. Comparación ambiental de diferentes fuentes energéticas.

## 2.0 INTRODUCCION

Los representantes de las empresas en el Subcomité de Planificación y Medio Ambiente de Colombia, han preparado 6 trabajos para la Reunión Internacional a celebrarse en Quito, Ecuador, del 2 al 5 de agosto de 1998, con base en los siguientes aspectos

- El objetivo del SUPLAMA con una visión que abarca marcos de planificación indicativos o empresariales para el desarrollo del sector en condiciones de convivencia con la sociedad y medio ambiente. Según Anexo C, Resolución 93/6 de la XXIX reunión del Comité Central, Viña del Mar, Chile.
- El temario definido para el bienio 97-98 del SUPLAMA, según lo definido en la I Reunión Internacional del Subcomité de Planificación y Medio Ambiente SUPLAMA/CIER, en Agosto de 1996 en la ciudad de Cartagena de Indias, República de Colombia.
- La evolución del Sector Eléctrico Colombiano - SEC, a partir de las Leyes 142 de 1994 - Servicios Públicos- y la Ley 143 de 1994 - Eléctrica-, por las cuales el Estado Colombiano asumió la planeación, regulación y control de los Servicios Públicos de Energía Eléctrica y la Ley 99 que reorganizó las instituciones, la política y los procedimientos ambientales. Normas que con la regulación han generado: condiciones de mercado con competencia en la generación y la comercialización de energía mediante el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y la participación privada en generación y distribución; un plan de referencia, con información suficiente para que los inversionistas que intervienen en la cadena eléctrica planifiquen sus decisiones de inversión con menos incertidumbre.

- La incorporación de la dimensión ambiental en la planificación y la gestión de las actividades de generación, transporte y distribución, como un factor estratégico para garantizar la viabilidad social y procurar el desarrollo sustentable.

## 3.0 PRESENTACION GENERAL DEL SECTOR ENERGETICO

El objetivo de esta parte del informe es presentar una información básica del estado del desarrollo energético en Colombia, la planificación, la regulación y la gestión ambiental en el Sector, que complementen aspectos no abordados en las ponencias.

### 3.1 EL SECTOR ENERGETICO EN COLOMBIA

Colombia tiene una canasta de energéticos variada y es autosuficiente energéticamente, con excepción de gasolina. El patrón de consumo se caracteriza por un uso poco adecuado de los recursos. Esta situación se origina en varias causas, de las cuales se destacan el esquema distorsionado de precios y subsidios en algunos energéticos y por las restricciones de abastecimiento en otros. La política energética está orientada a crear las condiciones necesarias para cambiar los patrones ineficientes de consumo. El sector más dinámico en los últimos años ha sido el sector minero energético, por los aumentos en producción de petróleo, gas natural y carbón. El sector de la energía tiene un carácter estratégico, desde el punto de vista de las expectativas de crecimiento económico, como del abastecimiento de las demandas intermedias y finales de energía que se requieren para mantener y consolidar dicho crecimiento y mejorar los niveles de bienestar de toda la población.

### 3.1.1 Oferta y precios de los energéticos

El potencial energético de Colombia está aún por desarrollar. De entre los recursos fósiles, las reservas probadas de petróleo eran a finales de 1996, 2800 millones de barriles, con una relación reservas/producción equivalente a 12 años. Las reservas probadas de gas natural eran 7700 GPC<sup>1</sup>, equivalentes a 46 años a los niveles actuales de producción, y las estimadas en 12 TPC<sup>2</sup>. Colombia cuenta con las mayores reservas de carbón en Latinoamérica, 6749 Mt de reservas medidas, equivalentes a 220 años de producción y la hidroenergía también tiene un significativo potencial.

Con las expectativas actuales de consumo de gas natural, el costo de gas en campo se mantiene en valores inferiores a 1.50 US\$/MBTU hasta el año 2010. Un componente significativo del costo del gas natural en planta de generación lo constituye el costo económico de transporte. Los costos de carbón permanecen estables. Los precios del fuel oil y del ACPM muestran una tendencia hacia precios de fronteras más bajos en los próximos años (precios por barril entre US\$8.5 y US\$14 para el fuel oil y entre US\$24 para el ACPM). En el Sector Eléctrico, los precios se determinan por la libre oferta y demanda a través del Mercado Mayorista de Energía, bajo dos modalidades: contratos de suministro de largo plazo y transacciones de corto plazo a través de la Bolsa de Energía.

### 3.1.2 Consumo

La distribución del consumo es hidroenergía 16%, petróleo 44%, Carbón 11%, Gas 14% y leña 15% y los principales sectores de consumo son transportadores 30%, residencial 26%, Industrial 20% y otros 29%. Entre 1975 y 1996 el consumo de energía creció 3.6% anual promedio, en comparación con 4.1% anual del PIB. Dos hechos caracterizan al balance

<sup>1</sup>Giga pies cúbicos (1 GPC = 10<sup>9</sup> pies cúbicos)

<sup>2</sup>Tera pies cúbicos (1 TPC = 10<sup>12</sup> pies cúbicos)

energético colombiano: un alto uso de la leña y un alto uso de la energía eléctrica en el sector residencial.

Los energéticos que muestran más rápido crecimiento son el gas natural y la electricidad por el programa de masificación del gas en los sectores industrial-residencial y en la utilización para generación a través de ciclos abiertos y combinados. Los energéticos menos agresivos son el carbón y la leña.

### 3.1.3 El Sector Eléctrico Colombiano

El país contaba a final del año 1997 con una capacidad efectiva de 11,027 MW, distribuida en 8,094 MW en plantas hidráulicas y 2,933 MW (26.6%) en plantas térmicas, para una demanda máxima de potencia de 7,559 MW con una disponibilidad promedio de las plantas hidráulicas de 88.0% durante el año y de las térmicas del 65.8%. La demanda en 1997, fue de 43,926 GWh con un crecimiento del 3.4% con respecto al año anterior. La generación hidráulica totalizó 31,254 GWh, se generaron 12,364 GWh con plantas térmicas, se importó 179 GWh y no se atendieron 129 GWh.

El potencial de cogeneración técnico y financieramente factible es del orden de 400 MW. Con una participación de tecnologías de gas 50%, vapor 42%, diesel 6% y ciclo combinado 2%. El mayor potencial de Cogeneración se encuentra en las regiones de occidente 43% y sur occidente de Colombia 37%.

## 3.2 PLAN ENERGETICO NACIONAL PEN PLANIFICACION ESTRATEGICA

La Unidad de Planeación Minero Energetica-UPME es la encargada del planeamiento estratégico del sector energético para lo cual formula el Plan Energético Nacional (PEN), bajo un esquema de planeación integrada de recursos con un carácter indicativo y flexible, en el cual se trazan las directrices y lineamientos generales del

Sector, de acuerdo con las Políticas del Plan Nacional de Desarrollo del país y el marco en que se definen los planes subsectoriales.

El propósito es optimizar la oferta y la demanda de recursos energéticos y que permitan a los inversionistas interesados escoger entre diversas opciones. Primero desarrolla un modelo de proyección integrada de la demanda de energía, a nivel nacional, regional y por sectores económicos. Luego modela escenarios indicativos de sustitución de manera que se tenga un panorama completo del sistema energético nacional a nivel oferta/demanda que incorpore la sustitución de electricidad por gas natural, etc. En esta formulación se parte de las reservas energéticas (propias e importadas), y se llega hasta los consumos de energía final o si se desea, hasta energía útil.

El plan tiene múltiples objetivos, entre los cuales se destacan:

- Impulsar una gestión eficiente de la demanda y el uso racional de energía.
- Lograr el abastecimiento pleno y eficiente de energía con una asignación económica de recursos entre subsectores.
- Energizar las áreas rurales.
- Mejorar y conservar la calidad ambiental.
- Desarrollo de la exportación de energéticos.
- Aumento de cobertura del servicio de energía.
- Fomento a investigación y desarrollo.
- Adecuación del marco institucional, legal y regulatorio.

La última revisión del PEN consta de dos partes, un diagnóstico y una estrategia. En el diagnóstico se analizan la evolución y los

cambios previstos en los entornos internacional y nacional, para establecer la forma como el sector energético se ve afectado y responde a estos condicionantes. En lo internacional se prevé que gran parte de la dinámica de crecimiento va a ser con base en inversión privada y en un ambiente de competencia global, con nuevas formas de cooperación y desarrollo de recursos. En la región se tiene un importante potencial para mejorar la autosuficiencia a partir de suministros regionales, especialmente a partir de recursos fósiles. En lo ambiental, el crecimiento previsto en el consumo de combustibles fósiles conlleva también al incremento en el 2010 en los gases de invernadero, a niveles entre 36% y 49% superiores a los de 1990. En lo nacional, el fortalecimiento de la producción y exportación de petróleo y carbón, surgen como alternativa para mantener el crecimiento económico en el corto y mediano plazo y para suministrar los recursos de inversión que garanticen un desarrollo acelerado, sostenido y equitativo en el mediano y largo plazo. En la segunda parte del PEN se revisa la estrategia para incorporar los ajustes requeridos de acuerdo con los cambios en el entorno, las perspectivas de demanda y los lineamientos de política sectorial y nacional. En la evolución del consumo final de energía se tiene una mayoritaria participación de los derivados del petróleo, la electricidad y la biomasa, pero el recurso de más acelerado crecimiento reciente en el consumo ha sido el gas natural. El consumo de energía se concentra en los sectores transporte, industrial y residencial. El sector de más crecimiento es el industrial.

### 3.2.1 Las perspectivas

El análisis de los requerimientos futuros de energía muestra la continuidad de la situación actual de alta dependencia en el petróleo. En el escenario de caso base, que corresponde a la trayectoria energética del país si se mantienen las tendencias y políticas actuales, la demanda final de energía (sin considerar la leña), crecerá a una media anual del 3.7% en el período 1996-2010. Este crecimiento, que estaría cerca de un punto por debajo del crecimiento

esperado del PIB (4.6%), estará liderado por el gas natural, con una media anual del 6.7%, la electricidad 4.9%, los derivados del petróleo 3.5% y el carbón 2.7%. En el año 2010, más del 60% de las necesidades de energía del país corresponderán a productos del petróleo y al gas natural.

Las demandas interna y de exportación ejercen sobre los recursos no renovables presiones referentes a su agotamiento en un corto plazo. Esta afirmación es especialmente válida en nuestro país para el petróleo y el gas natural. En el caso del petróleo y para el escenario base, el país será autosuficiente en suministro de crudo hasta el año 2004 cuando, de no contar con nuevos descubrimientos de reservas, se haría necesaria la importación, no solo de gasolina, sino también crecientes volúmenes de crudo, para atender la demanda interna. Para el gas natural, la creciente demanda por parte de los consumidores finales y los centros de transformación energética (refinerías y generación eléctrica), producirán un rápido deterioro de la relación Reservas/Producción, hasta el punto que en el año 2010, esta será de tan sólo 10 años. Así entonces, a partir del año 2005 el país sería altamente dependiente de suministros externos para la satisfacción de las necesidades de hidrocarburos, por lo cual, para el logro de una estrategia de autosuficiencia sostenible, se requiere establecer políticas adecuadas y agresivas para incentivar la exploración de hidrocarburos.

### 3.2.2 Las Estrategias Energéticas

La principal estrategia energética se orienta a incrementar los volúmenes de reservas de hidrocarburos y a contar en el futuro con los niveles de producción de petróleo, de gas natural y de carbón que garanticen no solo la autosuficiencia energética, sino el creciente aporte del sector energético al desarrollo económico del país y a la consolidación de Colombia como gran exportador de energía, dentro de un contexto de sostenibilidad ambiental y económica en el largo plazo, para lo cual se considera indispensable contar con el aumento en las reservas y producción de hidrocarburos, el

desarrollo de nuevos proyectos de exportación de carbón y el desarrollo de nuevos proyectos de inversión privada en el sector energético. Esta es la razón de ser de la estrategia de autosuficiencia económica sostenible que se propone en el PEN.

En todos los casos es fundamental contar con el marco adecuado de estímulo a la inversión privada, lo cual comprende las condiciones internas de contratación, regulación y precios, las condiciones macroeconómicas y los aspectos cambiarios y fiscales.

La Gestión Eficiente de la Demanda y el Uso Racional de la Energía (URE) constituyen estrategias básicas para garantizar la satisfacción de las necesidades energéticas mediante el uso óptimo de las fuentes energéticas. Para este efecto en el PEN se proponen mecanismos de política y de orientación del mercado e incentivos a la innovación tecnológica, en aspectos de precios, sustitución y gestión de la demanda de energía. La estrategia URE fortalece la sostenibilidad en forma equivalente a un recurso adicional.

Otra de las estrategias se refiere a lograr un adecuado aprovechamiento de recursos y el abastecimiento pleno y eficiente de las necesidades nacionales de energía, a partir de la utilización óptima del potencial energético. Para el desarrollo de esta estrategia, además del fomento a la exploración de hidrocarburos que se mencionó en aparte anterior, se requiere también el mejoramiento de la infraestructura de abastecimiento acorde con los requerimientos y la diversidad deseada, la reducción de la vulnerabilidad del sistema de producción y suministro, la participación creciente del sector privado y la consolidación del mercado de libre competencia en el suministro de electricidad.

El PEN propone el desarrollo de un Sistema Interinstitucional de Gestión de la energización rural, el abastecimiento diversificado y eficiente de recursos energéticos y el diseño e implantación de esquemas financieros para energización rural. Como acciones específicas propone la

implantación de programas de sustitución de leña comercial por briquetas de carbón y GLP, el desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y programas piloto para aplicación de fuentes alternativas. En el PEN se propone la definición de mecanismos para incrementar la capacidad y productividad científica y tecnológica de soporte del sector energético.

La conservación y el mejoramiento de la calidad ambiental en todas las instancias decisorias, procesos productivos e inversiones futuras del sector es uno de los objetivos básicos de la estrategia energética integral adoptada por el país.

### 3.3 EL PLAN INDICATIVO DE EXPANSION DE LA GENERACION Y TRANSMISION 1998-2010

El objetivo del plan es identificar los requisitos de inversión para cumplir con la responsabilidad del Estado de asegurar el suministro confiable y eficiente de electricidad, y en particular las decisiones requeridas para asegurar su ejecución con base en los lineamientos generales del Plan de Desarrollo y del Plan Energético Nacional -PEN-. El Plan es el resultado de un proceso que relaciona el subsistema eléctrico con el resto del sistema energético y con el sistema socioeconómico en general. El planeamiento de la expansión de la generación y la transmisión, tiene un horizonte de largo plazo y de tipo estratégico, de manera que la expansión sea técnica, ambiental, económica y financieramente factible y se satisfaga la demanda de electricidad con adecuado nivel de confiabilidad y calidad. Está orientado a la definición de políticas generales de desarrollo del SEC y proporciona el marco de referencia para los estudios de mediano plazo, en el cual se toman las decisiones de nueva generación y de sistemas troncales de transmisión. Entre las opciones de generación consideradas, se tienen en cuenta los proyectos hidroeléctricos con factibilidad terminada, así como proyectos térmicos a base de carbón, gas y

derivados del petróleo.

### 3.3.1 Metodología

Se utiliza el método de los escenarios para la revisión del plan definiendo posibles condiciones futuras y probabilidad de ocurrencia de las alternativas. En el proceso se identifican cuatro etapas:

- Definición de criterios;
- Recolección de información básica;
- Análisis determinístico, para definir los requerimientos básicos de generación y transmisión; y
- Análisis de incertidumbre, para definir la estrategia de inversión de referencia y el Plan de Acción, teniendo en cuenta múltiples escenarios.

Los criterios para seleccionar las estrategias están enmarcados dentro de las estrategias definidas en el PEN y son los siguientes:

- Atender el escenario de demanda de referencia con una confiabilidad superior al 95%;
- Utilizar en forma eficiente los recursos energéticos disponibles en el país;

Aumentar la componente térmica para disminuir la vulnerabilidad del sistema ante hidrologías críticas, tal que el Sistema pueda atender la demanda con un bajo riesgo de racionamiento ante la presencia de eventos críticos;

- Disminuir la vulnerabilidad regional a la indisponibilidad del Sistema de Transmisión Nacional STN-;
- Ampliar el número de empresas a nivel de generación y estimular la competencia entre

ellas;

- Mejorar la disponibilidad de las planta;
- Mejorar la eficiencia energética reemplazando generación obsoleta; y
- Lograr los criterios enunciados con el mínimo costo posible.

Las estrategias de expansión son objeto de revisiones sucesivas, de acuerdo con el comportamiento de las variables que determinan la oferta: La demanda, la hidrología, y la instalación de nuevos proyectos, entre otros.

Para el período 1998-2011 se pretende incorporar la siguiente información en el plan:

- Recopilación histórica del desarrollo y funcionamiento del Sector.
- Análisis del nuevo esquema del Sector Eléctrico y de sus principales reglamentaciones.
- Comportamiento de la Bolsa de Energía.
- Perspectivas de la demanda de energía y potencia.
- Perspectivas de precios de combustibles y cargos de transmisión.
- Señales que permitan compatibilizar el Plan de Generación-Transmisión con los planes de distribución.
- Plan de referencia para el período 1998-2010 y prospectiva para años futuros.

#### 3.3.1.1 Análisis determinístico

El análisis de generación consiste en evaluar los requerimientos de capacidad en el período, considerando como variable aleatoria explícita los

aportes hidrológicos al sistema, se formulan estrategias de generación, variando los recursos energéticos (hidráulico, carbón y gas), con las fechas de entrada y los proyectos necesarios. En esta fase se realiza el análisis ambiental.

El análisis de transmisión determina la red objetivo de los proyectos de generación a los centros de carga y las adiciones de líneas, subestaciones y compensación reactiva en cada uno de los años, con calidad, confiabilidad, seguridad y sin sobrecargas en el sistema y costo mínimo.

Se realiza una evaluación de la confiabilidad para cada alternativa, mediante simulación de diferentes estados de operación. Si no se cumple el criterio de confiabilidad, se buscan soluciones de mínimo costo como adiciones de capacidad o refuerzos, luego se efectúa un chequeo de estabilidad transitoria de la red para verificar su capacidad de recuperación ante contingencias.

#### 3.3.2 Análisis bajo condiciones de incertidumbre

El enfoque en este análisis se divide en tres partes: flexibilidad económica, vulnerabilidad y sensibilidad. La flexibilidad considera como incertidumbres: la demanda, el costo de los proyectos, su fecha de entrada y los precios de combustibles. La vulnerabilidad analiza los hechos que pueden llevar a condiciones críticas de no suministro, como bajas hidrologías, indisponibilidad de combustibles y del sistema de transmisión y proponer modificaciones a la estrategia para reducir el riesgo de racionamiento; y en la sensibilidad se evalúan de las variables de riesgo que repercuten en la selección de la estrategia de inversión.

#### 3.3.2.1 Análisis de corto plazo

El objetivo es determinar las acciones para minimizar los riesgos de déficit en condiciones críticas de hidrología, atraso de proyectos y vulnerabilidad del sistema de transmisión de

energía. Para cada escenario de proyección de demanda se determinan los requerimientos bajo los siguientes supuestos:

- Las inversiones para el mantenimiento de unidades en operación, que garanticen una disponibilidad promedio de las plantas en niveles superiores al 65%;
- Inversiones en infraestructura de gas, que no afectan el suministro de gas para generación de energía;
- Disponibilidad promedio de las plantas nuevas térmicas del 80%;
- El plan de retiros de unidades térmicas; y
- Las opciones disponibles para este período.

#### 3.3.2.2 Análisis de largo plazo

El objetivo del análisis de largo plazo es identificar las opciones más atractivas de expansión de generación y transmisión, para cumplir con los criterios de confiabilidad y calidad del servicio establecidos, la tensión de la demanda, además de establecer un plan de estudios de referencia.

#### 3.3.2.3 Análisis económico y requerimientos de capital

El análisis económico de las estrategias se realiza con base en tres aspectos: primero la comparación del valor presente esperado de costos; como segundo, el análisis de incertidumbre, considerando escenarios futuros definidos por las condiciones del mercado, los costos de inversión, los atrasos de proyectos y los costos de combustible utilizados para la operación; y por último, el análisis económico de la vulnerabilidad del Sistema ante la no disponibilidad de gas para la generación eléctrica.

#### 3.3.2.4 Estrategia de inversión

El Plan contempla dos periodos diferenciados. En el primero los proyectos de generación y transmisión están definidos en un alto porcentaje. Para el segundo se presenta un plan más indicativo, en el cual se muestran estrategias que serán objeto de revisión, de acuerdo con el comportamiento de las variables que determinan la oferta.

### 3.4 EL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELECTRICICO

El énfasis ha sido la reforma institucional y regulatoria del sector eléctrico que se ha venido adelantando, constituida por los siguientes elementos principales:

- Creación de un mercado competitivo entre empresas como medio para fomentar la eficiencia del sector e incentivo a la participación de capital privado en la expansión de generación.
- La regulación estatal de los mercados y actividades que constituyen monopolios regulados, con el fin de evitar abusos y proteger al usuario.
- El cambio del carácter del Plan de Expansión de Generación y Transmisión para convertirse en una señal de referencia que identifica los requisitos de inversión necesarios para asegurar el suministro de electricidad de manera eficiente y confiable y brinda información a los potenciales inversionistas privados y públicos interesados en participar en el sector.
- Racionalización del régimen tarifario y administración eficaz de subsidios.
- Desarrollo e implementación de mecanismos de control y seguimiento del desempeño de las



empresas del sector eléctrico.

Para permitir el funcionamiento de un mercado competitivo de energía, la Ley 143 de 1994 dispuso el libre acceso, mediante el pago de peajes o estampillas, a las redes de transmisión y distribución del sistema eléctrico a todos los agentes. Igualmente, determinó la separación de las actividades de generación, interconexión y distribución y estableció una nueva actividad: la de comercialización. Así mismo determinó que las compras de electricidad de las distribuidoras deberán garantizar, mediante contratos, el servicio a los usuarios atendidos, por el término que establezca en las reglamentaciones la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG-. En el Sector Eléctrico, la competencia se manifiesta a través del Mercado Mayorista de Energía, bajo dos modalidades: (i) contratos de suministro de largo plazo; y (ii) transacciones de corto plazo a través de la Bolsa de Energía, donde los precios se determinan por la libre oferta y demanda.

El país avanzó en forma significativa en la expedición de un marco regulatorio para el sector eléctrico dentro de la regulación se han establecido acciones en la siguiente dirección:

- Política tarifaria a largo plazo, como es plena factura para los extractos 4, 5 y 6 y desmonte gradual de subsidios para las familias de bajos recursos en un período de cinco años.
- Fórmulas tarifarias para las empresas comercializadoras y distribuidoras y las fórmulas para la actualización de las tarifas eléctricas.
- Reglamentación de los fondos de solidaridad para el manejo de los subsidios.
- Cargo por capacidad que reduce volatilidad de precios en Bolsa de Energía.
- Aumento del número de usuarios no

regulados, al pasar el tope de un mínimo de 1 MW a 0.5 MW a partir de enero de 1998.

- El Estatuto de racionamiento;
- El código de distribución que fija obligaciones y responsabilidades al distribuidor; y
- Las normas sobre autogeneración y cogeneración.

Son causas de inestabilidad en la industria eléctrica los proyectos de leyes que estudia el Congreso de la República; la inadecuada financiación de los subsidios; la precaria situación financiera de las empresas distribuidoras en vías de privatización; el riesgo de competencia desleal, y las imperfecciones del mercado mayorista de energía.

### 3.5 EL MEDIO AMBIENTE EN LA PLANIFICACION

El Sector ha construido un concepto de ambiente desde una perspectiva integral, que articula oportuna y tempranamente las dimensiones físicas, bióticas, sociales, culturales, económicas y políticas, dentro del ciclo técnico de los proyectos, desde la concepción de los proyectos mediante estudios ambientales con planes de manejo articulados a las etapas del ciclo técnico de los proyectos.

El marco de la política ambiental del Sector Eléctrico Colombiano lo determina y la Política Ambiental del Gobierno Nacional. Las políticas han evolucionado en la medida de la concientización de las empresas y la sociedad. Las empresas del SEC han adoptado políticas propias, específicas, las cuales dan los lineamientos para el desempeño ambiental, fijando criterios y líneas de acción para los asuntos de mayor interés para cada empresa.

La gestión ambiental preventiva muestra avances

significativos en: aspectos conceptuales e incorporación de temáticas de análisis, la conformación de unidades ambientales en las empresas, mecanismos de coordinación sectorial a través del Comité Ambiental del Sector Eléctrico Colombiano -CASEC- y el Comité Operativo del Convenio de Producción Limpia para el Sector Eléctrico Colombiano y ha incorporado la participación pública en el proceso de los estudios y los planes de manejo.

El nuevo modelo del Sector Eléctrico debe hacer la valoración económica de los impactos y las acciones ambientales propiciadas, de modo que se incorpore dicho componente en la estructura de costos, y así recuperar las inversiones realizadas en la gestión ambiental, manteniendo las condiciones de viabilidad social y de calidad ambiental, en condiciones de competitividad y rentabilidad apropiadas.

En el caso de los proyectos de generación hidroeléctrica, el ciclo técnico lo conforman las actividades secuenciales que permiten la definición técnica, ambiental y económica del proyecto desde el reconocimiento hasta su operación. Este esquema, se aplica con variantes a los proyectos termoeléctricos y los proyectos de transmisión, los cuales plantean sus propias especificidades. Se presenta el alcance ambiental para cada etapa del ciclo técnico de un proyecto hidroeléctrico que consideramos el ejemplo más ilustrativo, en el cuadro siguiente:

| ETAPA           | ALCANCE AMBIENTAL   |
|-----------------|---|
| RECONOCIMIENTO  | Identificación general de conflictos y restricciones ambientales.<br>Información a la comunidad.  |
| PREFACTIBILIDAD | Análisis comparativo de las implicaciones ambientales de los proyectos y sus alternativas y recomendación de las que son factibles ambientalmente. Diagnóstico Ambiental de Alternativa. DAA, información a la comunidad.   |
| FACTIBILIDAD    | 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 comparar ambientalmente comparable el proyecto con otros, a escala nacional, que se encuentren en la misma etapa. Información y consulta a la comunidad y el Estudio de Impacto Ambiental - E.I.A. - |
| DISEÑO          | 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. Información y consulta con la comunidad.  |
| CONSTRUCCION    | Ejecución del Plan de Manejo Ambiental, el cual incluye la aplicación del sistema de calidad ambiental. Concertación con la Comunidad   |
| OPERACION       | Evaluación ambiental expost. Ejecución de PMA de operación.   |

#### 4.0 SINTESIS DE LOS TRABAJOS

**Título del trabajo:** Cargos por Uso de la Red de Transmisión. Nueva Propuesta Metodológica para el Sistema Colombiano

**Autores:** Pablo Hernán Corredor A.  
Silvia Elena Cossio M.  
Andrés Villegas R.

**Empresa:** Interconexión Eléctrica S.A.  
Medellín - Colombia

**Resumen:** La metodología usada en Colombia para la determinación de los cargos por uso de la red de transmisión es esencialmente un método de asignación de unos ingresos regulados (definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-) cuyo pago debe ser distribuido entre los usuarios del sistema (generadores y comercializadores). La metodología se basa en la estimación de los costos que los usuarios le imponen a la red en periodos de máxima exigencia, calculados a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de manejar los flujos máximos que se ocasionan en tales periodos.

Durante los 4 años de aplicación en Colombia, la metodología de asignación de cargos por uso de la red ha sufrido continuas críticas con respecto a sus principios fundamentales y las señales que provee para la ubicación de futuros usuarios en la red, lo cual ha llevado a los autores a hacer una propuesta para subsanar las principales limitaciones que impone la actual metodología. Esta propuesta busca eliminar la subjetividad de los despachos (se proponen despachos con base en la hidrología de los últimos 30 años), incorporar explícitamente el criterio de confiabilidad mediante la aplicación del criterio N-1, y proveer señales de cargos por uso equitativas y estables, incentivando la expansión y operación eficiente de la red.

**Título del Trabajo:** La Integración Energética Sudamericana

**Autores:** Pablo Hernán Corredor A.  
Silvia Elena Cossio M.  
Coordinación Grupo de Trabajo Mercado Mayorista y Factibilidad de Interconexiones Comisión de Integración Eléctrica Regional

**Empresa:** Interconexión Eléctrica S.A. - ISA-,  
Medellín - Colombia

**Resumen:** La globalización de la economía y la vinculación de capital privado en la industria de energía eléctrica ha permitido la creación de mercados a nivel nacional, como son los casos de Argentina, Chile, Perú, Colombia, Bolivia y próximamente Brasil.

Como consecuencia de esto, se están dando las condiciones para la creación de mercados regionales de Energía. Es así como en el seno del Mercosur el Mercado Regional entre Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay pronto será una realidad. De la misma forma, se prevé que entre en operación el Mercado regional del Grupo Andino o Bolsa Andina de Energía, inicialmente entre Venezuela, Colombia y Ecuador y posteriormente Perú.

La Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) consciente de la importancia de promover la creación de mercados y el desarrollo de las interconexiones entre los países de Sudamérica, está desarrollando el proyecto denominado "Estudio sobre Grandes Interconexiones y Mercados Eléctricos Regionales" cuyo objetivo es analizar la viabilidad de la creación de un Mercado Eléctrico Integrado o de posibles submercados para optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles de hidroelectricidad y gas natural y la identificación de los corredores electroenergéticos para el funcionamiento físico de los mercados.

En este trabajo se presentarán las principales ventajas de la integración eléctrica regional y como éstas se pueden aprovechar en el ámbito Sudamericano, enfocando hacia aquellos relacionados con demanda, oferta y complementariedad hidrológica. Estas ventajas se ilustrarán con los resultados que se han obtenido del proyecto CIER.

**Título del trabajo:** Experiencias de la Interconexión con Venezuela y Requerimientos de Reglamentación Interconexiones Internacionales

**Autores:** Angela María Prieto Castro  
Laura Victoria Calderón Gómez

**Empresa:** ISAGEN S.A. - ESP, Medellín - Colombia

**RESUMEN:** Se presentan las experiencias de ISAGEN con la interconexión Colombia - Venezuela, destacándose la ausencia de una regulación adecuada a este tipo de interconexiones. Se hace un análisis acerca de la utilización de esta interconexión. Adicionalmente se destacan las buenas perspectivas de comercialización de energía en la región centro y suramericana y se señalan los aspectos claves que deben reglamentarse para que el proceso de integración regional eléctrico sea exitoso.

**Título del Trabajo:** Determinación del Potencial de Cogeneración en el Sector Terciario de Colombia

**Empresa:** Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, Santafé de Bogotá - Colombia

**Resumen:** Se presenta el resultado del estudio sobre el potencial de la cogeneración en el sector terciario del país, técnica, ambiental y económicamente realizable. La cogeneración se define como la producción simultánea "in situ" de energía eléctrica y térmica. Se observa que el consumo de energía térmica cogenerable se encuentra en su totalidad en los subsectores salud y hotelero, por lo cual el estudio se dirigió principalmente a estos sectores.

Mediante su implementación se aprovecharía en forma eficiente la energía asociada a los combustibles lo cual se traduce en ahorro de combustible y ahorro de dinero.

**Título del Trabajo:** Planteamiento Estratégico del Programa de Reconversión a Tecnologías Limpias en Termoeléctricas

**Autor:** Omar Darío Rengifo Celis

**Empresa:** ISAGEN S.A. - ESP, Medellín - Colombia

**Resumen:** El Plan de Reconversión a Tecnologías Limpias (PRTL) del parque termoeléctrico nacional, objetivo fundamental del presente trabajo, es una respuesta del Sector Energético orientada al cumplimiento de los requerimientos legales sobre esta materia. La metodología fue revisar la información de los efectos ambientales de la generación termoeléctrica para elaborar un diagnóstico de la situación tecnológica, ambiental y de gestión del parque termoeléctrico colombiano con el fin de evaluar las opciones de reconversión a tecnologías limpias. Igualmente se buscó identificar los criterios y variables estratégicas, con el propósito de dimensionar el PRTL, y estructurar un programa de gestión institucional para apoyar el desarrollo del PRTL, la definición de políticas y normas ambientales, la capacitación y asistencia técnica. Se analizaron

# Cargos por Uso de la Red de Transmisión NUEVA PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL SISTEMA COLOMBIANO

Pablo Hernán Corredor A.  
Gerente Centro Nacional de Despacho

Silvia Elena Cossio M.  
Director Relaciones Sectoriales

Andrés Villegas R.  
Especialista Planeación Energética

Interconexión Eléctrica S.A. Medellín - COLOMBIA

20 plantas termoeléctricas, alrededor del 25% de la generación anual total en el país; y de éste porcentaje se puede decir que cerca de un 7% corresponde a la generación eléctrica a base de carbón las cuales consumen combustibles diversos: carbón, gas natural, fuel oil y ACPM.

**Título del trabajo:** Establecimiento de un Sistema de Indicadores Ambientales para la Planeación y la Gestión Energética en Colombia resultado de la consultoría realizada con la firma de proyectos Ltda.

**Empresa:** Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, Santafé de Bogotá - Colombia

**Resumen:** El manejo ambiental de los desarrollos energéticos condiciona su viabilidad y plantea requerimientos de inversión empresarial. Se debe internalizar la dimensión ambiental en el planeamiento energético integrado, a fin de prever en la factibilidad técnica, económica y financiera de los desarrollos energéticos en condiciones de mercado. La determinación de indicadores biofísicos, sociales y económicos permite establecer la situación y el comportamiento ambiental del sistema energético en operación y proyectado y también establecer escenarios, objetivos y metas ambientales a ser logrados por los responsables de promover este desarrollo. El estudio permitió diseñar el sistema de indicadores para el planeamiento energético y realizar una prueba inicial con algunos proyectos energéticos y crea las bases para su instrumentación y aplicación.

**PALABRAS CLAVES:**  
Servicio de Transmisión de Energía  
Cargos por Uso de la Red  
Planeamiento de la Expansión

**RESUMEN:** Durante los 4 años de aplicación en Colombia, la metodología de asignación de cargos por uso de la red ha sufrido continuas críticas con respecto a sus principios fundamentales y las señales que provee para la ubicación de futuros usuarios en la red, lo cual ha llevado a los autores a hacer una propuesta para subsanar las principales limitaciones que impone la actual metodología. Esta propuesta busca eliminar la subjetividad de los despachos (se proponen despachos con base en la hidrología de los últimos 30 años), incorporar explícitamente el criterio de confiabilidad mediante la aplicación del criterio N-1, y proveer señales de cargos por uso equitativas y estables, incentivando la expansión y operación eficiente de la red.

## 1.0 ANTECEDENTES

En julio de 1994 el Congreso de la República de Colombia aprobó las leyes Eléctrica y de Servicios Públicos Domiciliarios, mediante las cuales se definieron las políticas y los criterios generales para la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. Esta nueva política eléctrica esta caracterizada por la creación de un mercado competitivo, la apertura al sector privado, la racionalización del régimen tarifario, la planeación de referencia y en general el control en la prestación del servicio.

De las actividades económicas propias del servicio de electricidad, la transmisión y la distribución tienen características de monopolio natural; esto es, son actividades en las cuales se producen en forma continua economías de escala. Es claro entonces, que la competencia, en su pleno significado económico, es más viable en las etapas de generación y comercialización.

Dentro de este nuevo ambiente, la actividad de transmisión constituye un elemento fundamental que garantiza la competencia en la generación, asegura la viabilidad del mercado mayorista en un marco de eficiencia, impulsa el desarrollo del mercado de los grandes consumidores y crea las condiciones para impulsar una gestión en la actividad de distribución. La competencia en la actividad de transporte se limita solamente a la construcción de proyectos y no a la operación de la red.

Para garantizar la competencia es necesario permitir el libre acceso a las redes de transmisión mediante el pago, a sus empresas propietarias, de retribuciones reguladas. Esto da origen al concepto de cargos por uso de las redes de transmisión y constituye el ingreso requerido por las empresas para operar, mantener y expandir los sistemas.

La metodología para determinar este ingreso (regulado) así como los principios y procedimientos para definir el Plan de Expansión de Referencia del Sistema de Transmisión Nacional han sido recientemente revisados y acordados (Resolución 051 de 1998). Bajo este esquema, el transportador pone a disposición de los generadores y comercializadores la infraestructura de la red, para que ellos la utilicen. La decisión de la expansión está a cargo del Estado (a través del Ministerio de Minas y Energía), con la posibilidad de que los agentes opinen respecto al mismo, trasladando los riesgos de los sobrecostos operativos por restricciones de la red a generadores y comercializadores.

## 2.0 ENFOQUE GENERAL DE LA METODOLOGÍA ACTUAL

La metodología usada en Colombia para la determinación de los cargos por uso de la red de transmisión es esencialmente un método de asignación de unos ingresos regulados (definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-) cuyo pago debe ser distribuido entre los usuarios del sistema (generadores y comercializadores). El valor del ingreso (regulado) que es necesario recaudar a través de los cargos, es definido con base en los requerimientos financieros de la actividad global de transmisión; por lo tanto, la metodología sólo constituye la herramienta para asignar estos cargos de modo que se recaude la totalidad del ingreso requerido.

La metodología se basa en la estimación de los costos que los usuarios le imponen a la red en períodos de máxima exigencia, calculados a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de manejar los flujos máximos que se ocasionan en tales períodos. Los cargos se calculan con el objeto de garantizar el nivel de ingreso requerido por la actividad global de transmisión nacional y se definen zonas para la aplicación de cargos homogéneos, dentro de las cuales la variación de los cargos resulta menor.

## 3.0 PRINCIPIOS GENERALES

Toda nueva propuesta metodológica o cualquier posible revisión de la metodología vigente debe ser analizada a la luz de los principios filosóficos generales en los que se enmarca un modelo de asignación de cargos.

En particular, se pretende que la metodología se sustente en los siguientes principios:

- No debe ser discriminatoria entre los diferentes usuarios de la red de transmisión. Adicionalmente, no debe haber discriminación entre usuarios en relación con el tiempo en que han estado conectados a la red.
- Los cargos deben ser estables y predecibles, de modo que puedan dar señales apropiadas para tomar decisiones futuras.
- Los cargos deben dar señales acerca del congestionamiento (uso extremo) de la red de transmisión.
- Los criterios utilizados en la metodología de asignación de cargos deben ser iguales a aquellos utilizados para la operación y expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

Un análisis detallado acerca de las inquietudes y desacuerdos comúnmente planteados por las empresas eléctricas durante los últimos cuatro años permite concluir que la metodología vigente no cumple varios de estos principios y que los valores de cargos calculados no dan las señales que de ellos se esperan.

La nueva propuesta metodológica ha sido concebida a partir de estos principios y busca subsanar las deficiencias que hasta ahora se han identificado. En particular, se pretende:

- Incorporar en forma explícita el criterio de confiabilidad;
- eliminar la subjetividad de los despachos, elegidos en la actualidad como unos escenarios de condiciones extremas;
- buscar consistencia con la expansión y la operación del sistema de transmisión;
- proveer señales para la expansión eficiente;
- proveer señales de corto plazo; y
- brindar a los usuarios del sistema señales equitativas y estables.

#### 4.0 SERVICIO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

##### 4.1 Costo anual del servicio

Independientemente de la metodología empleada para la asignación de los cargos por uso de la red, estos deberán remunerar adecuadamente a las empresas de transmisión con el fin de operar, mantener y expandir el sistema, cumpliendo con los criterios establecidos de calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio.

Para el caso Colombiano, el organismo regulador (CREG) define mediante resolución el Ingreso Regulado Anual por concepto del uso del Sistema de Transmisión Nacional, teniendo en cuenta las líneas y/o los equipos asociados componentes del sistema que se encuentren disponibles a la fecha, así como las líneas y equipos asociados construidos con posterioridad pero cuya ejecución haya tenido su origen en el Plan de Expansión de Referencia

Con el fin de garantizar equidad con respecto al nivel del ingreso requerido, se define una participación igual de los generadores y los comercializadores con respecto a este requerimiento financiero; de esta forma, los generadores deben cubrir la mitad del ingreso (anual) regulado, y los comercializadores la otra mitad.

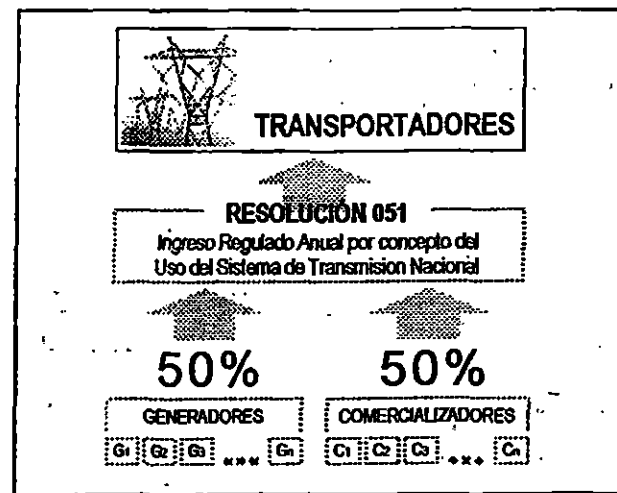


Figura 1. Ingreso Regulado Anual

##### 4.2 Plan de Expansión de Referencia (Res. 051)

El esquema de remuneración de cargos por uso de la red debe ser consistente con las políticas y criterios definidos para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

En Colombia, los proyectos requeridos para la expansión del sistema se incluyen en el Plan de Expansión de Referencia, un plan flexible en el mediano y largo plazo que se adapta a los cambios que determinan las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el Código de Planeamiento y en el Código de Operación del sistema.

Los proyectos propuestos en este plan deben ser técnica y económicamente factibles y la demanda deberá ser atendida cumpliendo con criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

##### 4.3 Elementos de eficiencia en la ejecución del Plan de Referencia

Para garantizar la realización del Plan de Expansión de Referencia a mínimo costo, se ha definido a partir de 1998 la elaboración de pliegos de condiciones para la ejecución de los proyectos del plan cuya construcción deba iniciarse el siguiente año al de la definición del plan. Una vez elaborados y aprobados los pliegos, se abrirá una convocatoria pública con el objeto de que los Transmisores Nacionales existentes, así como los potenciales, compitan por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión

#### 5.0 ELEMENTOS DE LA NUEVA PROPUESTA METODOLÓGICA

Además de proponer un cambio conceptual (filosófico) en la asignación de los cargos por uso de la red, el modelo que aquí se propone apunta directamente a los principios enunciados como sustento para un esquema de estas características.

##### 5.1 Confiabilidad

La metodología actual incorpora el concepto de confiabilidad a través de la utilización de un factor (constante) de seguridad, el cual incrementa el valor del flujo máximo de la red en condiciones normales de operación. De esta forma, la asignación de los cargos se realiza con base en una red de mayor capacidad, que se supone resultará al tener en cuenta las contingencias que se puedan presentar en el sistema.

Para involucrar la confiabilidad en forma explícita, se ha propuesto la simulación de contingencias para cada una de las líneas del sistema (criterio N-1), en forma consistente con los criterios de planeación y operación de la red. Los flujos así obtenidos definen la nueva red a remunerar, sin necesidad de aplicar factores adicionales.

Con el fin de demostrar el beneficio de esta modificación, la Figura 2 presenta los resultados obtenidos con la metodología actual cuando se incorpora solamente el criterio de confiabilidad. Como se puede observar, los cargos zonales en ambos casos son muy similares, lo cual significa que el factor de seguridad aplicado no dista mucho de la relación real entre los flujos con y sin contingencia. Sin embargo, es claro que el uso del Criterio N-1 conlleva resultados más exactos y acordes con la realidad del sistema y por ello este criterio es adoptado dentro de la revisión.

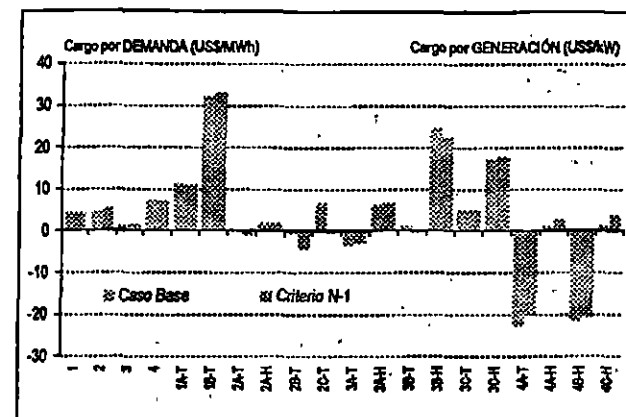


Figura 2. Resultados al incluir criterio de confiabilidad

##### 5.2 Despachos de generación

La metodología actual parte del establecimiento de escenarios de exigencia para la transmisión de potencia por la red, con base en las diferentes hidrologías del sistema y en condiciones extremas de generación térmica que producen despachos que pueden conllevar a condiciones de exigencia en las líneas.

No obstante, la factibilidad de estos despachos ha sido grandemente cuestionada (los distintos agentes coinciden en su baja probabilidad de ocurrencia) y no se ve muy conveniente que los cargos estén basados en un solo conjunto de despachos determinísticos que no reflejan la historia real del sistema, sobretodo considerando la alta sensibilidad de los cargos al despacho de generación empleado.

Para obviar este problema, en esta nueva propuesta metodológica se propone utilizar múltiples escenarios hidrológicos, y calcular el cargo nodal como el promedio de los cargos resultantes de cada escenario. Los despachos correspondientes a las series históricas de los últimos años pueden ser generados mediante el modelo MPODE, reflejando cada serie una condición hidrológica diferente.

MPODE es el Modelo de Planeamiento Operativo Dual Estocástico, el cual se utiliza para calcular la política operativa óptima de un sistema hidrotérmico mediante un algoritmo de programación dinámica dual. En particular, el modelo permite determinar metas de generación para cada planta, en cada período, que aseguren el suministro de la demanda y minimicen el costo operativo promedio a lo largo del horizonte de planificación.

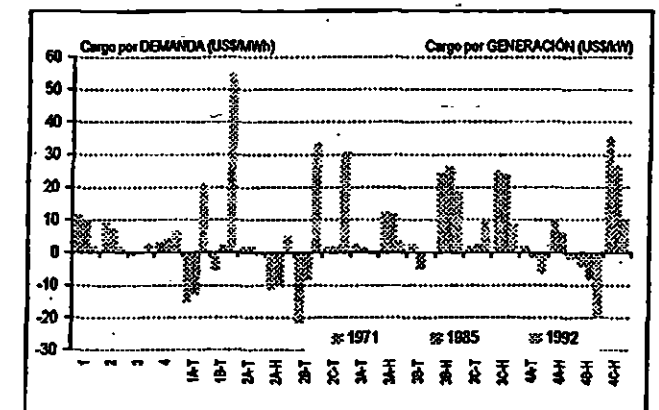


Figura 3. Resultados al variar los despachos

La Figura 3 muestra el gran impacto de los despachos en los valores de los cargos zonales, en especial cuando se comparan condiciones hidrológicas diferentes (un año húmedo -1971-, uno promedio -1985- y una hidrología seca -1992-). De ahí la necesidad de considerar la mayor cantidad de escenarios posibles y la conveniencia de calcular los cargos promedio.

##### 5.3 Señales de los cargos

Más cuestionado aún que los puntos anteriores ha sido el hecho de que la metodología actual no brinda las señales adecuadas para la expansión del sistema y que los cargos calculados son altamente variables e inestables en el tiempo.

Proveer una solución en este sentido implica cambios más radicales al problema, enfocados directamente a los principios enunciados anteriormente.

La propuesta en este punto está orientada a la definición de un esquema de cargos que incorpore señales tanto desde el punto de vista de la inversión requerida para la expansión en el año de análisis, como al peso que representa el valor de la red existente y los sobrecostos operativos que se ocasionan en el sistema.

En cualquier caso, se asegura siempre que los cargos recuperan el valor del ingreso anual regulado y que las distintas componentes tan sólo representan señales adicionales para el esquema y nunca una remuneración adicional por concepto de inversión o eliminación de restricciones en la red (Figura 4).

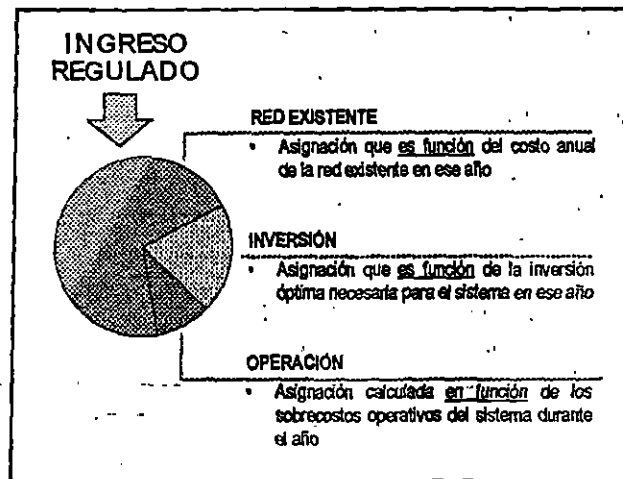


Figura 4. Señales de los cargos por uso

## 6.0 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Conceptualmente, existe una gran diferencia en la forma en que se plantea el problema de optimización en el modelo actual y en el propuesto, tanto en la función objetivo como en las restricciones involucradas.

La metodología actual para el cálculo de los cargos de transmisión plantea un problema de optimización cuya función objetivo es minimizar el costo de la red mínima requerida para soportar los flujos máximos que se puedan presentar en el sistema, cumpliendo tan sólo la restricción de balance de potencia en los nodos, y partiendo del hecho de que no existe red alguna.

### Minimizar:

Valor esperado del costo de inversión de una red de transmisión "hipotética", capaz de manejar los flujos que se ocasionan en períodos de máxima exigencia

### sujeto a:

- Restricciones de balance de potencia en cada nodo

La metodología propuesta para el cálculo de los cargos por uso de la red parte de la definición del problema de expansión de la transmisión, considerando la red real (existente).

Con base en un enfoque de costo marginal de largo plazo, lo cual conlleva aspectos bastante atractivos en términos de recuperación de los costos y eficiencia

económica, se plantea un problema de optimización cuya función objetivo es la minimización de los costos de inversión de transmisión y los costos operativos del sistema.

### Minimizar:

Valor esperado del costo de inversión de transmisión, más el sobrecosto operativo del sistema

### sujeto a:

- Restricciones de balance de potencia en cada nodo  $\dots \pi_d$
- Restricciones de red
- Restricciones de máximo flujo
- Restricciones de máxima generación  $\dots \pi_g$

Además de la expansión óptima, el algoritmo calcula un vector de Multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones del problema. Cada uno de estos multiplicadores ( $\pi_d$ ,  $\pi_g$ ) representa la derivada del costo óptimo con respecto a una variación de los recursos asociados a la correspondiente restricción, y constituyen la base para calcular los cargos nodales de generación y demanda en el sistema.

A través de este modelo (y a diferencia del anterior) se remunera sólo la capacidad incremental del sistema, representada por la diferencia entre la red mínima (de la actual metodología) y la capacidad nominal de la red, con el objeto de dar las señales adecuadas a aquellos usuarios que causan que la red se exija por encima de su valor nominal (Figura 5).

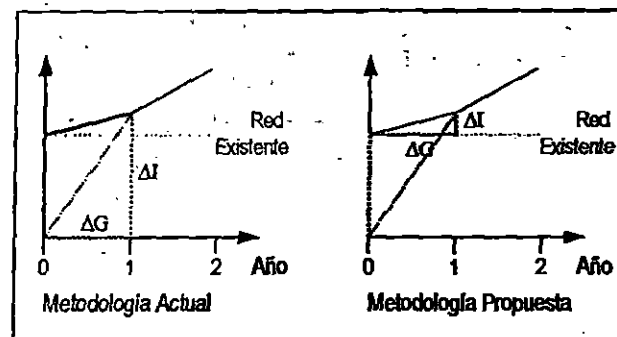


Figura 5. Propuesta metodológica

En aquellos casos en los cuales el flujo máximo se encuentra por debajo de la capacidad nominal, se considera que el sistema existente cumple adecuadamente con los parámetros para los cuales fue diseñado y su costo se distribuye igualmente entre todos los usuarios del sistema (a través de un cargo "estampilla").

Adicionalmente, y utilizando el modelo MPODE se calculan y distribuyen entre los diferentes nodos los sobrecostos operativos del sistema, los cuales proveen una señal de corto plazo acerca de los mayores costos que se generan en el sistema como resultado de la incorporación de la red de transmisión. Todos estos valores son calculados de forma tal que se asegure el recaudo del ingreso regulado.

## 7.0 RESULTADOS

Las Tablas 1 y 2 presentan los valores de los cargos por uso de la red para el año 1998 a nivel de generación y demanda, utilizando la metodología propuesta. En este caso particular, no se han incluido los sobrecostos operativos del sistema y el valor calculado refleja sólo una componente de expansión (variable) y una componente de red existente (fija).

Tabla 1. Cargos a nivel de generación (US\$/kW)

| GENERACIÓN (US\$/kW) |        |       |       |
|----------------------|--------|-------|-------|
| Zona                 | Modelo | Stamp | Total |
| 1A-T                 | -7.03  | 10.48 | 3.45  |
| 1B-T                 | -14.05 | 10.48 | -3.57 |
| 2A-T                 | -0.51  | 10.48 | 9.97  |
| 2A-H                 | 3.52   | 10.48 | 14.00 |
| 2B-T                 | -0.20  | 10.48 | 10.28 |
| 2C-T                 | -0.29  | 10.48 | 10.19 |
| 3A-T                 | 0.51   | 10.48 | 10.99 |
| 3A-H                 | 3.43   | 10.48 | 13.91 |
| 3B-T                 | 0.12   | 10.48 | 10.60 |
| 3B-H                 | 6.65   | 10.48 | 17.13 |
| 3C-T                 | -0.30  | 10.48 | 10.18 |
| 3C-H                 | 4.82   | 10.48 | 15.30 |
| 4A-T                 | -0.31  | 10.48 | 10.16 |
| 4A-H                 | 4.11   | 10.48 | 14.59 |
| 4B-H                 | 0.77   | 10.48 | 11.25 |
| 4C-H                 | 4.45   | 10.48 | 14.93 |

Tabla 2. Cargos a nivel de demanda (US\$/MWh)

| DEMANDA (US\$/MWh) |        |       |       |
|--------------------|--------|-------|-------|
| Zona               | Modelo | Stamp | Total |
| 1                  | 4.00   | 2.75  | 6.75  |
| 2                  | -0.03  | 2.75  | 2.72  |
| 3                  | -0.58  | 2.75  | 2.17  |
| 4                  | -0.34  | 2.75  | 2.42  |

Claramente se observa que existe poca dispersión en los valores zonales y que el valor de la estampilla que refleja el costo anual de la red existente absorbe las variaciones que resultan del modelo. No obstante, existen señales claras acerca de las zonas con menos congestiones en la red y por tanto mejor dispuestas para la conexión de nuevos usuarios.

Pero quizás lo que es de mayor interés es la comparación entre los cargos vigentes y aquellos calculados con el nuevo modelo. Tal como se esperaba (dado que el problema se enfoca de dos maneras conceptualmente diferentes), los valores obtenidos son muy diferentes. Los cargos difieren tanto en magnitud como en las señales que proveen.

|            | GENERACIÓN (US\$/kW) |        |           | GENERACIÓN (US\$/kW) |        |           | GENERACIÓN (US\$/kW) |        |           | GENERACIÓN (US\$/kW) |        |           |
|------------|----------------------|--------|-----------|----------------------|--------|-----------|----------------------|--------|-----------|----------------------|--------|-----------|
|            | Zona                 | Actual | Propuesto | Zona                 | Actual | Propuesto | Zona                 | Actual | Propuesto | Zona                 | Actual | Propuesto |
| GENERACIÓN | 1A                   | 21.11  | 3.45      | 2A                   | -0.98  | 9.97      | 3A                   | -8.42  | 10.99     | 4A                   | -21.92 | 10.16     |
|            | 1B                   | 36.14  | -3.57     | 2B                   | 3.09   | 10.28     | 3B                   | -4.38  | 10.60     |                      |        |           |
|            |                      |        |           | 2C                   | 14.17  | 10.19     | 3C                   | 7.91   | 10.18     |                      |        |           |
|            |                      |        |           | 2A                   | 2.14   | 14.00     | 3A                   | 0.71   | 13.91     | 4A                   | 3.52   | 14.59     |
|            |                      |        |           |                      |        | 3B        | 22.55                | 17.13  | 4B        | -20.19               | 11.25  |           |
|            |                      |        |           |                      |        | 3C        | 16.63                | 15.30  | 4C        | 6.67                 | 14.93  |           |
| DEMANDA    | DEMANDA (US\$/MWh)   |        |           | DEMANDA (US\$/MWh)   |        |           | DEMANDA (US\$/MWh)   |        |           | DEMANDA (US\$/MWh)   |        |           |
|            | Zona                 | Actual | Propuesto | Zona                 | Actual | Propuesto | Zona                 | Actual | Propuesto | Zona                 | Actual | Propuesto |
|            | 1                    | 3.77   | 6.75      | 2                    | 3.84   | 2.72      | 3                    | 2.67   | 2.17      | 4                    | 7.04   | 2.42      |
|            |                      |        |           |                      |        |           |                      |        |           |                      |        |           |

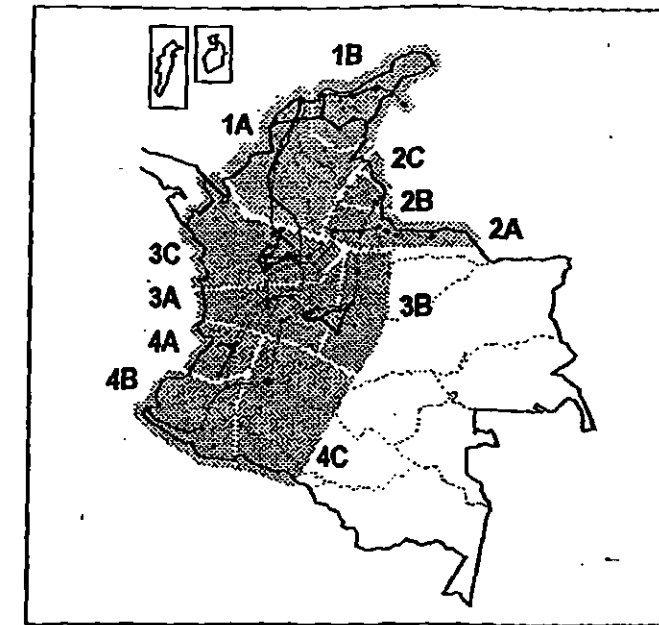


Figura 6. Zonificación

En parte esta diferencia se explica por los despachos, ya que las señales que provienen del nuevo modelo reflejan un comportamiento hidrológico acorde con la historia del sistema colombiano en los últimos treinta años, muy diferente al modelo actual, el cual trabaja con base en unos escenarios extremos que indican una condición muy seca, de baja probabilidad de ocurrencia, y que no reflejan el uso del Sistema de Transmisión Nacional ni sus necesidades de expansión.

Adicionalmente, el modelo propuesto asigna los cargos teniendo como señal variable los requerimientos de expansión adicionales a la capacidad nominal del sistema, dando una señal fija (estampilla) sobre el valor de la red existente. La metodología actual encuentra en todos los casos la red necesaria para transportar todos los flujos, sin referencia a la red existente (esto es, parte de que no existe red alguna) y de allí que se generen cargos más altos y dispersos.

La propuesta en este punto está orientada a la definición de un esquema de cargos que incorpore señales tanto desde el punto de vista de la inversión requerida para la expansión en el año de análisis, como al peso que representa el valor de la red existente y los sobrecostos operativos que se ocasionan en el sistema.

En cualquier caso, se asegura siempre que los cargos recuperan el valor del ingreso anual regulado y que las distintas componentes tan sólo representan señales adicionales para el esquema y nunca una remuneración adicional por concepto de inversión o eliminación de restricciones en la red (Figura 4).

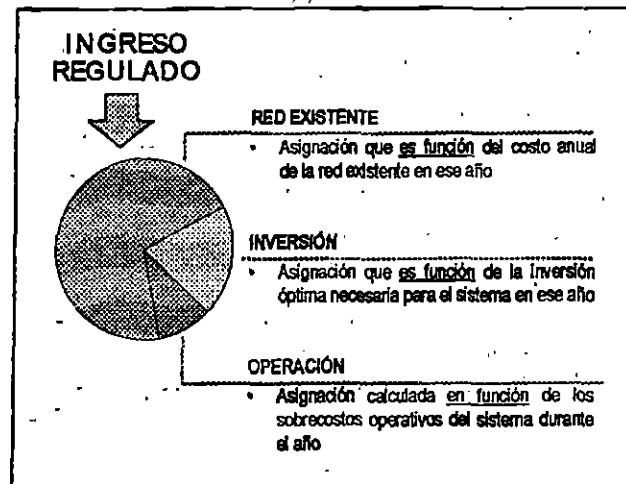


Figura 4. Señales de los cargos por uso

## 6.0 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Conceptualmente, existe una gran diferencia en la forma en que se plantea el problema de optimización en el modelo actual y en el propuesto, tanto en la función objetivo como en las restricciones involucradas.

La metodología actual para el cálculo de los cargos de transmisión plantea un problema de optimización cuya función objetivo es minimizar el costo de la red mínima requerida para soportar los flujos máximos que se puedan presentar en el sistema, cumpliendo tan solo la restricción de balance de potencia en los nodos, y partiendo del hecho de que no existe red alguna.

### Minimizar:

Valor esperado del costo de inversión de una red de transmisión "hipotética", capaz de manejar los flujos que se ocasionan en periodos de máxima exigencia

### sujeto a:

- Restricciones de balance de potencia en cada nodo

La metodología propuesta para el cálculo de los cargos por uso de la red parte de la definición del problema de expansión de la transmisión, considerando la red real (existente).

Con base en un enfoque de costo marginal de largo plazo, lo cual conlleva aspectos bastante atractivos en términos de recuperación de los costos y eficiencia

económica, se plantea un problema de optimización cuya función objetivo es la minimización de los costos de inversión de transmisión y los costos operativos del sistema.

### Minimizar:

Valor esperado del costo de inversión de transmisión, más el sobrecosto operativo del sistema

### sujeto a:

- Restricciones de balance de potencia en cada nodo .....  $\pi_n$
- Restricciones de red
- Restricciones de máximo flujo
- Restricciones de máxima generación .....  $\pi_g$

Además de la expansión óptima, el algoritmo calcula un vector de Multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones del problema. Cada uno de estos multiplicadores ( $\pi_n$ ,  $\pi_g$ ) representa la derivada del costo óptimo con respecto a una variación de los recursos asociados a la correspondiente restricción, y constituyen la base para calcular los cargos nodales de generación y demanda en el sistema.

A través de este modelo (y a diferencia del anterior) se remunera sólo la capacidad incremental del sistema, representada por la diferencia entre la red mínima (de la actual metodología) y la capacidad nominal de la red, con el objeto de dar las señales adecuadas a aquellos usuarios que causan que la red se exija por encima de su valor nominal (Figura 5).

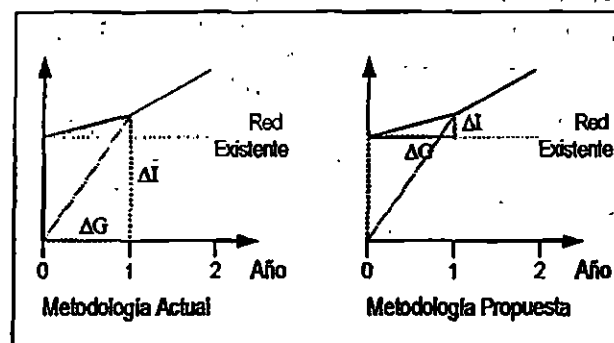


Figura 5. Propuesta metodológica

En aquellos casos en los cuales el flujo máximo se encuentra por debajo de la capacidad nominal, se considera que el sistema existente cumple adecuadamente con los parámetros para los cuales fue diseñado y su costo se distribuye igualmente entre todos los usuarios del sistema (a través de un cargo "estampilla").

Adicionalmente, y utilizando el modelo MPODE se calculan y distribuyen entre los diferentes nodos los sobrecostos operativos del sistema, los cuales proveen una señal de corto plazo acerca de los mayores costos que se generan en el sistema como resultado de la incorporación de la red de transmisión. Todos estos valores son calculados de forma tal que se asegure el recaudo del ingreso regulado.

## 7.0 RESULTADOS

Las Tablas 1 y 2 presentan los valores de los cargos por uso de la red para el año 1998 a nivel de generación y demanda, utilizando la metodología propuesta. En este caso particular, no se han incluido los sobrecostos operativos del sistema y el valor calculado refleja sólo una componente de expansión (variable) y una componente de red existente (fija).

Tabla 1. Cargos a nivel de generación (US\$/kW)

| GENERACIÓN (US\$/kW) |        |       |       |
|----------------------|--------|-------|-------|
| Zona                 | Modelo | Stamp | Total |
| 1A-T                 | -7.08  | 10.48 | 3.45  |
| 1B-T                 | -14.05 | 10.48 | -3.57 |
| 2A-T                 | -0.51  | 10.48 | 9.97  |
| 2A-H                 | 3.52   | 10.48 | 14.00 |
| 2B-T                 | -0.20  | 10.48 | 10.28 |
| 2C-T                 | -0.29  | 10.48 | 10.19 |
| 3A-T                 | 0.51   | 10.48 | 10.99 |
| 3A-H                 | 3.43   | 10.48 | 13.91 |
| 3B-T                 | 0.12   | 10.48 | 10.60 |
| 3B-H                 | 6.65   | 10.48 | 17.13 |
| 3C-T                 | -0.30  | 10.48 | 10.18 |
| 3C-H                 | 4.82   | 10.48 | 15.30 |
| 4A-T                 | -0.31  | 10.48 | 10.16 |
| 4A-H                 | 4.11   | 10.48 | 14.59 |
| 4B-H                 | 0.77   | 10.48 | 11.25 |
| 4C-H                 | 4.46   | 10.48 | 14.93 |

Tabla 2. Cargos a nivel de demanda (US\$/MWh)

| DEMANDA (US\$/MWh) |        |       |       |
|--------------------|--------|-------|-------|
| Zona               | Modelo | Stamp | Total |
| 1                  | 4.00   | 2.75  | 6.75  |
| 2                  | -0.03  | 2.75  | 2.72  |
| 3                  | -0.58  | 2.75  | 2.17  |
| 4                  | -0.34  | 2.75  | 2.42  |

Claramente se observa que existe poca dispersión en los valores zonales y que el valor de la estampilla que refleja el costo anual de la red existente absorbe las variaciones que resultan del modelo. No obstante, existen señales claras acerca de las zonas con menos congestiones en la red y por tanto mejor dispuestas para la conexión de nuevos usuarios.

Pero quizás lo que es de mayor interés es la comparación entre los cargos vigentes y aquellos calculados con el nuevo modelo. Tal como se esperaba (dado que el problema se enfoca de dos maneras conceptualmente diferentes), los valores obtenidos son muy diferentes. Los cargos difieren tanto en magnitud como en las señales que proveen.

| Zona | GENERACIÓN (US\$/kW) |           | GENERACIÓN (US\$/kW) |           | GENERACIÓN (US\$/kW) |           | GENERACIÓN (US\$/kW) |           |    |        |       |
|------|----------------------|-----------|----------------------|-----------|----------------------|-----------|----------------------|-----------|----|--------|-------|
|      | Actual               | Propuesto | Actual               | Propuesto | Actual               | Propuesto | Actual               | Propuesto |    |        |       |
| 1A   | 21.11                | 3.45      | 2A                   | -0.98     | 9.97                 | 3A        | -8.42                | 10.99     | 4A | -21.92 | 10.16 |
| 1B   | 36.14                | -3.57     | 2B                   | 3.09      | 10.28                | 3B        | -4.38                | 10.60     |    |        |       |
|      |                      |           | 2C                   | 14.17     | 10.19                | 3C        | 7.91                 | 10.18     |    |        |       |
|      |                      |           | 2A                   | 2.14      | 14.00                | 3A        | 0.71                 | 13.91     | 4A | 3.52   | 14.59 |
|      |                      |           |                      |           |                      | 3B        | 22.55                | 17.13     | 4B | -20.19 | 11.25 |
|      |                      |           |                      |           |                      | 3C        | 16.63                | 15.30     | 4C | 6.67   | 14.93 |

| Zona | DEMANDA (US\$/MWh) |           | DEMANDA (US\$/MWh) |           | DEMANDA (US\$/MWh) |           | DEMANDA (US\$/MWh) |           |   |      |      |
|------|--------------------|-----------|--------------------|-----------|--------------------|-----------|--------------------|-----------|---|------|------|
|      | Actual             | Propuesto | Actual             | Propuesto | Actual             | Propuesto | Actual             | Propuesto |   |      |      |
| 1    | 3.77               | 6.75      | 2                  | 3.84      | 2.72               | 3         | 2.67               | 2.17      | 4 | 7.04 | 2.42 |

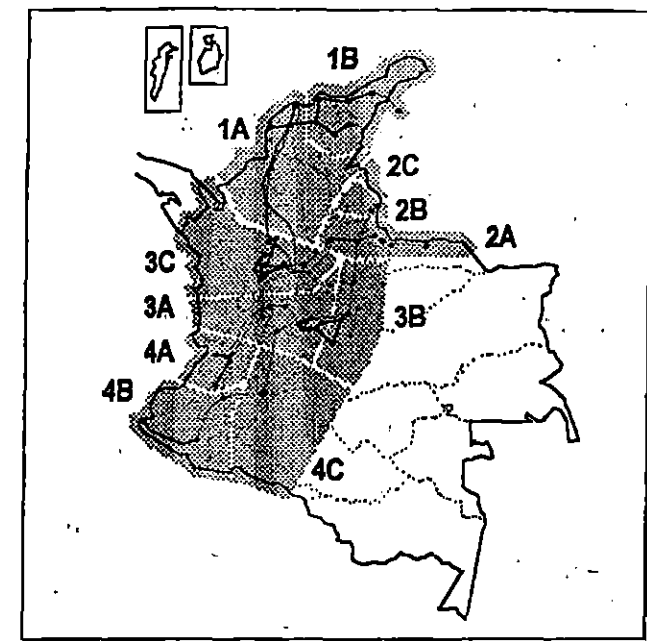


Figura 6. Zonificación

En parte esta diferencia se explica por los despachos, ya que las señales que provienen del nuevo modelo reflejan un comportamiento hidrológico acorde con la historia del sistema colombiano en los últimos treinta años, muy diferente al modelo actual, el cual trabaja con base en unos escenarios extremos que indican una condición muy seca, de baja probabilidad de ocurrencia, y que no reflejan el uso del Sistema de Transmisión Nacional ni sus necesidades de expansión.

Adicionalmente, el modelo propuesto asigna los cargos teniendo como señal variable los requerimientos de expansión adicionales a la capacidad nominal del sistema, dando una señal fija (estampilla) sobre el valor de la red existente. La metodología actual encuentra en todos los casos la red necesaria para transportar todos los flujos, sin referencia a la red existente (esto es, parte de que no existe red alguna) y de allí que se generen cargos más altos y dispersos.

## 8.0 CONCLUSIONES

- Se ha presentado una propuesta metodológica para el cálculo de los cargos por uso de la red de transmisión en el sistema colombiano con el fin de corregir las limitaciones que presenta la actual metodología, la cual ha sido seriamente cuestionada debido a su discrepancia con los principios que la sustentan.
- La nueva propuesta metodológica elimina la subjetividad de los despachos de generación (se proponen despachos con base en la hidrología de los últimos 30 años), incorpora explícitamente el criterio de confiabilidad mediante la aplicación del criterio N-1, provee señales de cargos por uso equitativas y estables, incentiva la expansión eficiente de la red e incluye señales operativas de corto plazo.
- El nuevo modelo se plantea como un problema de optimización, cuya función objetivo es minimizar los costos de inversión y operación del sistema, dadas unas condiciones de generación y demanda, y con base en la topología de la red existente. La red a remunerar a través de este modelo corresponde a la capacidad incremental del sistema, con el objeto de dar las señales adecuadas a aquellos usuarios que causan que la red se exija por encima de su valor nominal.
- Adicionalmente, existen otros dos componentes en el cargo, cuya asignación es función de la red existente y de los sobrecostos causados en el sistema. En todo caso, se trata de señales y de no cargos adicionales, toda vez que el ingreso anual a recaudar es único y regulado.
- Los cargos zonales obtenidos reflejan las señales esperadas, y a pesar de la diferencia con los valores vigentes, pueden ser sustentados en forma más coherente.

## BIBLIOGRAFÍA:

- Corredor, Pablo y otros. Reglamentación y Remuneración del Sistema de Transmisión Nacional. Revista Técnica Interconexión Eléctrica S.A. No.3, 1995.
- Corredor, Pablo y otros. Planeamiento de la Transmisión en un Ambiente Competitivo. Revista Técnica Interconexión Eléctrica S.A. No.4, 1996.
- Coopers & Lybrand. Colombian Power Sector. Restructuring programme: Final report on phase IV - May 1994.
- República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resoluciones 001-002-003-004 del 2 de noviembre de 1994.
- República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 059 del 27 de diciembre de 1994.
- República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 218 del 28 de noviembre de 1997.
- República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 051 del 14 de abril de 1998.
- República de Colombia. Ley No. 142 del 11 de julio de 1994.
- República de Colombia. Ley No. 143 del 11 de julio de 1994.

## LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA SUDAMERICANA

Pablo Hernán Corredor A.  
Gerente Centro Nacional de Despacho  
Interconexión Eléctrica S.A. Medellín - COLOMBIA

Silvia Elena Cossio M.  
Director Relaciones Sectoriales

Coordinación Grupo de Trabajo Mercado Mayorista y Factibilidad de Interconexiones  
Comisión de Integración Eléctrica Regional

**ALABRAS CLAVES:** Integración Eléctrica Sudamericana, Interconexiones, Mercados Regionales.

**RESUMEN:** La globalización de la economía y la vinculación de capital privado en la industria de energía eléctrica ha permitido la reacción de mercados a nivel nacional, como son los casos de Argentina, Chile, Perú, Colombia, Bolivia y próximamente Brasil.

Como consecuencia de esto, se están dando las condiciones para la reacción de mercados regionales de Energía. Es así como en el seno del Mercosur el Mercado Regional entre Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay pronto será una realidad. De la misma forma, se prevé que entre en operación el Mercado regional del Grupo Andino o Bolsa Andina de Energía, inicialmente entre Venezuela, Colombia y Ecuador y posteriormente Perú.

La Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) consciente de la importancia de promover la creación de mercados y el desarrollo de las interconexiones entre los países de Sudamérica, está desarrollando el proyecto denominado "Estudio sobre Grandes Interconexiones y Mercados Eléctricos Regionales" cuyo objetivo es analizar la viabilidad de la creación de un Mercado Eléctrico Integrado o de posibles submercados para optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles de hidroelectricidad y gas natural y la identificación de los corredores electroenergéticos para el funcionamiento físico de los mercados.

En este trabajo se presentarán las principales ventajas de la integración eléctrica regional y como éstas se pueden aprovechar en el ámbito Sudamericano, enfocando hacia aquellos relacionados con demanda, oferta y complementariedad hidrológica. Estas ventajas se ilustrarán con los resultados que se han obtenido del proyecto CIER.

## 1.0 INTRODUCCIÓN

La globalización de la economía ha generado un incremento de los flujos de capitales financieros y productivos sin precedentes. América latina no ha sido ajena a dicho proceso, recibiendo un importante volumen de inversiones y revirtiendo el flujo negativo que caracterizó la década del ochenta.

El flujo de capitales se ha dado en un contexto de profunda transformación económica y ha sido acompañado por un proceso de integración que tiene sus antecedentes en la formación de bloques y acuerdos multilaterales como el Pacto Andino o el Mercosur. Indudablemente esta tendencia es creciente y no se vislumbra, al menos en un futuro cercano, un cambio significativo en la misma.

En este proceso el sector energético ha jugado un papel protagónico, donde los fondos han tenido múltiples destinos: instalación de plantas de generación de electricidad con tecnologías de punta, reconversión de unidades antiguas, adquisición y reingeniería de empresas existentes, construcción de nuevos gasoductos internacionales, etc. y, en general, se han producido en el marco de un gran cambio institucional, regulatorio y de propiedad.

Dentro de este proceso la CIER ha dado curso al proyecto denominado "Estudio sobre Grandes Interconexiones y Mercados Eléctricos Regionales".

## 2.0 LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

La integración energética es la posibilidad de realizar transacciones de energía entre regiones de tal forma que se optimice el uso de los recursos y se maximice el beneficio a los usuarios, convirtiéndose en oportunidades de negocio para quienes participen en su realización.

Los proyectos de integración energética, se caracterizan por sus elevadas inversiones y largos periodos de retorno, lo que implica que su ejecución entraña ciertos riesgos calculados. Es comprensible entonces, que los inversionistas busquen al desarrollar proyectos de interconexión, un alto grado de seguridad institucional y operativa y de previsibilidad económica para sus negocios.

En consecuencia, se han identificado diversos factores que influyen y deben tenerse en cuenta para la integración energética entre los cuales se destacan:

- Debe haber una adecuada estructura de oferta y ésta debe ser viable en el mediano y largo plazo.
- Debe estudiarse el ritmo de crecimiento de la demanda en los mercados eléctricos nacionales.
- Es necesario identificar los principales corredores electroenergéticos de interconexión y los flujos que se esperan.
- Es fundamental evaluar los impactos económicos de las interconexiones detectadas.
- Deben analizarse los aspectos regulatorios y detectar las barreras institucionales existentes.
- Deben definirse los mecanismos e instrumentos que permitan llegar a una integración.
- Es importante considerar la irrupción del gas natural como alternativa dominante para la generación eléctrica. Así mismo, deben tenerse en cuenta las oportunidades para nuevos aprovechamientos hidroeléctricos o de carbón.
- Es fundamental considerar los impactos ambientales globales.

## 3.0 PROYECTO CIER

La CIER consciente de la importancia de promover la creación de mercados y el desarrollo de las interconexiones entre los países de Sudamérica y buscando detectar las oportunidades de integración eléctrica que surgen de la consideración conjunta y detallada de los sistemas eléctricos de estos países, creó el Grupo de Trabajo de Mercados Mayoristas y Factibilidad de Interconexiones (GTMMI) y contrató a CEPPEL, la firma Power System Research Inc (PSRI) y el Instituto de Economía Energética (IDEE-asociado a la Fundación Bariloche) para la realización en conjunto del proyecto denominado

"Estudio sobre Grandes Interconexiones y Mercados Eléctricos Regionales" cuyo objetivo es analizar la viabilidad de la creación de un mercado eléctrico integrado o de posibles submercados para optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles de hidroelectricidad y gas natural y la identificación de los corredores electroenergéticos para el funcionamiento físico de los mercados.

La Fase I de este estudio, cuya duración será de doce meses, se está desarrollando actualmente y finalizará en el cuarto trimestre de 1998. La Fase II, terminará en el segundo trimestre de 1999.

El proyecto, prestará especial atención al aprovechamiento de las complementariedades electroenergéticas en el continente, a través de dos formas de integración física entre los países:

- La interconexión eléctrica, que permite:
  - La complementación entre recursos hidráulicos de diversos países, aprovechando la diversidad hidrológica tanto en lo periodos de sequía como de abundancia en el continente.
  - La complementación entre las centrales hidráulicas, que pueden generar grandes cantidades de energía "secundaria" (es decir cuya existencia no puede asegurarse con certeza), de bajo costo de oportunidad, y las centrales térmicas, que permiten dar el carácter de "firme" a la energía del conjunto hidrotérmico.
  - El aprovechamiento de la diversidad de las demandas máximas de los sistemas eléctricos de la región, lo que permite compartir entre países la capacidad de generación destinada a cubrir esos máximos.
- La construcción de gasoductos, que da lugar a la complementación entre países exportadores e importadores de gas natural, permitiendo la expansión del uso de esta fuente en la generación eléctrica.

Este proyecto permitirá contar con un análisis de la viabilidad de un mercado eléctrico mayorista único, o diversos submercados que resulten aptos para potenciar el empleo integrado de los recursos energéticos. El análisis incluirá entre otras, las siguientes actividades:

- Evaluación del impacto de la creación de uno o varios mercados integrados en América del Sur, sobre el empleo de los recursos primarios, tales como hidroelectricidad y gas natural.
- Identificación de los posibles "corredores electroenergéticos" necesarios para el funcionamiento de esos mercados integrados.
- Análisis básicos del marco institucional y regulatorio necesario para el funcionamiento de mercados eléctricos integrados.
- Evaluación de la complementariedad hidrológica de los principales sistemas hidroeléctricos de la región
- Evaluación de los beneficios de una mayor interconexión internacional, al permitir a los países aprovechar la complementariedad hidrológica y compartir el uso de las centrales térmicas de respaldo. Se incluirá una estimación de la reducción de las restricciones de suministro y de la ampliación de la oferta de energía y potencia, como resultado de una mayor interconexión internacional.

La segunda fase del proyecto, incluirá un análisis de sensibilidad de los resultados frente a variaciones de la demanda, la evaluación de los impactos ambientales de la integración, y un estudio detallado de los aspectos regulatorios e institucionales involucrados.

#### 4.0 SITUACIÓN ACTUAL EN SUDAMÉRICA

Antes de presentar los resultados preliminares del proyecto es importante describir el actual desarrollo de los mercados en Sudamérica.

La globalización de la economía y la vinculación de capital privado en la industria de energía eléctrica ha permitido la creación de mercados a nivel nacional como son los casos de Argentina, Chile, Perú, Colombia, Bolivia y próximamente Brasil.

La Tabla 1 muestra un resumen de las condiciones en que operan los mercados actualmente en todos los países de Sudamérica.

Tabla 1. Operación de Mercados Eléctricos en Sudamérica

| PAÍS      | OPERACIÓN MERCADO   |
|-----------|---|
| ARGENTINA | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado Spot                             <ul style="list-style-type: none"> <li>* Precio Spot</li> <li>* Precio Estacional estabilizado</li> </ul> </li> <li>• Mercado de Contratos</li> </ul> |
| BOLIVIA   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado Spot</li> <li>• Mercado de Contratos</li> </ul>  |
| BRASIL    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado de Contratos</li> </ul>  |
| CHILE     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado Spot</li> <li>• Mercado de Contratos                             <ul style="list-style-type: none"> <li>* Precios libres</li> <li>* Precios regulados</li> </ul> </li> </ul>           |
| COLOMBIA  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado Spot</li> <li>• Mercado de Contratos</li> </ul>  |
| ECUADOR   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado Spot</li> <li>• Mercado de Contratos</li> </ul>  |
| PARAGUAY  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado de Contratos</li> </ul>  |
| PERÚ      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado Spot</li> <li>• Mercado de Contratos                             <ul style="list-style-type: none"> <li>* Precios libres</li> <li>* Precios regulados</li> </ul> </li> </ul>           |
| URUGUAY   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Legislación en trámite</li> </ul>  |
| VENEZUELA | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Legislación en trámite</li> </ul>  |

A medida que los mercados se han desarrollado se ha incrementado la participación privada pudiéndose dividir en 3 niveles tal como muestra la Figura 1.

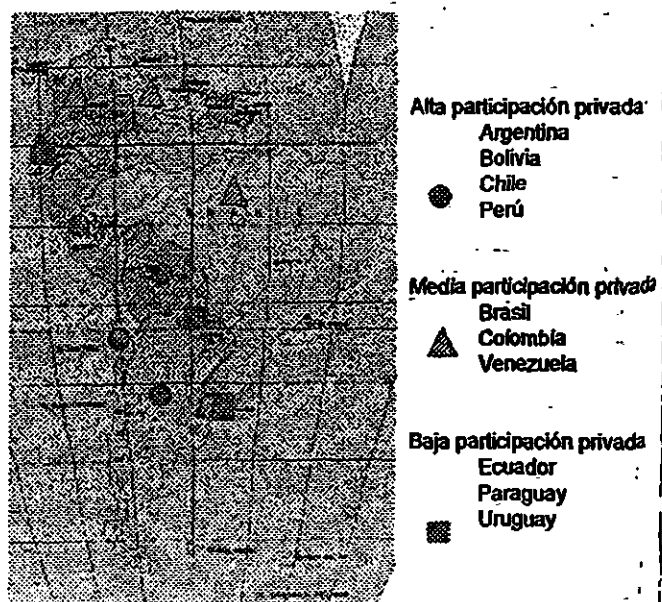


Figura 1. Participación privada en Sudamérica

Adicionalmente, la Figura-2 muestra las interconexiones eléctricas y gasíferas existentes y proyectadas las cuales se detallan en la Tabla 2.

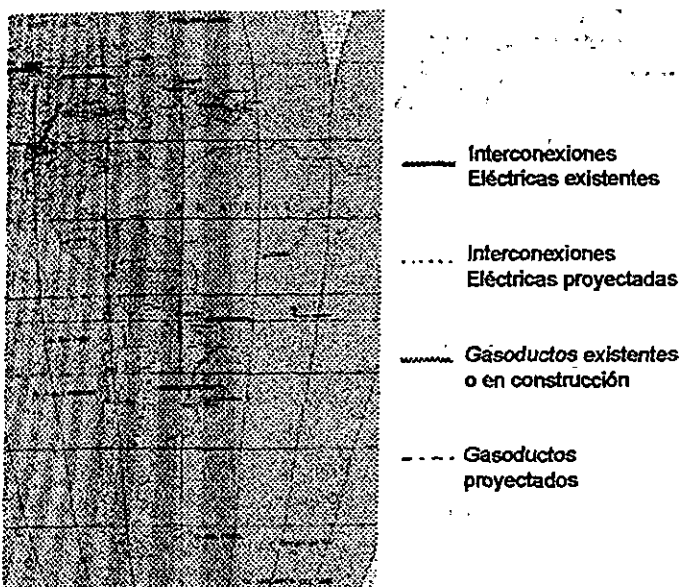


Figura 2. Interconexiones eléctricas y gasíferas

Tabla 2. Interconexiones eléctricas y gasíferas

| PAÍSES             | TIPO INTERCONEXIÓN | CAPACIDAD | ESTADO       |
|--------------------|--------------------|-----------|--------------|
| Argentina-Brasil   | Eléctrica          | 1000 MW   | Proyectada   |
|                    | Eléctrica Gasífera | 50 MW     | Existente    |
| Argentina-Chile    | Eléctrica Gasífera | 600 MW    | Proyectada   |
|                    | 2 Gasíferas        |           | Existente    |
| Argentina-Uruguay  | Eléctrica Gasífera | 2000 MW   | Existente    |
|                    | Gasífera           |           | Proyectada   |
| Bolivia-Brasil     | Gasífera           |           | Construcción |
| Brasil-Uruguay     | Eléctrica          | 70 MW     | Proyectada   |
| Brasil-Venezuela   | Eléctrica          | 200 MW    | Construcción |
| Colombia-Ecuador   | Eléctrica          | 40 MW     | Existente    |
| Colombia-Venezuela | Eléctrica          | 150 MW    | Existente    |
|                    | Eléctrica          | 150 MW    | Existente    |
|                    | Eléctrica          | 80 MW     | Existente    |

#### 5.0 RESULTADOS PRELIMINARES

##### 5.1 Demanda

Considerando que la vinculación eléctrica requiere la existencia de una infraestructura física fija, las posibilidades de integración se facilitan principalmente a nivel de países vecinos.

Sin embargo, se puede mostrar la conveniencia económica de interconexiones entre países no fronterizos, aprovechando, en algunos casos, infraestructuras preexistentes vecinas.

Las dimensiones de los mercados acotan, en cierto aspecto, los alcances de las complementaciones utilizables.

Considerando los consumos totales, de cada uno de los Mercados Nacionales pueden establecerse tres subconjuntos que ordenados cuantitativamente son: mayores de 50 Twh, Brasil, Venezuela y Argentina; entre 10 Twh y 50 Twh, Colombia, Chile y Perú; menores de 10 Twh, Ecuador, Uruguay, Paraguay y Bolivia. A nivel de los

consumos "per capita" pueden definirse dos subconjuntos que, ordenados también cuantitativamente, son: mayores de 1000 kwh/habitante, Venezuela, Brasil, Chile, Uruguay y Argentina; menores de 1000 kwh, Colombia, Paraguay, Ecuador, Perú y Bolivia.

En Sudamérica, en el sentido Este - Oeste, el eje mayor abarca un ángulo superior a los 45° de longitud, y las horas nacionales, teniendo en cuenta, además, las diferencias estacionales llegan a ajustarse a 4 husos horarios diferentes: -2, -3, -4 y -5, a partir de Greenwich. Esto implica una diferencia de hasta cuatro horas entre las demandas máximas más alejadas, en el sentido indicado. Ello puede, potencialmente, implicar ahorros significativos en instalaciones, mediante una complementación adecuada.

Desde el punto de vista estacional influye la diferencia de latitudes norte y sur y, en particular, las porciones territoriales a ambos lados del Ecuador, que registran estaciones climáticas distintas, en una misma fecha, posibilitando así, la eventual complementación.

##### • Evaluación histórica de la demanda

El crecimiento de la demanda eléctrica sudamericana ha tenido un ritmo moderado, en el pasado reciente. La tasa anual promedio del conjunto de países alcanzó un valor de 4,6% anual, para el consumo de energía medido a nivel usuarios finales (facturación) del Servicio Público, en el período 1991/96.

Los crecimientos promedio de cada país, en el período, han sido disímiles, pudiendo clasificarse en los tres subconjuntos que siguen, ordenados de mayor a menor:

- Tasas superiores al 8%: Chile (15,3% y 10,3%), Paraguay (8,8%) y Bolivia (8,8%).
- Tasas comprendidas entre el 4% y el 8%: Argentina (6,6%), Ecuador (6,1%), Uruguay (4,8%) y Perú (4,1%).
- Tasas inferiores al 4%: Brasil (3,7%), Colombia (3,4%) y Venezuela (3,4%).

Teniendo en cuenta el examen del PIB y relacionando su crecimiento medio para 1991/96, a nivel sudamericano, del 3,8%, con su similar para energía eléctrica, 4,6%, puede establecerse una elasticidad entre ambos de 1,21, lo que indica un ritmo de crecimiento algo mayor de la energía eléctrica respecto al PIB. Aún cuando el ritmo más acentuado de la energía es habitual en los diagnósticos, ello no es forzosamente obligado, dependiendo del país y de su coyuntura temporal, como lo evidencia la situación de Colombia en 1992, con un pronunciado racionamiento que produjo una tasa negativa de energía y en contraste hubo desarrollo económico con una tasa de crecimiento positiva del PIB.

##### • Proyección de la demanda futura

La tasa resultante de la proyección de la demanda para el total sudamericano tiene un valor de 4,7% anual acumulativo para todo el período, que contrastado con el histórico (4,6%), parece proyectarse dentro de márgenes razonables. Agrupados los países en tres subconjuntos, mayores, iguales o menores a la tasa del conjunto, tenemos el detalle siguiente:

- Mayores a la tasa del conjunto:
  - Chile: 7,9%
  - Bolivia: 7,1%
  - Colombia: 6,2%
  - Paraguay: 6,2%
  - Ecuador: 6,0%



- Iguales a la tasa del conjunto:

- Argentina: 4,7%

- Menores que la tasa del conjunto:

- Perú: 4,4%

- Brasil: 4,3%

- Venezuela: 3,1%

- Uruguay: 2,6%

• **Diversidad horaria y estacionalidad de la demanda.**

Las demandas máximas de los diez países sudamericanos, no son coincidentes. Ello implica que no acontecen todas ellas en la misma hora, el mismo día y el mismo mes del año. Esta diferenciación en el tiempo de ocurrencia de las máximas, que muestra que las mismas no coinciden en la misma hora sino que se presentan separadamente, manteniendo entre sí intervalos temporales que pueden fluctuar entre una hora y un lapso que no supere el año, es denominada, Diversidad Horaria.

Un concepto complementario es el de disponibilidad. Dado que cada país debe cubrir, al menos, su carga máxima, puede considerarse que en todo momento dicho país dispondrá de una potencia ofertable igual, en cada hora i a la diferencia entre su carga máxima y la carga registrada en la hora i. Se define como disponibilidad a dicha potencia ofertable. En la hora en que se registra su máxima, la disponibilidad de un país se anula.

Es importante resaltar que la diversidad entre máximas no sólo ocurre por las diferentes modalidades y características de cada país, que inciden en la configuración de su diagrama, sino también por los diferentes husos horarios en los que están localizados los países, lo que implica un corrimiento relativo de su hora nacional respecto de la de los países restantes.

La extensión territorial de Sudamérica en el sentido Este - Oeste incide en este análisis. El eje mayor en este sentido, abarca un ángulo superior a los 45° de longitud y las horas nacionales, teniendo en cuenta además las diferencias estacionales llegan a ajustarse a 4 husos diferentes: -2, -3, -4, -5, a partir de Greenwich. En caso de diagramas proporcionales, ello implicaría una diferencia o diversidad de cuatro horas entre las demandas máximas más alejadas en el sentido indicado. Cabe aclarar que, para homogeneizar la comparación, se adoptó como referencia el huso horario comprendido en Sudamérica más cercano a Greenwich, inicialmente considerando el -3.

Ampliando la explicación, entre un huso horario -2 y un huso -5, media una diferencia de 4 horas. Ello significa que, si en el huso -2 son las 12 horas, en el huso -5 son las 9 horas. Si el huso de referencia es el -3, y este registra las 11 horas, las horas coincidentes y correspondientes cargas, en los husos considerados serán: huso -2, 12 horas; huso -3, 11 horas; huso -4, 10 horas; huso -5, 9 horas.

Los valores resultantes para 1996 son: disponibilidad mínima para el invierno, 6092 MW; a las 19 horas (del huso horario -3), coincidiendo con las máximas de Brasil y Paraguay. El valor similar para Verano alcanza a los 6638 MW, a las 21 horas (huso horario -3), coincidiendo con las máximas de Bolivia, Paraguay, Uruguay y Venezuela.

Los valores similares para el 2010 son: 11.982 MW a las 19 horas, coincidiendo con las máximas de Brasil y Paraguay; verano, 13.512 MW, coincidiendo con las máximas de Bolivia, Ecuador, Paraguay, Uruguay y Venezuela.

Los valores de mínima antes consignados tienen un valor indicativo de la importancia de la inversión que podría llegar a ahorrarse por

reducción de equipos de generación, mediante su uso como demanda, como por ejemplo Brasil, que maneja cuidadosamente el financiamiento, dados los fuertes requerimientos de fondos que requiere su expansión, como lo evidencia, por ejemplo, la consecuente política conservacionista.

Sin embargo los países más beneficiables son los que registran máximas en las horas de mayor disponibilidad y, por otra parte, de menor demanda ya que, en términos relativos de su demanda máxima, son los que mayor cobertura porcentual obtienen.

**5.2 Oferta**

Las tendencias históricas que incidieron en la actual oferta eléctrica en los países de Sudamérica, fueron influidas por diversos factores condicionantes, entre ellos: disponibilidad de recursos energéticos, la región, desarrollo de las tecnologías vinculadas a la prestación de servicios, políticas y regulaciones energéticas y eléctricas.

La generación hidroeléctrica, con una participación del 82,3 % de la energía eléctrica total, en Sudamérica, en 1996, es indudablemente la principal fuente de aporte actual.

El 17,7 % restante de la generación eléctrica sudamericana provisto a partir de derivados líquidos del petróleo, gas natural, carbón y combustible nuclear. El monto más importante corresponde al gas natural, utilizable fundamentalmente en las generaciones tipo turbovapor, turbogas y ciclo combinado. Aún cuando el uso del gas es anterior, el comienzo de su aplicación intensiva se remonta aproximadamente a algo más de dos décadas atrás. Desde el punto de vista del recurso, en ello incide el descubrimiento de nuevos yacimientos importantes, de vastas reservas y bajos precios de extracción y, consecuentemente la construcción de gasoductos. Factores limitantes futuros se relacionan con el horizonte de reservas frente a una explotación de intensidad creciente y con los costos futuros de extracción de las mismas.

Desde el punto de vista de las tecnologías de generación, los factores que más juegan son los avances en turbinas de gas y ciclos combinados: mejora sensible de los rendimientos; mejoras de diseño y materiales, reducción de costos de inversión y consecuente aumento de rentabilidad.

El gas, sustituye a los derivados del petróleo en la generación de turbovapor e impulsa nuevas implantaciones en turbinas a ciclo abierto y ciclo combinado, las que se han transformado en los principales protagonistas de ampliaciones actuales y futuras de la generación eléctrica, en los países que cuentan con gas, en cuyo caso compiten favorablemente con los nuevos aprovechamientos hidroeléctricos. En ello influye también la privatización del sector, que los inversionistas privados priorizan la rentabilidad y tiempo de recuperación de la inversión sobre los aspectos conservacionistas, costos y disponibilidades futuras del recurso. (Teniendo en cuenta que el agua es una fuente renovable no siéndolo el gas).

Las importaciones y exportaciones del gas tienen un fuerte incremento en la actualidad, desarrollándose la construcción de gasoductos que conectan países productores con países que carecen del fluido o lo disponen en volúmenes relativamente escasos.

Aún cuando Sudamérica tiene reservas importantes de gas natural, sus disponibilidades relativas en términos mundiales, ocupan un lugar inferior al del agua.

En relación a los derivados líquidos del petróleo, tanto el fuel oil como el gas oil están disminuyendo su participación relativa por la sustitución del gas. El fuel se está usando en generación turbovapor en general en circunstancias de carencia local o estacional del gas

similar situación acontece con el gas oil en generación turbogas de ciclo abierto o combinado.

El carbón mantiene o declina su uso, centrado a los países productores: Chile, Brasil, Colombia y Argentina.

Finalmente la energía nuclear concentrada en Argentina y Brasil, mantiene una participación limitada, tanto actual como futura, teniendo en cuenta los fuertes costos de inversión que requiere.

La composición hidrotérmica por país y Sudamérica para el año base 1996, se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Composición hidrotérmica por país y Sudamérica

| PAÍS         | POT. TOTAL MW | POTENCIA HIDRÁULICA |             | POTENCIA TÉRMICA |             |
|--------------|---------------|---------------------|-------------|------------------|-------------|
|              |               | MW                  | %           | MW               | %           |
| Paraguay     | 7097          | 7096                | 100,0       | 0,5              | 0,0         |
| Brasil       | 55885         | 52160               | 93,3        | 3725             | 6,7         |
| Colombia     | 10600         | 8017                | 75,6        | 2583             | 24,4        |
| Uruguay      | 2113          | 1524                | 72,1        | 589              | 27,9        |
| Perú         | 2605          | 1868                | 71,7        | 737              | 28,3        |
| Chile        | 6002          | 3674                | 61,2        | 2328             | 38,8        |
| Venezuela    | 16561         | 10091               | 60,9        | 6470             | 39,1        |
| Ecuador      | 2057          | 1115                | 54,2        | 942              | 45,8        |
| Argentina    | 17492         | 8113                | 46,4        | 9379             | 53,6        |
| Bolivia      | 662           | 255                 | 38,5        | 407              | 61,5        |
| <b>TOTAL</b> | <b>123074</b> | <b>93913</b>        | <b>76,3</b> | <b>29161</b>     | <b>23,7</b> |

• **Análisis de la oferta futura**

Puede visualizarse que las dos grandes tendencias al desarrollo futuro en Sudamérica estarán comprendidas en el ámbito de lo hidroeléctrico, capacidad actualmente preponderante, y del gas natural, la tendencia de dinámica más fuerte, en particular en grupos turbogas y ciclo combinado.

En aquellos países cuya disponibilidad de gas natural es, en términos relativos, escasa, por ejemplo Brasil, se mantendría la dinámica hidroeléctrica. En aquellos en que el gas sea abundante, es muy probable que se opte por el criterio de máquinas utilizando gas como combustible.

Hay situaciones intermedias, por ejemplo, la de aprovechamientos binacionales con países ribereños que reúnen opciones diferentes, dentro de las comentadas. En este caso pueden establecerse desarrollos hidroeléctricos conjuntos.

Respecto a las principales razones que inciden en la expansión del gas, puede citarse:

- Bajo costo de implantación relativo, respecto a las demás tecnologías de generación, con el consiguiente menor requerimiento de inversión. A ello se une la reducción de costos unitarios de inversión en los equipamientos turbogas y ciclo combinado y la rapidez de instalación y puesta en servicio de máquinas de estas tecnologías. Ello favorece la recuperación del capital en lapso menor y un incremento en la rentabilidad.

- Disponibilidad de gas a bajo costo, sin restricciones estacionales en las regiones más próximas a los yacimientos. Cabe agregar a ello el venteo y la existencia de penalizaciones al mismo. El aprovechamiento eléctrico evita estas pérdidas.

- Mejoras en los rendimientos de estas máquinas por la transferencia de tecnología desarrollada para turbinas de aviación, con mejoras en materiales, diseño de álabes y cámara de combustión, lo que posibilita mayores temperaturas y compresión. Así, en tanto la turbina a gas de ciclo abierto se ha acercado al consumo de una

turbovapor moderna, el del ciclo combinado está por debajo del de esta última. Un elemento importante es que estas nuevas tecnologías posibilitarían un aumento del factor de planta de estos equipamientos, no obstante ser más livianos que otros grupos térmicos (Vapor, nuclear).

- Inversiones de firmas petroleras y gasíferas que, además de disponer de financiamiento, optimizan el aprovechamiento de sus yacimientos y gasoductos existentes. (Tanto en infraestructura como en combustibles)

- Expectativas de futuras exportaciones con la consiguiente ampliación de la demanda y mejora en la retribución.

- Esta situación implica una fuerte expansión futura de la oferta eléctrica, con base en equipamientos térmicos, ciclo combinado y turbogas, lo que redundará en importantes requerimientos de gas natural. De ello se infiere una profunda interacción entre el sector eléctrico y la industria del gas. Consecuentemente, la sustentabilidad de la previsión eléctrica está íntimamente ligada con la evolución que experimente el sector gasífero. Es importante la disponibilidad de reservas y la variación que experimenten los costos de extracción, en función de los crecientes volúmenes que se requieran.

- Como elemento negativo, puede comentarse que el desempeño de estos equipos, especialmente a largo plazo, no se conoce con claridad. Se han presentado falencias en algunos equipos, en muchos casos prototipos. Cabe mencionar fisuras en álabes y piezas de inserción de estos y consumos unitarios de combustible superiores a los especificados.

En la Tabla 4 se presenta un resumen para Sudamérica, entre años extremos 1996 y 2010, que permite visualizar las tendencias.

Tabla 4. Potencia: variaciones en la participación

| CONCEPTO POTENCIA INSTALADA | AÑO 1996      |            | AÑO 2010      |            | VARIACIÓN 1996 - 2010 |
|-----------------------------|---------------|------------|---------------|------------|-----------------------|
|                             | MW            | %          | MW            | %          |                       |
| Hidroeléctrico              | 93913         | 78         | 152826        | 66         | -12                   |
| Turbo Vapor                 | 16088         | 13         | 25291         | 11         | -2                    |
| Turbo Gas                   | 8617          | 7          | 21695         | 9          | 2                     |
| Ciclo Combinado             | 164           | 0          | 25214         | 11         | 11                    |
| Diesel                      | 630           | 1          | 901           | 0          | 0                     |
| Nuclear                     | 1662          | 1          | 6334          | 3          | 1                     |
| Subtotal Térmico            | 27161         | 22         | 79435         | 34         | 12                    |
| <b>TOTAL</b>                | <b>121074</b> | <b>100</b> | <b>232264</b> | <b>100</b> | <b>9</b>              |

Como puede apreciarse, la dinámica más fuerte se produce en el Ciclo Combinado que aumenta un 12% su participación. Le sigue, con sensible menor ritmo, el equipamiento turbogas, que alcanza el 2%, en incremento de participación. Finalmente, la capacidad nuclear gana un 1%, en el periodo. El incremento total bruto de estas tecnologías alcanza al 14%. Dado que el rubro Turbopapor declina un -2%, el incremento neto resultante para el subtotal térmico es del 12%. Este aumento de participación térmica es compensado con una reducción del -12 % en la participación hidroeléctrica.

**5.3 Análisis hidrológico**

El análisis hidrológico se concentra en estudiar las oportunidades de complementariedad entre los países.

El procedimiento se implementó en los siguientes pasos:

• **Análisis de la correlación espacial**

Fue calculada la correlación espacial entre las energías afluentes de los países, lo que es una primera indicación de las oportunidades para la complementariedad

• **Comparación de las energías afluentes mínimas aisladas e integradas**

Se definió la energía afluente mínima de cada país aislado como la menor energía anual observada en el histórico. La suma de las energías mínimas aisladas fue entonces comparada con la energía mínima integrada, calculada a partir de la suma de los históricos de energías afluentes.

Para el análisis de la Complementariedad Estacional, las tablas a continuación resumen los resultados para tres situaciones:

- Cono Sur: Paraguay fue analizado con Argentina y Brasil
- Pacto Andino
- Continente

Tabla 5. Oportunidad de Complementación Estacional Cono Sur

| PAÍS            | EEAisl. (TWh/mes) | EEInt. (TWh/mes) |
|-----------------|-------------------|------------------|
| Argentina       | 1.93              |                  |
| Bolivia         | 0.075             |                  |
| Brasil-Se       | 10.90             |                  |
| Brasil-S        | 2.77              |                  |
| Chile           | 1.07              |                  |
| Uruguay         | 0.52              |                  |
| <b>Total</b>    | <b>17.26</b>      | <b>21.33</b>     |
| <b>Ganancia</b> |                   | <b>4.07</b>      |
| <b>Dif. %</b>   |                   | <b>24</b>        |

Tabla 6. Oportunidad de Complementación Estacional Pacto Andino

| PAÍS            | EEAisl. (TWh/mes) | EEInt. (TWh/mes) |
|-----------------|-------------------|------------------|
| Brasil-Ne       | 1.57              |                  |
| Brasil-N        | 0.94              |                  |
| Colombia        | 1.76              |                  |
| Ecuador         | 0.47              |                  |
| Peru            | 0.54              |                  |
| Venezuela       | 1.30              |                  |
| <b>Total</b>    | <b>6.58</b>       | <b>12.96</b>     |
| <b>Ganancia</b> |                   | <b>6.40</b>      |
| <b>Dif. %</b>   |                   | <b>97</b>        |

Tabla 7. Oportunidad de Complementación Estacional Continente

| PAÍS            | EEAisl. (TWh/mes) | EEInt. (TWh/mes) |
|-----------------|-------------------|------------------|
| Argentina       | 1.93              |                  |
| Bolivia         | 0.07              |                  |
| Brasil-Se       | 10.90             |                  |
| Brasil-S        | 2.77              |                  |
| Brasil-Ne       | 1.57              |                  |
| Brasil-N        | 0.94              |                  |
| Chile           | 1.07              |                  |
| Colombia        | 1.76              |                  |
| Ecuador         | 0.47              |                  |
| Peru            | 0.54              |                  |
| Uruguay         | 0.52              |                  |
| Venezuela       | 1.30              |                  |
| <b>Total</b>    | <b>23.83</b>      | <b>35.61</b>     |
| <b>Ganancia</b> |                   | <b>11.77</b>     |
| <b>Dif. %</b>   |                   | <b>49</b>        |

Para el análisis de la Complementariedad Anual los cuadros a continuación resumen los resultados para tres situaciones:

- Cono Sur: Chile no fue considerado en esta análisis por falta de datos de caudales de 1981 hasta 1992; Paraguay fue analizado con Argentina y Brasil
- Pacto Andino
- Continente

Tabla 8. Oportunidad de Complementación Anual - Cono Sur

| PAÍS            | EEAisl. (TWh/año) | EEInt. (TWh/año) |
|-----------------|-------------------|------------------|
| Argentina       | 24                |                  |
| Bolivia         | 1.6               |                  |
| Brasil-Se       | 230               |                  |
| Brasil-S        | 27                |                  |
| Uruguay         | 8                 |                  |
| <b>Total</b>    | <b>290</b>        | <b>319</b>       |
| <b>Ganancia</b> |                   | <b>29</b>        |
| <b>Dif. %</b>   |                   | <b>10</b>        |

Tabla 9. Oportunidad de Complementación Anual - Pacto Andino

| PAÍS            | EEAisl. (TWh/año) | EEInt. (TWh/año) |
|-----------------|-------------------|------------------|
| Brasil-Ne       | 34                |                  |
| Brasil-N        | 37                |                  |
| Colombia        | 30                |                  |
| Ecuador         | 6                 |                  |
| Peru            | 8                 |                  |
| Venezuela       | 42                |                  |
| <b>Total</b>    | <b>157</b>        | <b>181</b>       |
| <b>Ganancia</b> |                   | <b>23</b>        |
| <b>Dif. %</b>   |                   | <b>15</b>        |

Tabla 10. Oportunidad de Complementación Anual - Continente

| PAÍS            | EEAisl. (TWh/año) | EEInt. (TWh/año) |
|-----------------|-------------------|------------------|
| Argentina       | 24                |                  |
| Bolivia         | 1.6               |                  |
| Brasil-Se       | 230               |                  |
| Brasil-S        | 27                |                  |
| Brasil-Ne       | 34                |                  |
| Brasil-N        | 37                |                  |
| Colombia        | 30                |                  |
| Ecuador         | 6                 |                  |
| Peru            | 8                 |                  |
| Uruguay         | 8                 |                  |
| Venezuela       | 42                |                  |
| <b>Total</b>    | <b>448</b>        | <b>543</b>       |
| <b>Ganancia</b> |                   | <b>95</b>        |
| <b>Dif. %</b>   |                   | <b>21</b>        |

**6.0 CONCLUSIONES**

En Sudamérica existe un gran potencial de integración energética que ofrece importantes oportunidades de negocio tanto a las empresas productoras y transportadoras de energía existentes en la región, como a los nuevos inversionistas. Dichas oportunidades de negocio además de permitir obtener importantes rentabilidades a quienes participen, logrará en el largo plazo mediante el incremento de la competencia, tarifas menores a los clientes de la energía.

El principal hecho que ha inducido la integración energética es la creación de mercados competitivos y la consecuente participación privada, que han convertido la energía en un bien transable, cambiando así la vieja concepción de bien estratégico y no transable entre países. Esta evidencia se observa en el Mercosur, donde dicha integración se ha acelerado en el último año. Adicionalmente, en la región Andina se espera que en un corto plazo Venezuela modernice el Sector Eléctrico facilitando la creación de la Bolsa Andina

En el proyecto de la CIER se han identificado oportunidades en la demanda, en la complementariedad hidrológica y en el aprovechamiento de la capacidad instalada existente y la futura, destacándose el papel que desempeñará el gas dentro de la canasta energética. Para viabilizar el aprovechamiento de estas oportunidades es necesario modernizar la regulación y los aspectos institucionales para viabilizar esta integración.

**RECONOCIMIENTOS**

Los autores reconocen la labor desarrollada por los miembros del GTMMI conformado por: Ing. Ramón Sanz e Ing. Roberto Gaido, CAMESA, Argentina; Ing. Osvaldo Quiroga e Ing. Rudy Peredo, BOCIER, Bolivia; Ing. Luis Augusto Lattari e Ing. Mario Daher, ELETROBRAS, Brasil; Ing. Juan Eduardo Vásquez Moya e Ing. Miguel Vergara, ENDESA, Chile; Ing. Gabriel Arguello Ríos, INECEL, Ecuador; Ing. Osvaldo Román Romei, ANDE, Paraguay; Ing. Rosendo Ramírez, EDEGEL, Perú; Ing. Enrique Topolansky, UTE, Uruguay; e Ing. Aida Daboin, EDELCA, Venezuela. Así mismo, el apoyo de la Secretaria General de la CIER al GTMMI.

**BIBLIOGRAFIA**

- Rincón Sergent, Hugo. La Visión de CIER de la Integración Eléctrica Regional. Revista de la Comisión de Integración Eléctrica Regional. Año VI - No.22, Diciembre 1997.
- Proyecto CIER-02, Un paso significativo hacia la Integración Energética Sudamericana. Boletín de la Comisión de Integración Eléctrica Regional. Año XXXIV - No.300, Febrero/Marzo 1998.
- FB-IDEE, CEPEL y PSRI Proyecto CIER-02-Análisis de la Demanda. Diciembre 1997
- FB-IDEE, CEPEL y PSRI Proyecto CIER-02-Análisis de la Oferta. Marzo 1998
- FB-IDEE, CEPEL y PSRI Proyecto CIER-02-Análisis Hidrológico. Marzo 1998.

## EXPERIENCIAS DE LA INTERCONEXION CON VENEZUELA Y REQUERIMIENTOS DE REGLAMENTACIÓN EN INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.

ISAGEN S.A. "E.S.P."

**PALABRAS CLAVES:** Cuestecitas-Cuatricentenario, interconexiones internacionales, reglamentación, contrato de interconexión, EDELCA, ISAGEN, Bolsa de Energía, MEM.

**RESUMEN.** Se presentan las experiencias de ISAGEN con la interconexión Colombia - Venezuela, destacándose la ausencia de una regulación adecuada a este tipo de interconexiones. Se hace un análisis acerca de la utilización de esta interconexión. Adicionalmente se destacan las buenas perspectivas de comercialización de energía en la región centro y suramericana y se señalan los aspectos claves que deben reglamentarse para que el proceso de integración regional eléctrico sea exitoso.

### 1. INTRODUCCION

A partir de 1983 se realizaron reuniones y estudios entre representantes de Colombia y Venezuela con el objetivo de analizar y considerar la posibilidad de interconexión eléctrica de los sistemas de ambos países.

En diciembre de 1989 se firmó un acuerdo para la construcción de un circuito sencillo a 230 kV entre las subestaciones de Cuatricentenario en Venezuela y Cuestecitas en Colombia.

En 1991 se presentó a consideración del CONPES (Consejo Nacional de Política Económica y Social) en Colombia la autorización a la Nación para contratar crédito externo y, teniendo en cuenta la necesidad de garantizar la calidad del servicio en el corto y mediano plazo en la Costa Atlántica, se incluyó el proyecto de interconexión con Venezuela en el plan de expansión eléctrico colombiano. Posteriormente, en 1992, y con motivo del racionamiento de energía, se incluyó esta interconexión en un plan de emergencia.

Los objetivos de la interconexión eran: Mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano, incrementar la posibilidad de utilización de recursos energéticos y servir de respaldo para ambos países en caso de emergencia.

El contrato de interconexión eléctrica fue suscrito

por EDELCA de Venezuela e ISA de Colombia, en noviembre de 1992. Después, con la escisión de ISA en 1995, el contrato fue cedido a ISAGEN, empresa que quedó como agente representante de la interconexión en Colombia.

### 2. CARACTERÍSTICAS DE LA INTERCONEXIÓN

La interconexión Cuestecitas - Cuatricentenario consta de un circuito sencillo a 230 kV, con una longitud aproximada de 124 km, 42 de los cuales se encuentran en territorio colombiano, y los 82 restantes en Venezuela, y conecta los sistemas regionales de ENELVEN de Venezuela y CORELCA de Colombia.

La línea entró en operación en noviembre de 1992 con una capacidad de 100 MW. Con una compensación instalada en la subestación Cuestecitas en 1995, la línea aumentó su capacidad de transporte a 200 MW.

Por las características operativas de los sistemas regionales en cada país, existen algunas limitaciones:

En Colombia, la línea Sabana-Fundación, ha impuesto restricciones a la importación de Venezuela, de tal forma que en ocasiones no es posible importar más de 150 MW. Con el segundo circuito de Sabana - Fundación a partir de 1998 se soluciona esta situación.

En Venezuela, el sistema de ENELVEN se abastece con generación térmica propia e importa generación hidráulica del oriente venezolano, limitada por la línea Yaracuy-Tablazo y la capacidad de transporte de las líneas a 230 kV que cruzan el Lago de Maracaibo. Con la entrada en operación del tercer circuito a 400 kV de la línea Yaracuy - Tablazo y el cruce previsto del lago, con líneas a 400 kV, se ofrece la posibilidad de disponer en la zona de ENELVEN de una mayor cantidad de energía de origen hidráulico.

### 3. CONTRATO DE INTERCONEXIÓN

Mediante acuerdos ministeriales entre Colombia y

Venezuela en diciembre de 1989 se convino que la tarifa de compra de energía hacia Colombia tendría dos componentes: Una componente fija para amortizar la inversión del tramo venezolano de la línea y una componente variable que depende del tipo de combustible utilizado para generar en el lado venezolano.

En noviembre de 1992, se firmó entre interconexión Eléctrica ISA y C.V.G. Electrificación del Caroní C.A. - EDELCA-, el "CONTRATO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EDELCA - ISA", con el objeto de regular los aspectos operativos, comerciales y administrativos de la interconexión eléctrica Venezuela-Colombia, así como las condiciones por las cuales se registró ésta.

En 1995, con la escisión de ISA, el contrato fue cedido por ISA a ISAGEN. La parte operativa de la Interconexión continuó bajo la coordinación de OPSIS en Venezuela y el Centro Nacional de Despacho de ISA en Colombia.

Con el fin de aumentar la confiabilidad del Sistema Colombiano, se firmaron entre ISAGEN y EDELCA, contratos de importación de energía firme en las estaciones de verano de 1996 y 1997.

#### 4. ASPECTOS OPERATIVOS DE LA INTERCONEXIÓN

Desde su entrada en operación, para efectos de planeamiento operativo en el sistema eléctrico colombiano, la línea ha sido modelada como una planta térmica localizada en la frontera colombo-venezolana.

La función más importante de la línea, además del suministro de energía al sistema colombiano en condiciones de emergencia, ha sido la de regular frecuencia y tensión para evitar colapsos muy probables en el área de la costa atlántica.

En el periodo comprendido entre noviembre de 1992 y julio 19 de 1995, la interconexión se operó con base en el acuerdo reglamentario para la operación del Sistema Interconectado Colombiano. A partir del 20 de julio de 1995, la interconexión se asimila a una planta de generación térmica en la Bolsa de Energía colombiana, en la cual, el despacho horario se realiza por orden de mérito según ofertas que los generadores hacen diariamente para las 24 horas del día siguiente. En el caso de la

interconexión, diariamente se recibe de EDELCA una oferta de disponibilidad y precio, con la cual ISAGEN ofrece este recurso en el Mercado de Energía Mayorista - MEM -.

De otra parte, en el régimen regulatorio colombiano, el Sistema de Transmisión Nacional -STN- recibe un ingreso regulado que corresponde a cargos por uso que generadores y comercializadores pagan en cada nodo de la red de alta tensión. En el caso de la interconexión, hay cargos por uso en el nodo de Cuestecitas.

También en la regulación colombiana, existe un cargo por capacidad que se paga a las plantas de generación en la medida en que su potencia es requerida para cubrir la demanda del sistema en una condición hidrológica crítica.

En noviembre de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia -CREG - establece que las interconexiones internacionales pagarán cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN - como una planta de capacidad igual a la potencia máxima de la importación durante el mes. En caso de exportarse energía, el exportador pagará como comercializador. Esto hace que el cargo por uso de la red, cuando se importa, sea un costo variable por depender de la potencia máxima transferida en el mes.

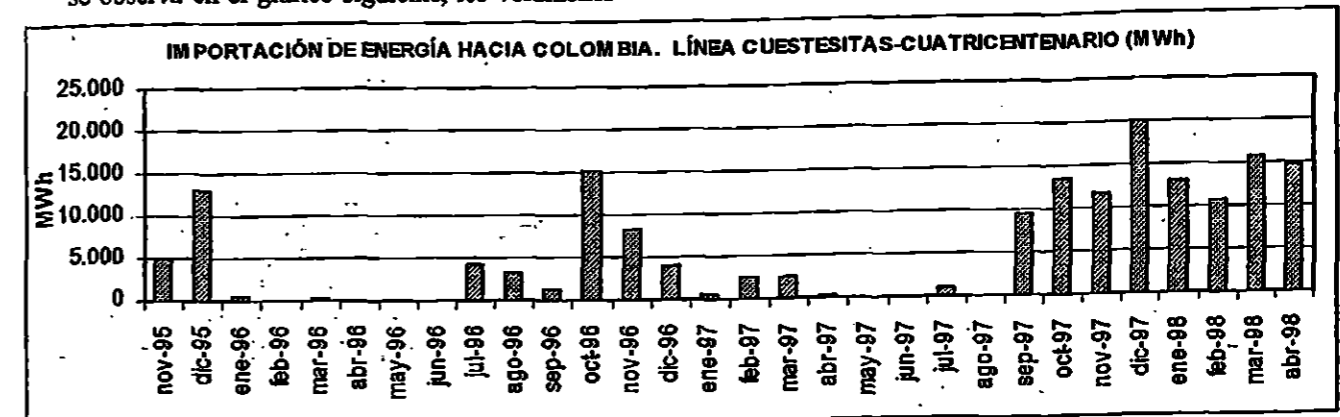
#### 5. INTERCAMBIOS DE ENERGÍA A TRAVÉS DE LA LÍNEA.

La puesta en operación de la Bolsa de Energía en Colombia, cambió las expectativas operativas y comerciales de la interconexión. Si antes se entendía que ésta había sido implementada y estaba disponible para condiciones de emergencia en cualquiera de los dos países, ahora, además de esto, se trataba de comercializar energía de Venezuela en Colombia bajo un esquema regulatorio que había considerado, sólo de una manera muy marginal, las interconexiones internacionales.

Específicamente, con respecto a interconexiones internacionales, la reglamentación se limitaba a decir que éstas serían consideradas, para el pago de cargos por uso, como si fueran una planta térmica o una demanda de un comercializador y a especificar que se necesitaba un contrato de energía firme

de 5 años de duración para tener derecho a cargo por capacidad.

Del total de intercambios de energía entre los dos países, aproximadamente el 98% ha sido energía suministrada por Venezuela a Colombia y como se observa en el gráfico siguiente, los volúmenes



Los precios de oferta asociados a la interconexión no han estado en posibilidad de competir con las ofertas de los recursos locales, lo que hace que las importaciones se limiten a requerimientos por razones de confiabilidad, principalmente. En estas condiciones es difícil recuperar la inversión efectuada en el tramo venezolano y adicionalmente el cargo de uso de red en Colombia no lo favorece por estar ubicado en un nodo de alta exigencia para el STN. De otro lado, la exigencia regulatoria colombiana en cuanto a establecer contratos de energía firme por cinco años, dificulta el reconocimiento del cargo por capacidad para este recurso.

Dejando de lado las condiciones de emergencia para las cuales fue construida la línea, una evaluación económica en el contexto competitivo vigente mostraría que para los volúmenes de energía que se han transferido en los últimos tres años, y los que cabe esperar que se transfieran en el mediano plazo, no es posible recuperar la inversión realizada ni los costos variables asociados.

En conclusión, los bajos volúmenes de energía transferida a través de la interconexión se explican por la inexistencia de una regulación adecuada a las interconexiones internacionales que permita:

- Recuperar los costos de inversión en las

de importación de la línea no han sido significativos desde el inicio del MEM colombiano.

#### líneas

- Calcular y distribuir los cargos por uso de las interconexiones de una manera más racional
- Unas ofertas de recursos internacionales más ajustadas a las condiciones de un mercado competitivo internacional
- Una remuneración adecuada para los recursos de generación comprometidos en las transferencias internacionales
- Un manejo de servicios complementarios que dé cuenta de las particularidades de las interconexiones.

Con un ajuste adecuado del esquema regulatorio aplicable a interconexiones internacionales, es posible hacer competitivo este recurso e incrementar significativamente los volúmenes comercializados.

Como todos estos sesgos en contra de las interconexiones internacionales no obedecen a una política deliberada sino que son el resultado de la falta de reglamentación, es el momento de abordar en profundidad, por parte del regulador, el tema de la regulación de las interconexiones internacionales, dadas las buenas perspectivas de intercambios de energía en el largo plazo entre los países de Centro y Sur América.

## 6. ASPECTOS QUE DEBEN REGLAMENTARSE

De nuestra experiencia como responsables en Colombia de la Interconexión Cuestecitas-Cuatricentenario, queremos mencionar algunos aspectos que deben ser considerados en una reglamentación coherente de las interconexiones internacionales, que les permita competir en igualdad de condiciones con los demás agentes generadores en el mercado colombiano de la energía.

### 6.1 Objeto de la interconexión

Lo primero es definir si una interconexión se hace con criterios estrictamente económicos o para mejorar la confiabilidad de uno o los sistemas que se conectan. Si es para lo segundo, como fue el caso de la Interconexión Cuestecitas-Cuatricentenario, no se puede suponer que las inversiones puedan ser recuperadas bajo las condiciones de un mercado competitivo actual. Se trataría, en realidad, de un costo para mejorar la confiabilidad del sistema, que el país debería pagar en alguna forma, sin distorsionar el mercado y sin esperar que sea una empresa la que absorba los sobrecostos.

La Interconexión Cuestecitas-Cuatricentenario se ha utilizado básicamente para importar energía hacia Colombia. En una perspectiva más amplia, cuando se abre la posibilidad de exportar, lo que existe es el riesgo de deteriorar la confiabilidad de suministro en el país exportador si no se regulan las condiciones y los límites de exportación.

### 6.2 Cargos por uso

Con respecto a los cargos por uso de la red en Colombia, cabe preguntar si en una interconexión construida para propósitos de emergencia tiene sentido que éstos sean cubiertos por la empresa responsable de la interconexión o si, en estos casos, los costos deben ser cubiertos por todos los agentes, comercializadores y grandes consumidores, que demandan energía en el sistema.

La metodología de cobro de los cargos por uso de la red discrimina entre generadores y comercializadores en la definición de la variable base para el cobro: mientras los primeros pagan según capacidad instalada (carga de potencia), los segundos lo hacen de acuerdo con su demanda mensual de energía (carga de energía). Este

procedimiento, discutible en el contexto del mercado colombiano, en cuanto señal apropiada de eficiencia, debería analizarse si es conveniente extenderlo a las interconexiones internacionales.

### 6.3 Precios de oferta

En Colombia, los precios de oferta de los recursos hidráulicos se suponen, según el régimen regulatorio, asociados a las expectativas de costo de oportunidad del agua; la referencia para las ofertas térmicas son los costos variables de generación en termoeléctricas. Sin embargo, la autorización para incluir la percepción del riesgo de los agentes en las ofertas deja abierto un espacio muy grande a las variaciones de precios en el mercado. Otra vez, se trata de un tema que ha generado mucha controversia en el país y ha dado lugar, según una percepción generalizada, a fenómenos especulativos, aparentemente permitidos en la regulación.

No parece conveniente implementar este esquema de fijación de precios de oferta en las interconexiones internacionales. Si las transferencias entre agentes locales, derivadas de variaciones especulativas de los precios, son poco tolerables, con mayor razón debe impedirse que agentes internacionales se puedan beneficiar indebidamente aprovechando las fluctuaciones de los precios locales. Además, mientras hay instancias nacionales que sancionan las prácticas especulativas, no se ve cómo esas sanciones puedan cobijar también a agentes externos. Lo más aconsejable sería reglamentar las ofertas de los agentes externos.

### 6.4 Cargo por capacidad

Es indudable que los contratos de importación de energía quedan en desventaja, al no recibir la remuneración correspondiente al cargo por capacidad, frente a los generadores con los que se compete en el MEM.

En este aspecto, la reglamentación de las interconexiones internacionales debe determinar bajo qué condiciones los contratos de importación de energía firme se hacen merecedores a la remuneración por concepto de cargo por capacidad.

### 6.5 Servicios complementarios

Este es un punto muy importante con respecto al cual la reglamentación del mercado colombiano es

aún deficiente.

Al conectar dos sistemas eléctricos hay que tener en cuenta que en algunas circunstancias un sistema le debe prestar al otro servicios como los de regulación de frecuencia y voltaje. Cualquier contrato de intercambio de energía deberá contemplar, por lo tanto, cláusulas que estipulen la manera como los servicios complementarios van a ser compensados. Lo conveniente es que estas cláusulas estén apoyadas en una regulación clara y coherente con las reglas aplicables al mercado local.

### 6.6 Representación múltiple de una interconexión

Aunque la Interconexión Cuestecitas-Cuatricentenario ha tenido un representante único en Colombia, ISA primero, ISAGEN después, es conveniente estipular bajo qué condiciones y a qué costos podrían varios agentes, varios importadores por ejemplo, hacer uso de una línea de interconexión. Si dos agentes importan energía simultáneamente, ¿cómo se distribuiría esa energía importada a la hora de la liquidación de cuentas? Si un agente tiene el derecho de uso exclusivo de la línea y acepta que otro agente la utilice, ¿qué remuneración reconocería el segundo al primero?. Muchas otras preguntas surgen cuando se quiere aplicar la figura del "libre acceso" a las conexiones internacionales.

## 7. EXPECTATIVAS DE LARGO PLAZO

El potencial de intercambio de energía en el largo plazo entre Colombia y Venezuela en particular y entre los países de Centro y Suramérica es grande.

Se ha intentado, entre los dos países, desarrollar esquemas de comercialización que permitan intercambios de mayores volúmenes de energía. Infortunadamente, los procesos de desregulación de los mercados de energía en los dos países han avanzado a un ritmo muy desigual: el mercado colombiano es ya competitivo, el venezolano es todavía centralizado pero en proceso de liberalización. Esta disparidad en la estructura de los mercados y en sus reglas de funcionamiento dificultan mucho los procesos de negociación de energía si no es que los bloquean por períodos largos.

Dentro del contexto de globalización de los mercados, las interconexiones se convierten en el

medio clave para el mercado de energía eléctrica. Esto trae consigo diversas condiciones comerciales como los fenómenos de alianzas estratégicas, creación de portafolio de productos energéticos entre otros, que atraerán rápidamente más agentes y novedosos esquemas de comercialización. Aunque las perspectivas no son claras, si se cuenta con un régimen regulatorio flexible y ajustado, las perspectivas de comercialización de grandes volúmenes de energía son muy atractivas en el ámbito de un mercado eléctrico y energético regional que iría desde México hasta Suramérica.

Cuando se miran los costos de producción de energía en Centro y Suramérica se encuentra que las ventajas comparativas en costos hacen de Colombia y Venezuela grandes exportadores potenciales de energía si los procesos de evaluación técnica y económica de las interconexiones entre los diferentes países van acompañados del desarrollo de regímenes regulatorios que faciliten, en lugar de obstaculizar, los intercambios internacionales de energía.

No debe perderse de vista que, en las condiciones actuales de globalización de los mercados, incluido el de energía, unas reglas claras, operativas y comerciales, para las transacciones de energía entre los países de Centro y Suramérica abrirían las puertas a inversionistas estratégicos interesados en desarrollar proyectos de generación teniendo como referencia la demanda agregada de la región.

DETERMINACION DEL POTENCIAL DE COGENERACION EN EL SECTOR TERCIARIO DE COLOMBIA

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**PALABRAS CLAVES:** Sector terciario, cogeneración.

**RESUMEN.** La cogeneración se define como la producción simultánea "in situ" de energía eléctrica y térmica. Mediante su implementación se aprovecha en forma eficiente la energía asociada a los combustibles, usando el calor de los gases de escape que de otra forma serían enviados a la atmósfera, lo cual se traduce en ahorro de combustible y ahorro de dinero.

### 1. INTRODUCCIÓN

La cogeneración, entendida como la generación simultánea y secuencial de electricidad y calor (también la generación de fuerza motriz y calor) en una misma unidad, es una alternativa tecnológica que reduce sustancialmente el consumo de combustibles y las emisiones de contaminantes, cuando se compara con la generación de electricidad y calor en unidades separadas.

Dentro de esta perspectiva, la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía (UPME) contrató con la firma AUDITORES ENERGETICOS LTDA (AENE LTDA) la realización del estudio titulado "Determinación del Potencial de Cogeneración del Sector Terciario del país", cuyo objetivo general es estimar el potencial de la cogeneración en el sector terciario del país, técnica, ambiental y económicamente realizable mediante una cuantificación por subsectores.

### 2. DEFINICIÓN DEL UNIVERSO

En general, el sector terciario de la economía incluye los siguientes subsectores: Comercio, Industria Hotelera, Operaciones Bancarias, Seguros, Servicios de alimentación, Servicios de Consultoría, Servicios Domésticos, Turismo, Transporte Y Administración pública

Al analizar el anterior listado se observa que existen algunos subsectores, tales como: Operaciones bancarias, Seguros, Servicios de Consultoría y Transporte, que no requieren energía térmica para realizar su proceso

productivo, lo cual da lugar a que en los subsectores mencionados no exista una posibilidad de cogeneración. Una vez aplicada esta restricción al universo, se observa que los subsectores que por sus características operativas y requerimientos de energía en forma térmica y eléctrica podrían tener posibilidades de cogeneración son:

- Hospitales y Centros de Salud
- Hoteles
- Centros de Recreación
- Centros comerciales
- Lavanderías
- Edificios de administración Pública
- Restaurantes

### 3. INFORMACIÓN RELACIONADA CON CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR TERCIARIO EN COLOMBIA

El punto de partida para caracterizar los niveles de consumo y energéticos utilizados en el sector terciario consistió en consultar las encuestas realizadas por la Unidad de Información Minero Energética - UIME - durante el desarrollo del "Estudio de Consumo Nacional de Energía Sectores Comercial, Oficial y Público" a comienzos de 1997.

Con base en el análisis de las encuestas se aprecia que la mayoría del consumo eléctrico se encuentra ubicado en los establecimientos públicos los cuales tienen el 45% del consumo total y los hospitales los cuales tienen el 44%. De la misma forma, se observa que el consumo de energía térmica cogenerable de las encuestas se encuentra en su totalidad en los subsectores salud y hotelero. De acuerdo con lo anterior y considerando que en los subsectores hotelero y hospitalario se concentra el total del consumo de energía térmica cogenerable y un buen porcentaje del consumo de energía eléctrica, el estudio se dirigió principalmente a estos sectores.

De acuerdo a las encuestas analizadas, la zona geográfica que tiene mayor representación en cuanto al consumo de energía térmica cogenerable, es el Departamento de

Cundinamarca pues cuenta con el 73% del total de consumo.

### 3.1 Información de organizaciones y agremiaciones

Con el objeto de obtener información que permita caracterizar el sector hotelero y salud se realizaron consultas a COTELCO y al Ministerio de Salud.

De la consulta realizada a COTELCO se obtuvo información relacionada con la ubicación geográfica de los hoteles, el número de estrellas y el número de habitaciones.

En cuanto a la información suministrada por el Ministerio de Salud se refiere, esta incluye ubicación geográfica de los hospitales, el número de camas y el porcentaje de ocupación.

### 3.2 Visitas a establecimientos

El objetivo primordial de las visitas fue detectar patrones de consumo representados en forma de índices que permitieran extrapolar la información obtenida en cada visita al universo bajo análisis. A continuación se describen las visitas realizadas, así como la información obtenida en cada una de ellas.

#### 3.2.1 Hoteles

Se definió que un indicativo apropiado para explicar el comportamiento energético de una instalación de estas características es el Índice de Energía consumida por habitación vendida, se determinó los índices de consumo de energía eléctrica que se presentan en la TABLA - 3-1 y los consumos de energía térmica en la TABLA - 3-2.

| Clima       | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|
|             | Estr. | Estr. | Estr. | Estr. | Estr. |
| Calido Temp | 12.49 | 36.36 | 36.36 | 43.12 | 43.12 |
| Frio        | 9.86  | 9.86  | 9.94  | 21.22 | 21.22 |

TABLA - 3-1- Definición de Índices de consumo de energía eléctrica en hoteles (kWhel/u=habitación vendida)

| Clima       | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|
|             | Estr. | Estr. | Estr. | Estr. | Estr. |
| Calido Temp | -     | 4.5   | 4.5   | 30.7  | 9.4   |
| Frio        | 1.6   | 1.6   | 7.7   | 28    | 28    |

TABLA - 3-2 - Definición de Índices de consumo de energía térmica en hoteles (kWhel/u=habitación vendida)

#### 3.2.2 Hospitales y Clínicas

En el caso de los hospitales, el índice se definió como el consumo de Energía por cama ocupada.

Se definieron los índices de consumo de energía en clínicas y hospitales, el eléctrico se presentan en la TABLA - 3-3, y el térmico en la TABLA 3-4.

| CLIMA    | ÍNDICE DE CONSUMO ELECTRICO (kWh <sub>e</sub> /u) |
|----------|---|
| Caliente | 47.96   |
| Frio     | 21.48   |
| Templado | 18.26   |

TABLA - 3-3 - Definición de Índices de consumo de energía eléctrica en hospitales (kWhel/u ; u = cama-día)

| CLIMA    | ÍNDICE DE CONSUMO TÉRMICO [kWh <sub>t</sub> /u] |
|----------|---|
| Cálido   | 55.95   |
| Templado | 17.87   |
| Frio     | 38.65   |

TABLA - 3-4 - Definición de Índices de consumo de energía térmica en hospitales (kWh<sub>t</sub>/u=cama-día)

#### 3.2.3 Edificios de Administración Pública

Para los edificios de administración pública se definió que el índice de consumo de energía es el consumo de energía por empleado. Se observó que no existen aplicaciones en las cuales la cogeneración se pueda emplear en edificios de administración pública en clima frío.

En la TABLA - 3-5 se presentan los índices de consumo obtenidos para estos edificios.

| CLIMA    | ÍNDICE DE CONSUMO (kWhel/u) |
|----------|-----------------------------|
| Frio     | 3.57                        |
| Templado | 10.72                       |

TABLA -3-5- Indices de consumo de energía eléctrica en Edificios de Administración Pública (kWhel/u; u=empleado-día)

#### 3.2.4 Centros Recreacionales

El índice de consumo definido para los centros recreacionales es el consumo de energía eléctrica por visitante-día.

Se observó que los centros recreacionales ubicados en clima cálido no tienen aplicaciones que permitan utilizar la cogeneración. En la TABLA - 3-6 se presentan los índices de consumo de energía eléctrica en los centros recreacionales

| CLIMA  | ÍNDICE DE CONSUMO (kWhel /u) |
|--------|------------------------------|
| Frio   | 3.85                         |
| Cálido | 7.34                         |

TABLA - 3-6- Indices de consumo de energía eléctrica en Centros Recreacionales (kWhel/u; u= visitante-día)

#### 3.2.5 Centros Comerciales

Para los Centros comerciales, el índice definido consiste en la energía consumida por unidad de área construida.

En las condiciones actuales, los centros comerciales únicamente consumen energía eléctrica, razón por la cual no existe posibilidad de cogeneración. Vale la pena resaltar que los centros comerciales visitados no disponían de aire acondicionado por absorción centralizado, sin embargo, en el eventual caso que decidieran utilizar esta tecnología, existiría una posibilidad de cogeneración. Evidentemente, el hecho de utilizar aire acondicionado central implicaría realizar modificaciones locativas considerables. En cuanto a índices se refiere, se obtuvo un consumo mensual de 933.21 kWhel por local.

#### 3.2.6 Supermercados

Para estos establecimientos, se encontró que el índice que mejor describía el comportamiento energético de la instalación era el consumo de energía eléctrica dividido entre el área de ventas.

Bajo condiciones normales de operación en estos establecimientos únicamente se consume energía eléctrica, razón por la cual no existe posibilidad de cogeneración. En la actualidad, estos establecimientos no disponen de aire acondicionado por absorción, sin embargo en el eventual caso que decidieran utilizar esta tecnología, existiría una posibilidad de

cogeneración. Evidentemente, el hecho de utilizar aire acondicionado central implicaría realizar modificaciones locativas considerables.

En cuanto a índices se refiere, se obtuvo un consumo mensual promedio de 26.85 kWhel/m<sup>2</sup> de área de ventas.

#### 3.2.6 Lavanderías

Se definió el índice como energía consumida por prenda lavada, obteniéndose un índice de consumo de 0.22 kWhel/u y un consumo de energía térmica de 1.54 kWh<sub>t</sub>/u.

### 3.3 Extrapolación de los índices encontrados al universo

Con el objeto de obtener el consumo energético de cada uno de los establecimientos que forman parte del subsector en estudio, se procedió a aplicar los índices encontrados a las respectivas bases de datos.

#### 3.3.1 Hoteles

De acuerdo con el numeral 3.2.1 el índice de consumo para los hoteles se definió como energía consumida por habitación vendida, de tal forma que para obtener el consumo de energía eléctrica se multiplicó el número de habitaciones por el índice promedio de ocupación por el respectivo índice de consumo (dependiendo del clima y el número de estrellas).

La energía obtenida de esta manera fue dividida entre 24 horas y entre el factor de carga típico con el objeto de determinar la potencia máxima a instalar, la cual sería la entrada a los modelos de análisis descritos en el capítulo 4.

Con base en el procedimiento descrito, se obtuvieron los siguientes resultados de potencias máximas en los diferentes hoteles del país.

| Clima  | Potencia Mínima | Potencia Máxima |
|--------|-----------------|-----------------|
| Cálido | 8.76 kW         | 716.27 kW       |
| Frio   | 3.46 kW         | 613.67 kW       |
| Temp.  | 10.95 kW        | 617.99 kW       |

#### 3.3.2 Hospitales

Siguiendo el mismo procedimiento descrito en el numeral 3.4.1, se obtuvieron los siguientes

resultados de potencias en los diferentes hospitales.

| Clima  | Potencia Mínima | Potencia Máxima |
|--------|-----------------|-----------------|
| Cálido | 0.16 kW         | 1063.37 kW      |
| Frio   | 0.02 kW         | 705.66 kW       |
| Temp.  | 0.03 kW         | 985.75 kW       |

#### 4. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACION DEL POTENCIAL DE COGENERACION

##### 4.1 Descripción general

En primera instancia se determinó el universo de establecimientos mediante la recopilación de información a distintas agremiaciones y entidades especializadas.

De acuerdo con la anterior información y con las visitas realizadas a distintos establecimientos, se determinaron otras características particulares a cada sector, como son las cargas eléctricas y térmicas, usos de la energía térmica, consumos, tipos de combustibles. Además se determinaron los tamaños, capacidades e indicadores de uso para estos establecimientos.

Luego mediante un análisis técnico económico preliminar, se determinó un universo factible donde podrían desarrollarse los proyectos de cogeneración.

Con la selección del posible universo, se procedió a ejecutar el modelo de dimensionamiento para un caso base, siguiendo (i) parámetros técnicos, económicos y operativos los cuales fueron resultado del análisis sobre los establecimientos y (ii) aspectos técnicos particulares de las posibles plantas de cogeneración a implementar. Como resultado se obtienen los indicadores de potencial para los casos típicos.

Con los indicadores de potencial y de acuerdo a parámetros tales como localización, tipo de combustible, tarifa de compra de la electricidad, demanda eléctrica y térmica actual, se calcula para cada subsector el potencial de cogeneración.

##### 4.2 Definición de las variables relevantes en la consideración de proyectos de cogeneración

Esta sección presenta las variables fundamentales que se consideran en el cálculo del potencial de cogeneración. Estas variables involucran tanto la situación actual como la situación con el proyecto de cogeneración y se discriminaron en tres grupos fundamentales a saber:

###### 4.2.1 Variables Técnicas

###### 4.2.1.1 Variables técnicas de operación

- Carga térmica
- Crecimiento anual esperado de la carga térmica
- Curva de carga eléctrica diaria
- Crecimiento anual esperado de la carga eléctrica
- Comportamiento mensual esperado de la carga eléctrica
- Horas de servicio

###### 4.2.1.2 Variables técnicas de diseño

- Eficiencia en función de la capacidad
- Variación de la capacidad en función de la altura
- Combustibles disponibles
- Poder calorífico

###### 4.2.2 Variables Económicas

- Tarifa de energía eléctrica de compra
- Tarifa de energía eléctrica de venta
- Precios de los combustibles
- Escalamiento anual de precios y tarifas
- Tasa de descuento
- Horizonte de evaluación

###### 4.2.3 Otras Variables

- Ubicación geográfica
- Altura sobre el nivel del mar
- Otras variables ambientales

##### 4.3 Potencial técnico

Este potencial considera que la totalidad de calor es atendida con el sistema de cogeneración sin analizar variables de tipo económico. Para determinar este potencial se procedió de la siguiente manera:

##### 4.3.1 Descripción de la metodología

Con base en la información obtenida en las visitas, se definieron los índices de consumo térmico para los hoteles y hospitales, clasificados según la región y el número de estrellas en el caso de los hoteles.

El índice anteriormente definido se aplica al universo de hoteles y hospitales, obtenido así el total de calor a cogenerar.

Teniendo el calor demandado por cada uno de los establecimientos e instituciones se determinó el potencial de cogeneración para cada una de las tecnologías disponibles, en este caso motores Diesel, turbinas a gas y turbinas a vapor. Para lo anterior se multiplicó el calor demandado por la relación potencia-calor de cada tecnología, donde para motores Diesel la relación potencia-calor es de 1.097, para las turbinas a gas es 0.5817 y para las turbinas a vapor es 0.035. Esta relación potencia/calor se determinó con base en información de fabricantes.

De acuerdo con la metodología anteriormente planteada se obtuvieron los siguientes potenciales de cogeneración:

| Tecnología      | Potencial Técnico [kW] |          |
|-----------------|------------------------|----------|
|                 | Hoteles                | Hospital |
| Motor Diesel    | 5.115                  | 39.931   |
| Turbina a gas   | 2.712                  | 21.174   |
| Turbina a vapor | 163                    | 1.274    |

TABLA - 4-1- Estimados globales para el potencial técnico de cogeneración.

##### 4.4 Restricción del universo

Se realizó un análisis a nivel macro, con el cual se podrían descartar algunos casos del universo donde no fuera factible la implementación del proyecto de cogeneración después de realizar un análisis económico preliminar.

La base de este análisis se fundamenta en el análisis incremental de las situaciones con y sin proyecto, donde el objetivo a analizar corresponde a determinar si los beneficios anuales por la implementación del proyecto, exceden el costo anualizado de la inversión del mismo, caso en el cual podría determinarse la posibilidad de que un proyecto de cogeneración

fuera factible. Lo anterior puede resumirse en las siguientes expresiones:

Situación actual:

$$S_0 = EE_0 * T_0 + \frac{ET_0 * C_0}{\eta}$$

Donde:

- $EE_0$ : Consumo de energía eléctrica
- $T_0$ : Tarifa de compra de la energía eléctrica
- $ET_0$ : Demanda de energía térmica
- $C_0$ : Precio del combustible actual
- $\eta$ : Eficiencia del equipo actual para producción de energía térmica

Lo que esta expresión resume son los costos de la situación actual.

Situación con proyecto:

$$S_1 = EE_p * T + (EE_0 - EE_p) * T_0 - (EE_p - EE_0) * T_1 - ET_p * C_0$$

Donde:

- $EE_p$ : Energía eléctrica producida por el proyecto de cogeneración
- $T$ : Tarifa de conversión del combustible de cogeneración a energía eléctrica
- $T_1$ : Tarifa de venta de energía eléctrica

El primer término resume el "nuevo costo" de la energía eléctrica producida por la planta, mientras el segundo considera si existen compras o ventas de energía respectivamente. La obtención de la energía térmica como un subproducto del proceso, se cuantifica como un ahorro del proyecto valorado al precio del combustible actual.

Criterio de selección

$$S_1 - S_0 \geq INV * CRF$$

Donde:

- $CRF$ : Es el factor de anualización utilizado para convertir un valor presente en una anualidad con la misma equivalencia financiera.

Para que un proyecto de cogeneración tenga viabilidad económica en una primera instancia, los ahorros generados por el proyecto deben superar el costo anualizado de la inversión requerida por este.



Con base en esta metodología se determinó que las variables que más influyen para la viabilidad son la tarifa actual y la relación de costos entre tarifa del combustible actual y la del combustible presupuestado de cogeneración. Para contemplar en una forma global estos parámetros se realizó una zonificación del país, con el fin de lograr una buena aproximación para tarifas de electricidad y combustibles.

De esta forma se dispusieron tarifas diferenciales tanto por combustible como por electricidad, de acuerdo al subsector y a la región donde se podría localizar cada establecimiento cogenerador. Para las tarifas de electricidad, se escogieron tres niveles, debido a que esta depende básicamente de la demanda máxima en potencia.

#### 4.5 Definición del método de cuantificación del potencial

Luego de determinar los casos potenciales a ser evaluados para la cogeneración, se procedió a caracterizar los subsectores mediante parámetros propios como son la demanda de potencia y la relación potencia-calor.

Para cada uno de estos casos mediante una optimización técnico-económica, se determina un coeficiente de potencial de cogeneración que tiene implícitas las características particulares para cada subsector y se clasifica de acuerdo a factores tales como tarifas de compra, ubicación geográfica, combustibles y altura.

##### 4.5.1 Planteamiento del problema

El problema de optimización consiste básicamente en la determinación de la mejor alternativa técnico-económica, teniendo como base que la alternativa a plantear cubra las mismas necesidades que la situación actual. La base del análisis del problema se fundamenta en la comparación de costos entre cogenerar y permanecer en la situación actual, donde se espera que los ahorros generados por la implantación del proyecto de cogeneración, alcancen para cubrir al menos los costos de inversión del proyecto.

Teniendo en cuenta restricciones técnicas y de balances de energía principalmente se evalúan los costos tanto de producción como de inversión, siempre con el objetivo de cubrir la situación actual, ya sea que la planta evaluada resulte autosuficiente, o necesite de la red o de

una caldera auxiliar para satisfacer completamente la situación sin proyecto. De acuerdo con esta evaluación, se selecciona la planta que presente el mejor resultado económico (sintetizado en el indicador del valor presente neto), con lo cual se establece el tamaño óptimo y tecnología.

#### 4.6 Indicadores de potencial

Para cada caso típico, el cual está definido por tarifa de compra de energía eléctrica, ubicación geográfica, costo de combustibles y relación potencia/calor, se determinó el indicador de potencial. Este se definió como la relación entre la potencia escogida para la planta de cogeneración dividido entre la demanda pico eléctrica.

#### 4.7 Estimación del potencial

De acuerdo con los indicadores de consumo eléctrico establecidos para cada subsector, se determinó el consumo de energía eléctrica y por ende la demanda máxima de potencia para cada establecimiento. Luego con esta información se caracterizo cada establecimiento con una relación potencia calor que servirá como base para la estimación del potencial.

Después de caracterizar cada establecimiento del universo por sus características técnicas (rango de potencia y relación potencia calor), se le asigno a cada uno de ellos las características específicas de localización como son disponibilidad y precio de combustible (actual y cogeneración), tarifa de compra de energía y altura. Con esta información se procedió a asignar a cada establecimiento el respectivo indicador de potencial de cogeneración que será el estimativo para inferir el potencial de cogeneración por establecimiento y totalizar por subsector.

De acuerdo con la metodología establecida anteriormente, se tienen los siguientes estimados

| Tarifa Electricidad | Potencial [kW] |       |        |
|---------------------|----------------|-------|--------|
|                     | Hospital       | Hotel | Total  |
| Tarifa 1 (Alta)     | 14,865         | 3,330 | 18,195 |
| Tarifa 2 (Media)    | 8,736          | 3,211 | 11,948 |
| Tarifa 3 (Baja)     | 613            | 846   | 1,459  |

TABLA - 4-2- Estimados globales para el potencial de cogeneración

Como se observa el potencial de cogeneración desarrollable depende críticamente de las tarifas eléctricas. De acuerdo a la demanda de cada establecimiento las comercializadoras de electricidad podrían obstaculizar el desarrollo de este potencial al poder ofrecer a los establecimientos tarifas por debajo de las que actualmente están pagando.

### 5. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE CASOS TIPO

Se evaluó la factibilidad técnico-económica de implementación de un sistema de cogeneración para cinco casos específicos: Un hospital y un hotel en Bogotá y Medellín y una lavandería en Bogotá. En cada caso, se calcula la rentabilidad diferencial del proyecto, es decir el valor presente neto a 10 años y a una tasa de descuento del 12 %.

### 6. ASPECTOS ESTRATEGICOS PARA EL DESARROLLO DE LA COGENERACION EN COLOMBIA

El objetivo de este capítulo es realizar un análisis de las debilidades, oportunidades, fortalezas y amenazas para el desarrollo de la cogeneración en Colombia, y considerar en mucho mayor detalle las alternativas para el desarrollo de estos proyectos bajo las condiciones actuales del país.

#### 6.1 Análisis de debilidades, oportunidades, fortalezas y amenazas (DOFA)

El análisis de estos aspectos permitirá definir los factores claves para el éxito de los proyectos de cogeneración y para la elaboración del plan estratégico tanto para el ente regulador como para el empresario que toma las decisiones.

Tabla 6.1

| ENTORNO  |  |
|--|--|
| OPORTUNIDADES  | AMENAZAS   |
| Disminución de Costos<br>Posibilidad de vender excedentes de energía<br>La empresa puede | Carencia de una reglamentación clara<br>La competencia puede disminuir considerablemente los precios de las tarifas. |

| utilizar el proyecto de cogeneración como herramienta para obtener mejores tarifas de energía.<br>Aumento en la capacidad de generación.<br>Mayor rentabilidad  | Presencia de incertidumbre relacionada con la disponibilidad y precios de los combustibles.<br>Dificultad en la obtención de créditos, debido a los altos costos del proyecto y periodos cortos   |
|---|---|
| NEGOCIO   |   |
| FORTALEZAS  | DEBILIDADES   |
| Confiabilidad en el suministro de energía.<br>Producción de energía térmica como subproducto.<br>Mejora la competitividad<br>Produce menor impacto ambiental.<br>No existe dependencia de terceros en el suministro de energía. | Desconocimiento tecnológico e infraestructura.<br>No hay aseguramiento de la carga eléctrica necesaria para satisfacer la carga térmica en la operación de la planta.<br>Puede comprometerse el plan de inversiones y la capacidad de endeudamiento de la empresa.<br>Carencia de interés por parte de la empresa o empresario. |

#### 6.2 Análisis de alternativas para el desarrollo de proyectos de cogeneración

Una vez establecida la viabilidad económica del proyecto de cogeneración y de haber realizado el análisis de debilidades, oportunidades, fortalezas y amenazas de éste, en esta sección se analizarán posibles alternativas para el desarrollo de proyectos, tanto en sus fases de inversión como de operación.

##### 6.2.1 Alternativas de desarrollo

En primera instancia se analizan distintas alternativas de desarrollo considerando dos escenarios a saber. El primero cuando desarrollador del proyecto fuera la misma empresa y segundo cuando el desarrollador es un tercero.

#### 6.2.1.1 Proyecto desarrollado por la empresa

Esta alternativa corresponde a que el proyecto fuese ejecutado directamente por la empresa. Con este esquema la empresa tendría la responsabilidad de ejecutar y operar el proyecto, además de conseguir los recursos financieros necesarios para la implementación de la instalación cogeneradora.

#### 6.2.1.2 "Joint venture"

Esta alternativa está basada en la consecución de uno o varios socios para que participen en la ejecución y operación del proyecto. Con este mecanismo se busca distribuir el riesgo entre distintos agentes y la rentabilidad para cada uno de ellos dependerá básicamente de los ahorros producidos tanto por la compra en energía eléctrica y de combustibles comparados con la situación actual.

#### 6.2.2.3 Concesión

En este caso el riesgo de la ejecución del proyecto y su explotación son asignadas de antemano completamente a uno o varios inversionistas que se comprometen a aportar los recursos financieros requeridos, de acuerdo con su capacidad de gestión para desarrollar el proyecto y operarlo y mantenerlo a cambio de los resultados económicos obtenidos durante un tiempo predeterminado al cabo del cual se transfieren los activos a la empresa. En esta alternativa, el concesionario asume todos los riesgos y beneficios de la construcción y operación.

#### 6.2.1.4 Project finance

Un project finance es un sistema de financiación cuya principal característica es que el proyecto debe contar con la garantía de los flujos de caja generados por la venta de un producto o servicio y de los activos del propio proyecto. Para establecer un project finance es primordial establecer una persona jurídica independiente, que sea la titular los activos del proyecto y que será la encargada de la ejecución de los mismos. Para este caso, esta persona jurídica podrá estar constituida por la empresa, por los proveedores de los equipos principales, por la firma que realizará la operación y mantenimiento de la planta y por otros posibles inversionistas interesados en participar en el proyecto.

Aunque el project finance es más una modalidad de financiación, se puede volver un esquema para el desarrollo del proyecto.

### 7. CONCLUSIONES

Se determinó que los subsectores que tienen la mayoría del consumo de energía térmica cogenerable y en consecuencia explican el comportamiento del sector terciario en cuanto a la cogeneración se refiere, son el subsector hotelero y hospitalario.

La determinación de indicadores de consumo para los diferentes subsectores es una herramienta útil que permitió no sólo expandir al universo los resultados puntuales obtenidos en vistas, sino que se convierte en un valor de referencia al cual se le puede hacer seguimiento para la implementación de programas de uso racional de energía.

La viabilidad de un proyecto de cogeneración depende en gran parte de las tarifas de compra y venta de energía eléctrica y del costo del combustible empleado actualmente y con el que se va a cogenerar.

El potencial de cogeneración estimado para el sector terciario de acuerdo con las diferentes tarifas es el que se encuentra en la tabla 4.2.

De los casos evaluados las tecnologías que presentan mayores potenciales para cogeneración son los motores Diesel (potencias entre 30-1700 kW) y turbinas a gas (entre 20-250 MW), mientras que la turbina de vapor presenta valores muy bajos.

La factibilidad de los casos evaluados establece que el combustible que presenta la mejor alternativa para cogenerar es el gas natural y la tecnología empleadas serían el motor Diesel y la turbina a gas.

Del análisis DOFA se concluye que los proyectos de cogeneración pueden ser atractivos en mayor o menor grado dependiendo de las políticas adoptadas por el gobierno y los entes reguladores

### REFERENCIAS

1. DETERMINACION DEL POTENCIAL DE COGENERACION EN EL SECTOR TERCIARIO DE COLOMBIA. UPME 1998.

# PLANTEAMIENTO ESTRATÉGICO DEL PROGRAMA DE RECONVERSIÓN A TECNOLOGÍAS LIMPIAS EN TERMOELÉCTRICAS

*Ministerio de Minas y Energía*  
*Ecocarbón - UPME*

Presentado por:  
Omar Darío Rengifo Celis

## RESUMEN

La formulación del Plan de Reconversión a Tecnologías Limpias (PRTL) del parque termoelectrico nacional, objetivo fundamental del presente trabajo, surge como una respuesta del Sector Minero Energético (SME) orientada al cumplimiento de los requerimientos que sobre esta materia se establecen en el Decreto 948 de 1995, particularmente en el párrafo tercero del artículo 100, en el cual estipula la obligación del Ministerio de Minas y Energía -MME- en el sentido de presentar ante el Ministerio del Medio Ambiente -MME- el PRTL, dentro del año siguiente a la fecha de expedición de las normas y estándares reglamentarios del citado decreto. Por lo anterior, ECOCARBÓN y UPME, como entidades adscritas al MME, contrataron con Héctor García Lozada, Consultor Ambiental, para emprender el trabajo relacionado con la formulación estratégica del PRTL, cuyos principales resultados se presentan en este artículo

## OBJETIVOS

Los objetivos específicos que se plantearon en el presente trabajo fueron:

1. Revisar, clasificar y verificar la información sobre los efectos ambientales de la generación termoelectrica contenidos en el informe IE-1 fijados por el MMA,
2. Elaborar el diagnóstico de la situación tecnológica, ambiental y de gestión de las empresas asociadas al parque termoelectrico colombiano,
3. Evaluar, en forma preliminar, desde el punto de vista tecnológico, ambiental, económico, social y legal las opciones de reconversión a tecnologías limpias del parque termoelectrico colombiano
4. Identificar los criterios y variables estratégicas a tener en cuenta en la formulación del PRTL,
5. Dimensionar el PRTL, complementar y ajustar la guía indicativa de los aspectos estratégicos a considerar en la siguiente fase del estudio y
6. Estructurar un programa de gestión institucional para apoyar el desarrollo del PRTL, la definición de políticas y normas ambientales, la capacitación y asistencia técnica.

## ALCANCES

El alcance del trabajo estuvo determinado en primera instancia por la naturaleza de la información a utilizar, la cual consistió básicamente en el conjunto de estudios, investigaciones, documentos y bibliografía especializada disponible y las entrevistas a personal de las plantas así como los reconocimientos y observaciones en campo efectuadas por el grupo consultor, en nueve plantas térmicas, a saber: TermoZipa, TermoPaipa, TermoTasajero, TermoYumbo, TermoCartagena, Tebsa, Termoflores, TermoGuajira y TermoBallenas. Durante las visitas se realizaron entrevistas al personal de las áreas técnica, administrativa y de control ambiental de las diferentes empresas que conformaron la muestra del análisis.

### UNIVERSO DE TRABAJO:

Se acordó conjuntamente entre las entidades contratantes (ECOCARBÓN y UPME) y el Consultor, adoptar como Universo de Trabajo el conjunto de las plantas termoeléctricas existentes a excepción de las relacionadas en el grupo 1 del Plan de Retiro, elaborado por AENE Ltda. (1994), como se ilustra en el Cuadro 1.

### GENERALIDADES DEL PARQUE TERMICO COLOMBIANO:

Se analizaron 20 plantas termoeléctricas, las cuales consumen combustibles diversos: carbón, gas natural, fuel oil y ACPM. En el país existen 5 plantas carboeléctricas para la generación de energía las cuales tienen una capacidad instalada de 932.5 MW. El consumo de carbón fluctúa alrededor de 1 a 1.5 millones de toneladas anuales dependiendo del nivel de utilización de las plantas. Ahora bien, la generación del componente térmico se encuentra alrededor

del 25% con respecto a la generación anual total en el país, y de éste porcentaje se puede decir que cerca de un 7% corresponde a la generación eléctrica a base de carbón

El carbón con que se abastece las plantas térmicas se extrae de los yacimientos más próximos a las mismas, a excepción de parte del carbón que alimenta la planta de Yumbo, que procede de la región Cundiboyacense.

Cuadro 1. Plantas termoeléctricas consideradas para el PRTL - Etapa Preliminar

| PLANTA           | CAPACIDAD<br>MW | PROPIETARIO         | UBICACIÓN         | AÑO <sup>1</sup> | COMBUSTIBLE<br>PRINCIPAL |
|------------------|-----------------|---------------------|-------------------|------------------|--------------------------|
| ZIPA II          | 37.5            | EMGESA              | Tocancipá         | 1976             | Carbón                   |
| ZIPA III         | 66              | EMGESA              | Tocancipá         | 1976             | Carbón                   |
| ZIPA IV          | 66              | EMGESA              | Tocancipá         | 1981             | Carbón                   |
| ZIPA V           | 66              | EMGESA              | Tocancipá         | 1985             | Carbón                   |
| YUMBO III        | 33              | CHIDRAL             | Yumbo             | 1962             | Carbón                   |
| BARRANCA I       | 13              | ESSA                | B/bermeja         | 1972             | Gas/FO                   |
| BARRANCA II      | 13              | ESSA                | B/bermeja         | 1972             | Gas/FO                   |
| BARRANCA III     | 66              | ESSA                | B/bermeja         | 1978             | Gas/FO                   |
| BARRANCA IV      | 32              | ESSA                | B/bermeja         | 1983             | Gas                      |
| BARRANCA V       | 22              | ESSA                | B/bermeja         | 1982             | Gas/FO                   |
| PALENQUE III     | 15              | ESSA                | Palenque          | 1972             | Gas                      |
| PALENQUE IV      | 16              | ESSA                | Palenque          | 1982             | Gas                      |
| PAIPA I          | 33              | EBSA                | Paipa             | 1963             | Carbón                   |
| PAIPA II         | 74              | EBSA                | Paipa             | 1975             | Carbón                   |
| PAIPA III        | 74              | EBSA                | Paipa             | 1982             | Carbón                   |
| TASAJERO I       | 163             | Termotasajero S.A.  | S. Cayetano, NS   | 1985             | Carbón                   |
| GUALANDAY I      | 40.5            | ECOPETROL           | Coello, Gualanday | 1992             | Gas                      |
| VALLE I          | 39.5            | ECOPETROL           | Yumbo             | 1993             | ACPM                     |
| OCOA I           | 40.5            | ECOPETROL           | Villavicencio     | 1993             | ACPM                     |
| TABOR            | 25              | ISAGEN S.A ESP      | Buenaventura      | 1993             | ACPM                     |
| FLORES I         | 150             | CCI                 | Barranquilla      | 1993             | Gas                      |
| PROELECTRICA I   | 45              | PROELECTRICA        | Cartagena         | 1993             | Gas                      |
| PROELECTRICA II  | 46              | PROELECTRICA        | Cartagena         | 1993             | Gas                      |
| BARRANQUILLA I   | 66              | TEBSA               | Barranquilla      | 1973             | Gas/FO                   |
| BARRANQUILLA II  | 66              | TEBSA               | Barranquilla      | 1973             | Gas/FO                   |
| BARRANQUILLA III | 71              | TEBSA               | Barranquilla      | 1980             | Gas                      |
| BARRANQUILLA IV  | 71              | TEBSA               | Barranquilla      | 1980             | Gas                      |
| CARTAGENA I      | 66              | Termocartagena S.A. | Mamonal           | 1980             | Gas/FO                   |
| CARTAGENA II     | 66              | Termocartagena S.A. | Mamonal           | 1980             | Gas/FO                   |
| CARTAGENA III    | 71              | Termocartagena S.A. | Mamonal           | 1980             | Gas/FO                   |
| BALLENAS I       | 15.8            | CORELCA             | El Pájaro         | 1983             | Gas                      |
| BALLENAS II      | 15.8            | CORELCA             | El Pájaro         | 1983             | Gas                      |
| CHINU I          | 7.1             | ELECTROCORDOBA      | Chinú             | 1971             | Gas                      |
| CHINU IV         | 18.9            | CORELCA             | Chinú             | 1982             | Gas                      |
| CHINU V          | 33              | CORELCA             | Chinú             | 1982             | Gas                      |
| CHINU VI         | 33              | CORELCA             | Chinú             | 1982             | Gas                      |
| CHINU VII        | 33              | CORELCA             | Chinú             | 1982             | Gas                      |
| CHINU VIII       | 33              | CORELCA             | Chinú             | 1982             | Gas                      |

<sup>1</sup> Año puesta en servicio de la Unidad

(Continuación del cuadro 1)

| PLANTA       | CAPACIDAD<br>MW | PROPIETARIO | UBICACIÓN     | AÑO  | COMBUSTIBLE<br>PRINCIPAL |
|--------------|-----------------|-------------|---------------|------|--------------------------|
| GUAJIRA I    | 160             | CORELCA     | Dibulla       | 1983 | Gas /Carbón              |
| GUAJIRA II   | 160             | CORELCA     | Dibulla       | 1987 | Gas /Carbón              |
| COSPIQUE V   | 12.25           | ELECTRIBOL  | Cartagena     | 1965 | Gas                      |
| LA UNION I   | 12.5            | ELECTRANTA  | La Unión, Atl | 1971 | Gas                      |
| LA UNION II  | 12.5            | ELECTRANTA  | La Unión, Atl | 1971 | Gas                      |
| LA UNION III | 23.8            | ELECTRANTA  | La Unión, Atl | 1971 | Gas                      |
| LA UNION VI  | 14.75           | ELECTRANTA  | La Unión, Atl | 1971 | Gas                      |
| RIOMAR I     | 10.8            | ELECTRANTA  | Barranquilla  | 1963 | Gas                      |

Fuente: Informe de Operación ISA, 1994, 1995. Plan de retiro o recuperación de unidades de generación eléctrica del sistema interconectado nacional. ISA - AENE, Bogotá Abril 18 de 1994. Consulta con ISAGEN.

Las características de los combustibles inciden notablemente en las tasas de emisión de contaminantes y producción de residuos. En general el contenido de cenizas en el carbón que se consume para la generación de energía varía entre 5 y 18% y el azufre entre 0.6 y 1.5%. El Fuel Oil presenta unos contenidos entre 0.9 y 1.7% de cenizas y entre 1.4 y 2.5% de azufre. El contenido del ACPM es del 0.8% de cenizas. Las características de los Carbones que se utilizan para generar energía se indican en el Cuadro 1.

Cuadro 1. Características de los combustibles utilizados para generar electricidad

| Combustible | Planta                  | Poder Calórico |          | Cenizas | Azufre    |
|-------------|-------------------------|----------------|----------|---------|-----------|
|             |                         | Valor          | Unidades |         |           |
| CARBÓN      | Zipa                    | 7331           | kcal/kg  | 17.6    | 1.2       |
|             | Yumbo                   | 6000           | kcal/kg  | 18      | 1.4       |
|             | Paipa                   | 6087           | kcal/kg  | 18      | 1.5       |
|             | Tasajero                | 7700           | kcal/kg  | 11      | 1.5       |
|             | Guajira                 | 6778           | kcal/kg  | 5       | 0.6       |
| GAS         | Todas las plantas a gas | 1000           | Btu/pie3 | -       | 2.3 mg/m3 |
| FUEL        | Cartagena               | 38500          | kcal/gal | 0.08    | 0.8       |
|             | Barranca                | 38500          | kcal/gal | 1.7     | 2.5       |
| ACPM        | Tabor                   | 40500          | kcal/gal | -       | 0.8       |

Desde el punto de vista de la propiedad, se encuentran empresas públicas, privadas y mixtas. Todo lo anterior funciona en un mercado de alta competitividad, en donde la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG- establece los mecanismos de las operaciones comerciales para la compra venta de energía entre los agentes económicos del sector.

## REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL FORMULARIO DE ESTADO DE EMISIONES IE-1

### Introducción

Mediante el artículo 97 del Decreto 948 de 1995, modificado por el Decreto 2107 de 1995, el Ministerio del Medio Ambiente estableció el requerimiento de la presentación de un Informe de Estado de Emisiones (Formulario IE-1), cuyo término para la entrega en el caso de las plantas térmicas y otros tres sectores industriales (refinerías, cementeras y siderúrgicas), se fijó para el 5 de marzo de 1996 de conformidad con la Resolución 1619 de 1995.

### Presentación del Formulario

El informe de Estado de emisiones (IE-1) fue diseñado por el Ministerio del Medio Ambiente y oficializado mediante la resolución 1351 de 1995. El IE-1 está conformado por el conjunto de cuadros que se relacionan a continuación:

Cuadro 2. Información solicitada en el Formulario IE-1.

| Código | Descripción  |
|--------|--|
| 10000  | Información general de la empresa  |
| 20000  | Tipos de equipos generadores de calor, capacidad, consumo de combustible   |
| 21000  | Tipos de equipos generadores de energía, capacidad, consumo de combustible   |
| 22000  | Cuadro resumen de consumo de combustibles en hornos y calderas   |
| 30000  | Emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV's) por almacenamiento de combustibles   |
| 42000  | Producción, capacidad instalada y utilización de cada línea de producción  |
| 43000  | Tipo y cantidad de materia prima utilizada y producto obtenido   |
| 44000  | Generación de residuos que presentan riesgo de emisión potencial a la atmósfera  |
| 45000  | Información sobre la incineración de residuos  |
| 50000  | Cuadro resumen de las emisiones de la planta, cantidad de contaminantes presentes en cada uno de los puntos de emisión, características geométricas de la descarga |
| 51000  | Métodos de análisis empleados para el cálculo de la cantidad de contaminantes en cada uno de los puntos de emisión   |
| 52000  | Almacenamiento a granel, sistema de control de emisión estimada  |
| 53000  | Emisión mensual de contaminantes en kg, calculada por factores de emisión y por consumo y calidad de combustibles  |
| 60000  | Tipo y eficiencia de los equipos de emisiones  |

## DEFICIENCIA EN EL DISEÑO DEL FORMULARIO

No se incluyeron datos importantes para el cálculo de las emisiones. Por ejemplo:

- Presión barométrica local para calcular el factor de modificación de la norma de emisión según la altura del punto de emisión sobre el nivel del mar.
- Poder calórico de los combustibles para calcular el calor consumido en la caldera.
- Configuración de fuego de los quemadores para calcular el factor de emisión.
- Características de los combustibles que se utilizan para turbinas o motores (cuadro 21000).

### Falta de precisión en la solicitud de los datos

En algunos casos los instructivos no fueron lo suficientemente claros en la información solicitada, como sucede en la columna "tiempo de operación" (código 42500), en la que algunas empresas no reportaron de forma correcta el tiempo total de operación dividido en horas/día, días/semana y semanas/año, por falta de claridad en la solicitud de la información.

### Algunos equipos, a pesar de estar dentro del parque térmico, no fueron tenidos en cuenta en las tabla con códigos

En los cuadros correspondientes a los equipos con su código no se pre-setan todos los que pudieran encontrarse en la industria, como es el caso del cuadro 20006 en la que no se tuvo en cuenta la turbina de vapor.

## No se especificaron líneas de producción por planta

En el instructivo de la columna 42100, aparece Termoeléctrica como una línea de producción, por lo que se dificulta el cálculo de las emisiones por unidad de producción.

### No se tuvieron en cuenta situaciones específicas

Es indudable que las emisiones difieren sustancialmente con la calidad y el tipo de combustibles utilizados, esto no se tuvo en cuenta para completar las columnas 50401 a la 50405, donde algunas plantas (Guajira, Cartagena) consumen más de un combustible y sólo reportaron un valor de composición de la corriente por contaminante.

## DEFICIENCIA EN EL DILIGENCIAMIENTO DEL FORMULARIO

### Deficiencias en las unidades

En algunos casos no se reportaron los datos en las unidades solicitadas:

- Hubo reportes de flujo volumétrico en m<sup>3</sup>/seg cuando se solicitaba en m<sup>3</sup>/min (columna 50500, cuadro 50000)
- Hubo reportes que no incluían la capacidad de los equipos en millones de kcal/h, como lo solicitaba el formulario.

### Incongruencia en los datos reportados

- Algunas plantas reportaban como tiempo de operación, las 52 semanas del año, cuando se solicitaban las semanas de operación efectiva de la central.
- Se presentó el caso de una unidad térmica que reportó como combustible el carbón,

sin embargo en las unidades consumidas, apareció pies cúbicos al año.

### No fueron reportados datos importantes que se solicitaban

- El flujo volumétrico, dato necesario para calcular las emisiones en miligramos por metro cúbico de la mezcla gaseosa que se escapa a la atmósfera por la chimenea, no fue reportado por muchas plantas.
- La mayoría de las plantas no reportó los datos de composición de la corriente.

## ANÁLISIS DE FACTORES DE DISPONIBILIDAD, UTILIZACIÓN Y EFICIENCIA

Para el análisis de los factores de disponibilidad, utilización y eficiencia, se deben tener en cuenta las siguientes definiciones:

**Factor de Planta:** Relación entre la energía media generada en un periodo y el tiempo de servicio.

**Factor de Utilización:** Porción utilizada en relación con la capacidad media de entrega de energía.

**Disponibilidad:** Capacidad operativa de un equipo en un periodo de tiempo específico.

### Factores de disponibilidad y utilización

Después del racionamiento de energía eléctrica de 1992, el Ministerio de Minas y Energía puso en marcha un plan para aumentar la disponibilidad de las plantas de generación térmica del Sistema Interconectado Nacional, SIN, buscando con esto mejorar el 65% promedio que se tenía. La meta era llegar a una disponibilidad del 85% considerado aceptable para nuestro país, pero muy lejos de los estándares

internacionales de 90-95%. Como resultado de este plan se ejecuta en la actualidad un plan de seguimiento que monitorea la gestión de mantenimiento efectuada por cada una de las generadoras.

En términos generales, esto ha incidido en una mejora del factor de disponibilidad, el cual también ha sido afectado en los últimos dos años, por la menor utilización de las térmicas, debido a la alta utilización de los recursos hídricos.

Entre los años 1994 y 1996, se observó que las plantas de Barranquilla y Chinú presentaron un fuerte descenso en los factores de disponibilidad de casi todas sus unidades de generación, mientras que plantas como Zipa, Cartagena, Tasajero, Guajira, Barranca y Yumbo mantuvieron en los dos años referenciados, índices muy similares en sus factores de disponibilidad. En el año '96 se destacan las Unidades Barranca I, Barranca V, Flores I, Ocoa I, Palenque III, Palenque IV, Proeléctrica I, Tabor, Valle I y Zipa IV, con un factor de disponibilidad igual o superior al 80%.

En el caso concreto de las actuales plantas térmicas, la edad, la obsolescencia de algunos equipos y la dificultad de consecución de repuestos, sumados al desgaste normal y al incremento de la actividades de mantenimiento, significa que si las unidades son despachadas a un mayor factor de utilización, en un periodo seco, tienen una alta probabilidad de falla y por ende su factor de disponibilidad será muy diferente al de los periodos en los que no se despachan. Por esta razón, deberá acometerse un plan agresivo de rehabilitación y modernización de estas unidades, tal como se ha previsto en el plan de aumento de la disponibilidad y en el plan de retiro de unidades.

A pesar del mejoramiento de la disponibilidad mostrada por las estadísticas

en los años 1994 y 1995, no se puede estar confiados en este hecho, que tiene que ser obligatoriamente analizado conjuntamente con los bajos factores de utilización, debido al bajo despacho registrado.

Acciones de mejoramiento real, y políticas agresivas de mantenimiento encaminadas a aumentar el factor de disponibilidad deben ser ejecutadas a todo el parque de generación térmica del país, con el fin de obtener índices enmarcados dentro del ámbito internacional.

### Eficiencia térmica

Respecto a la eficiencia de las unidades, conviene hacer un análisis por grupos de unidades a saber: Térmica a Carbón, Gas / Fuel Oil y Turbinas de Gas.

#### Térmicas a Carbón

La eficiencia del ciclo térmico de las centrales a carbón pulverizado es baja, según el estudio de AENE en 1994 (ver Cuadro 3 y Grafica 1) oscila entre 21.1% (Paipa I) y 35.1% (Tasajero), factor que se considera bajo, frente a los de nuevos proyectos del Plan de Expansión como Termopaipa IV (38%) o con las eficiencias logradas por las nuevas tecnologías a Carbón: 44-46% (ver cuadro 4).

**Cuadro 3. Eficiencia de las plantas a carbón**

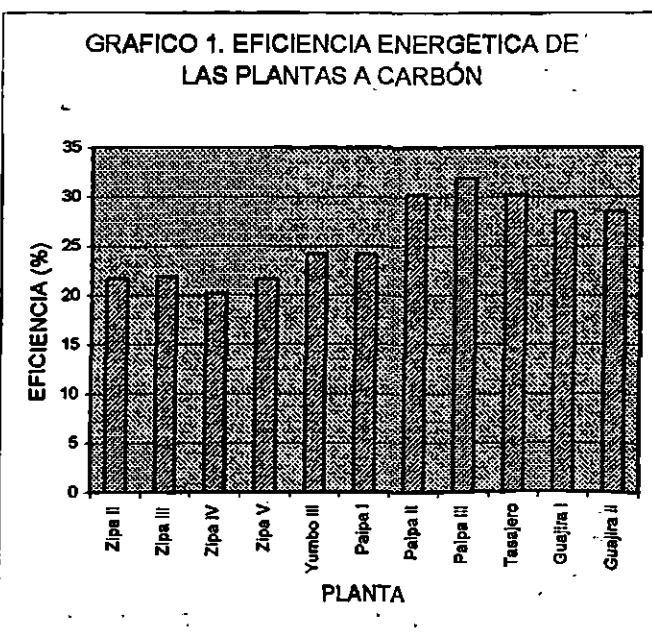
| Planta    | Poder Calórico<br>Kcal/kg | Consumo Combustible<br>10 <sup>3</sup> Ton | Calor Producido<br>kcal x 10 <sup>9</sup> | Energía Generada<br>GWh | Consumo<br>kcal/Kwh | Eficiencia<br>(%) * |
|-----------|---------------------------|--|---|-------------------------|---------------------|---------------------|
| Zipa II   | 7331                      | 97   | 710                                       | 179                     | 3964                | 21.7                |
| Zipa III  | 7331                      | 141  | 1037                                      | 264                     | 3927                | 21.9                |
| Zipa IV   | 7331                      | 44   | 320                                       | 75                      | 4272                | 20.1                |
| Zipa V    | 7331                      | 79   | 578                                       | 145                     | 3989                | 21.6                |
|           |                           | 361  | 2645                                      | 663                     | 3989                | 21.6                |
| Yumbo III | 6000                      | 90   | 540                                       | 151                     | 3567                | 24.1                |

|              |      |            |             |             |             |             |
|--------------|------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Paipa I      | 6087 | 2          | 11          | 3           | 3566        | 24.1        |
| Paipa II     | 6087 | 125        | 759         | 266         | 2849        | 30.2        |
| Paipa III    | 6087 | 153        | 932         | 346         | 2693        | 31.9        |
|              |      | 280        | 1702        | 615         | 2765        | 31.9        |
| Tasajero     | 7700 | 183        | 1410        | 493         | 3859        | 30.1        |
| Guajira I    | 6778 | 36         | 247         | 82          | 3012        | 28.5        |
| Guajira II   | 6778 | 40         | 273         | 91          | 3012        | 28.5        |
|              |      | 76         | 520         | 173         | 3012        | 28.5        |
| <b>TOTAL</b> |      | <b>990</b> | <b>6817</b> | <b>2096</b> | <b>3253</b> | <b>26.4</b> |

\* La eficiencia se halló asumiendo que se necesitan 860 kcal para producir 1 KWh.

**Cuadro 4. Eficiencias y Costos de Inversión Indicativos para Nuevas Tecnologías de Producción de Electricidad a Base de Carbón**

| Tecnologías                       | Eficiencia Neta % |
|-----------------------------------|-------------------|
| Tecnologías comerciales avanzadas | %                 |



|  |            |
|--|------------|
| Carbón Pulverizado                                       | 37 - 39    |
| Lecho Fluidizado Atmosférico                             | 37         |
| <b>Tecnologías listas para desarrollo comercial</b>      |            |
| Lecho fluidizado presurizado                             | 40 - 42    |
| Ciclo combinado de gasificación integrada                | 38 - 42    |
| Combinación de lecho fluidizado y gasificación integrada | 44 - 46    |
| Plantas existentes                                       | 25* - 33** |

\* Eficiencia neta promedio de plantas existentes en países en desarrollo.

\*\* Eficiencia neta promedio de plantas existentes en países desarrollados.

Fuente: Estado actual y análisis comparativo de las tecnologías de mínimo impacto ambiental para generación de energía eléctrica utilizando carbón. Ing. Pedro Vega. XI Jornadas de Energía, Memorias. ACIEM, Cundinamarca. Octubre 4, 5, y 6 de 1994, Santafé de Bogotá, Colombia.

#### Térmicas a Gas

La eficiencia de las térmicas a gas en operación oscila entre 23.0% (Barranca II) y 33.6% (Guajira I), como se muestra en el cuadro 5

Estos factores son bajos en comparación con las tecnologías actuales y con los nuevos proyectos, tal como en el caso de las térmicas a carbón.

#### Turbinas a Gas

Es el grupo con más bajas eficiencias, oscilando entre 13.64% (Cospique V) y 23.18% (Barranca IV). Esto se debe claramente a la obsolescencia de estos equipos, pertenecientes a la vieja generación de turbinas de gas, cuyos nuevos diseños llegan hoy a eficiencias del orden de 35-37% en ciclo simple.

Es conveniente anotar que la utilización de estas unidades con baja eficiencia, significa un mayor consumo de combustible por kilovatio hora generado, con el consecuente perjuicio económico y ambiental. Su conservación sólo estaría justificada para mantenerlas como reserva en casos críticos.

**Cuadro 5. Eficiencia de las plantas a gas**

| Planta        | Consumo Combustible<br>pie <sup>3</sup><br>10 <sup>6</sup> | Calor Producido<br>kcal x 10 <sup>9</sup> | Energía Generada<br>GWh | Consumo<br>kcal/Kwh | Eficiencia<br>(%) * |
|---------------|--|---|-------------------------|---------------------|---------------------|
| Cartagena I   | 3967   | 1000                                      | 304                     | 3288                | 36.2                |
| Cartagena II  | 3177   | 801                                       | 214                     | 3745                | 23.0                |
| Cartagena III | 2155   | 543                                       | 147                     | 3689                | 23.3                |
|               | <b>9299</b>  | <b>2343</b>                               | <b>665</b>              | <b>3524</b>         | <b>24.4</b>         |
| Guajira I     | 6589   | 1660                                      | 661                     | 2511                | 34.2                |
| Guajira II    | 7758   | 1955                                      | 755                     | 2551                | 33.7                |
|               | <b>14347</b>   | <b>3615</b>                               | <b>1428</b>             | <b>2533</b>         | <b>34.0</b>         |

|             |              |             |            |             |             |
|-------------|--------------|-------------|------------|-------------|-------------|
| Bquilla I   | 3163         | 797         | 235        | 3388        | 35.4        |
| Bquilla II  | 3413         | 860         | 255        | 3377        | 25.5        |
| Bquilla III | 3314         | 835         | 275        | 3035        | 28.3        |
| Bquilla IV  | 5010         | 1263        | 164        | 7684        | 11.2        |
|             | <b>14900</b> | <b>3755</b> | <b>929</b> | <b>4040</b> | <b>21.3</b> |
| Barranca II | 254          | 64          | 18         | 3475        | 24.7        |
| Barranca IV | 368          | 93          | 27         | 3476        | 24.7        |
| Barranca V  | 57           | 14          | 4          | 3481        | 24.7        |
|             | <b>678</b>   | <b>171</b>  | <b>49</b>  | <b>3476</b> | <b>24.7</b> |
| Termochimu  | 555          | 140         | 185        | 7566        | 24.7        |

### GESTION DEL MANTENIMIENTO

En general, dentro de las centrales consideradas, el mantenimiento es una actividad a cargo del personal de la planta perteneciente a un Departamento de Mantenimiento y se efectúa básicamente con recursos propios.

Unas pocas centrales subcontratan los mantenimientos mayores programados anualmente. Los sistemas de administración y gerencia de mantenimiento, si bien existen en algunas plantas, no cuentan con las herramientas adecuadas para la evaluación de la gestión del mantenimiento, en cuanto a costo, productividad, disponibilidad y utilización efectiva del equipo.

El mantenimiento correctivo es aún el que prevalece, aunque es importante anotar que en los pasados 10 años se avanzó bastante en el campo del mantenimiento preventivo, el cual adolece todavía de un elemento indispensable como es el de la adquisición oportuna de repuestos. Es así como muchos planes de mantenimiento se encuentran aplazados por la demora en los trámites de adquisición de repuestos.

Comparada con la gestión de mantenimiento de los últimos cinco años, las plantas poseen hoy una mejor concepción de su importancia,

y las inversiones en mantenimiento han aumentado, lo cual ha incidido positivamente en la disponibilidad de las unidades.

Las actividades encaminadas a efectuar el mantenimiento preventivo contemplan tres aspectos principales: Planeación, ejecución y control.

**Planeación:** se organizan oficinas de planeación, donde básicamente se preparan los programas de mantenimiento a cinco años y estos se desagregan en planes anuales, especificando los recursos humanos y materiales requeridos, las actividades a realizar y un estimativo de tiempo requerido para el desarrollo de las actividades.

**Ejecución:** Se cuenta con el personal, talleres de mantenimiento y equipos propios. Existen ordenes de trabajo elaboradas en formatos, donde se consignan las actividades principales a realizar y se llenan con un resumen de la actividad realizada y el número de hombres que intervienen.

**Control:** Se llevan tableros de control, para el seguimiento de estas órdenes, y del cumplimiento y avance de los programas de mantenimiento.

No se llevaba ningún control sistematizado ni ningún tipo de control de costos en ninguna de las plantas. Con el tiempo se inició una sistematización para el control y clasificación por especialidad y cumplimiento del número de horas, y horas hombre trabajadas. Sin embargo el cumplimiento de los programas se hace difícil, debido a la dificultad para la adquisición de los repuestos antes mencionada, especialmente los de importación, su tramitología para la adquisición, y la carencia de presupuesto en inversión para el mantenimiento.

A raíz del racionamiento del año 1992, se incrementó el presupuesto en inversión y gasto en mantenimiento. Se ha efectuado un seguimiento y control a su ejecución,

encaminado a obtener un aumento en la disponibilidad del parque térmico. También se han efectuado algunos mantenimientos mayores, y se han contratado algunas actividades, especialmente en calderas y en turbogrupos. Aún existen grandes dificultades para el total cumplimiento de los programas de mantenimiento y la carencia de una política de Gestión Integral de Mantenimiento que debe comprender, desde una asignación real presupuestal, la implementación de la contabilidad de costos y programas realistas, teniendo en cuenta el estado y edad del parque de generación térmico Colombiano.

#### DIAGNOSTICO EMPRESARIAL

#### ENTORNO REGULATORIO Y ECONOMICO DEL DESARROLLO EMPRESARIAL DEL PRTL.

En Colombia el sector eléctrico ha presentado importantes reformas a partir de la nueva Constitución de 1991, donde se establecieron políticas de modernización del Estado para contribuir a la mayor eficiencia de la prestación de servicios públicos.

Estos cambios se han dado principalmente desde 1994 con la expedición de la ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios y la ley 143 (Ley Eléctrica). Estas normas plantearon un marco general para mejorar la eficiencia del sector eléctrico, principalmente para evitar deficiencias en cuanto a el manejo administrativo de las empresas, al elevado endeudamiento sin respaldo empresarial, al rezago de las tarifas, a los altos costos de provisión del servicio y a la falta de una estructura reglamentaria de fortalecimiento del sector.

La política de regulación del sector eléctrico, plasmada en la reforma institucional, ha realizado énfasis en los siguientes elementos:

- Creación de un mercado competitivo.
- Regulación de los monopolios naturales
- Planificación acorde con la apertura económica y la eficiencia de cada negocio del sector.
- Control de las empresas
- Fortalecimiento del sector público, entendiéndose que es el Estado quien debe garantizar la libre competencia entre los generadores y complementar el marco regulatorio del sector eléctrico.

Dentro de esta nueva concepción de regulación del sector eléctrico se plantea básicamente el enfoque de la rentabilidad de los negocios del sector. Es decir, que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización sean eficientes y por ende, rentables para las empresas involucradas y para la sociedad como un todo. Se han planteado situaciones tales como que el negocio de la generación sea abierto al mercado y por tanto deje de ser un servicio controlado por unas pocas empresas.

Todo este cumulo de señales son el entorno dentro del cual se plantea el Plan de Reconversión a Tecnologías Limpias (PRTL) y por tanto son las determinantes de la sostenibilidad del Plan.

Invertir en tecnologías limpias implica una mejora en los procesos de generación de energía que conduce a una mejor utilización de los insumos de producción (incluyendo el medio ambiente). Esta mejora en el proceso de generación repercutirá en un incremento de los beneficios, vía mejora de eficiencia y vía reducción de costos de producción (incluyendo los costos ambientales de mitigación y de regulación ambiental).

Un aspecto que merece ser resaltado dentro del marco anteriormente propuesto, es el proceso de ajuste que actualmente se vive

dentro del sector por los cambios relativamente nuevos. Se destaca, por ejemplo, la alta incertidumbre y el riesgo en que se incurre al participar en el mercado de bolsa de energía en las condiciones actuales.

En el cuadro No 6 se muestra la evolución de los precios del kwh en el periodo julio de 1995 a julio de 1996. De esto se infiere la alta volatilidad del precio/kwh pasando de \$14.06 en julio de 1995 a \$83.99 en diciembre del mismo año.

En el mismo cuadro se observa que el precio promedio de bolsa fue de \$27.2/kwh y el de contratos a largo plazo de \$35.5/kwh, precios que están relativamente lejos del costo promedio incremental de largo plazo (\$40.0).

**Cuadro 6. Evolucion de precios en la bolsa de energía 1995-1996 (Pesos/Kwh)**

| MES        | ENERGIA | POTEN-<br>CIA | RESPAL-<br>DO | RESTRIC-<br>CION | TOTAL |
|------------|---------|---------------|---------------|------------------|-------|
| JULIO      | 1.27    | 10.84         | 1.68          | 1.66             | 14.06 |
| AGOSTO     | 8.81    | 11.6          | 3.64          | 3.64             | 20.73 |
| SEPTIEMBRE | 10.43   | 11.67         | 2.89          | 2.89             | 25.15 |
| OCTUBRE    | 9.87    | 12.01         | 1.40          | 1.40             | 23.49 |
| NOVIEMBRE  | 24.63   | 12.05         | 1.00          | 1.00             | 37.71 |
| DICIEMBRE  | 70.78   | 11.93         | 2.2           | 2.20             | 83.99 |
| ENERO      | 22.32   | 12.38         | 1.23          | 1.23             | 35.71 |
| FEBRERO    | 7.92    | 12.52         | 0.87          | 0.87             | 21.24 |
| MARZO      | 3.53    | 12.6          | 0.75          | 0.75             | 16.86 |
| MAYO       | 1.93    | 12.92         | 1.04          | 1.04             | 15.86 |
| JUNIO      | 1.92    | 12.88         | 1.05          | 1.05             | 15.82 |
| JULIO      | 1.70    | 12.73         | 1.27          | 1.27             | 15.64 |

Promedio de Bolsa = \$27.2/Kwh. Promedio contrato L. P. = \$35.5/KWh  
Fuente: ISA-Bolsa de Energía

De lo anterior se infiere que bajo estas condiciones, dado los costos que implicaría un cambio a tecnologías limpias y sumado a la posibilidad de que se presente un buen régimen de lluvias, es bastante complejo garantizar la viabilidad financiera y económica del plan. No obstante, se esperan medidas complementarias que el gobierno implemente a través de compensaciones a las empresas que cumplan con los cambios tecnológicos propuestos a través de incentivos económicos.



Esto, por supuesto, plantea un gran reto en el sentido de aclarar muy bien las "reglas de juego" a nivel financiero y económico dentro del cual se moverá el PRTL con el fin de garantizar su sostenibilidad.

### ORGANIZACION Y TIPOS DE EMPRESAS

Dentro de la estructura organizativa del parque térmico nacional se encuentra básicamente tres grupos de empresas.

#### **Empresas Públicas**

En este grupo de empresas se encuentran plantas pertenecientes directamente al Gobierno Central (Ministerio de Hacienda como propietario y Ministerio de Minas y Energía que traza la política energética), a las empresas industriales y comerciales del Estado (ISAGEN, EBSA, CENS, CORELCA, ECOPELROL) y a los Departamentos y Ciudades capitales.

Hay que destacar que estas empresas, mas que buscar una maximización de beneficios financieros, comportamiento típico del sector privado, cumple objetivos de autosuficiencia energética y estabilidad del sistema interconectado, no obstante, con altos niveles de ineficiencia en muchos casos.

Cabe destacar los profundos cambios anteriormente descritos sobre la separación de los diferentes negocios de las empresas en actividades relativamente independientes, rentables y autosuficientes desde el punto de vista financiero, económico y social.

#### **Empresas Privadas:**

Este grupo actualmente ha venido ganando cada vez mayor participación en la estructura organizacional de las empresas del sector. La tendencia hacia el futuro es aumentar los procesos de privatización los cuales están recibiendo un estímulo especial por parte del Gobierno.

En la actualidad las empresas privadas existentes en el país se caracterizan por tener un alto nivel de tecnología y una alta disposición al cumplimiento de las normas de regulación ambiental.

En algunas empresas existe participación tanto de capital privado extranjero como de capital privado nacional, un ejemplo de esto es la empresa Termoflores.

Otro aspecto importante a considerar es que estas empresas se caracterizan por ser relativamente de reciente creación, razón por la cual sus tecnologías presentan altos niveles de eficiencia y competitividad comercial.

#### **Empresas Mixtas**

En este tipo de empresas el gobierno, representado directamente o por entidades descentralizadas, puede entrar como socio junto con el capital privado. La situación actual de este grupo de empresas apunta a una buena disponibilidad al cambio tecnológico y a la regulación ambiental.

Como conclusión, el proceso de privatización de las empresa termoelectricas del estado es inminente. Estas empresas entran a licitación y pueden ser compradas por entidades estatales descentralizadas y por el sector privado que puede estar compuesto por capital extranjero o nacional.

### PRINCIPALES CARACTERISTICAS ORGANIZACIONALES Y ADMINISTRATIVAS DE LA MUESTRA OBJETO DE ESTUDIO: CON ÉNFASIS EN EL COMPONENTE AMBIENTAL

De las nueve plantas visitadas, algunas presentan niveles de tecnología obsoletos y otras niveles de tecnología intermedios y actualizados. Esta asimetría en el nivel de tecnología de las plantas termoelectricas permitió identificar escenarios y diferencias

en cuanto a los impactos ambientales provocados por estas. Se constató, la existencia de plantas con niveles de tecnología de punta que causan mínimo impacto sobre el medio ambiente, y también plantas de reciente creación que entran a funcionar dentro de los estándares exigidos por las autoridades ambientales.

Por otro lado, existen plantas en que dada la tecnología existente, generan impactos negativos al medio ambiente, de forma tal que no se pueda controlar totalmente el daño aún aplicando medidas de mitigación.

En el cuadro 5.2 presenta un resumen detallado de las plantas termoelectricas visitadas, incluidas dentro del estudio. La columna 1 muestra los nombres de las plantas. En la segunda columna se describen los propietarios de cada planta, seguido de una columna que muestra el número de unidades disponibles por planta. La cuarta tiene que se relaciona con el nivel de tecnología de cada planta.

**Cuadro 5.2. Características de organización y administración de las plantas visitadas dentro del proyecto "Plan de Reconversión a Tecnologías Limpias en Termoelectricas"**

| PLANTA    | PROP (1)            | NUM (2) | NTE C (3) | GAM (4) | OIA (5) | IAE (6) | SLA (7) | UAC (8) | PCA (9) |
|-----------|---------------------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Zipa      | EMGESA              | 4       | A.        | Si      | Si      | No      | No      | S       | No      |
| Paipa     | EBSA                | 3       | N.A.      | No      | Si      | No      | No      | N       | No      |
| Yumbo     | CHI-DRAL            | 1       | N.A.      | No      | Si      | No      | No      | N       | No      |
| Tasajero  | Termotajero S.A.    | 1       | A.        | No      | Si      | No      | No      | N       | No      |
| Flores    | CCJ                 | 1       | A.        | Si      | Si      | No      | Si      | S       | No      |
| B/quilla  | TEBSA               | 3       | A.        | Si      | Si      | No      | Si      | S       | No      |
| Cartagena | Termocartagena S.A. | 3       | I.        | Si      | Si      | No      | Si      | S       | No      |
| Guajira   | CORELCA             | 2       | A.        | Si      | Si      | No      | Si      | S       | No      |
| Ballenas  | CORELCA             | 1       | I.        | Si      | Si      | No      | Si      | S       | No      |

- (1) PROP: Propietario
- (2) NUM: Número de Unidades Activas
- (3) NTEC: Nivel de Tecnología
- (4) GAM: Gestión Ambiental Planificada

(5) OIA: Obras de Minimización de Impacto Ambiental

(6) IAE: Registros de Inversiones Ambientales en la Planta

(7) SLA: Situación Legal Ambiental Vigente

(8) UAC: Unidad Ambiental Constituida

(9) PCA: Personal Calificado en la Parte Ambiental

Fuente: Elaborado por García Lozada, Héctor. Consultor Ambiental.

Se encuentran tecnologías con un alto nivel eficiencia lo cual resulta en un mínimo impacto ambiental. Este tipo de tecnología es descrito en el cuadro 7 como "Actualizado".

En el otro extremo, se tienen plantas con niveles de tecnología obsoletos, lo que obviamente repercute en impactos negativos mayores sobre el medio ambiente. Esto es descrito en el cuadro 7 como nivel de tecnología "No Actualizado". Entre estas dos categorías se encuentran plantas cuyo nivel de tecnología puede ser descrito como "Intermedio", estas son aquellas que producen menores impactos negativos al medio ambiente en comparación con los generados por plantas con tecnologías obsoletas. Este tipo de plantas mejoraría su eficiencia tanto en el proceso de generación como en la reducción de los impactos negativos al medio ambiente con inversiones que permitan actualizar los niveles de tecnología.

La quinta columna muestra el aspecto de gestión ambiental planificada. Se considera una gestión ambiental planificada ("SI") cuando las inversiones relacionadas con la parte ambiental son ejecutadas de manera sistemática siguiendo una programación diseñada con base en estudios de Impacto Ambiental, Planes de Manejo Ambiental, Planes de Contingencia y de Gestión Ambiental que permitan alcanzar los objetivos de reducción de los impactos negativos provocados por el proceso de generación de energía.

La sexta columna del cuadro 7 se refiere a las obras de mitigación de impacto ambiental con las que cuenta la planta. Aquí hay que señalar que aunque todas las plantas cuentan con obras, existen diferencias en cuanto a la magnitud, el nivel de ejecución y el tipo de obra realizada debido a que presentan heterogeneidad en los problemas ambientales, y también, por las características y el diseño de cada planta. También se debe en parte a que las plantas presentan diferencias en la capacidad de generación y el tiempo de operación lo cual repercute en la magnitud e importancia del impacto ambiental a provocar.

En la séptima columna se presentan las inversiones realizadas desde el punto de vista ambiental. Un "Sí" es cuando la planta cuenta con un registro de las inversiones realizadas o relacionadas con la parte ambiental y un "No" es el caso contrario. Este aspecto es de suma importancia a la hora de estimar los efectos de la cuantía de las inversiones en la parte ambiental sobre la estructura de costos de generación de la planta.

La columna siguiente se muestra el cumplimiento de las normas legales relacionadas con el medio ambiente. Se asigna un "Sí" a las plantas que tienen su situación legal ambiental actualizada y un "No" en caso contrario. Se consideran plantas con una situación legal ambiental actualizada a aquellas que cuentan con licencias, permisos y resto de normas ambientales vigentes a la fecha.

La existencia de unidades o departamentos dentro de la empresa encargados del manejo ambiental, se relaciona en la columna UAC. Se asigna un "Sí" a las plantas que cuentan con una unidad ambiental constituida y un "No" a las plantas que no la tienen y que por lo general delegan el componente ambiental

de la planta a otros departamentos o secciones de la empresa.

Finalmente, la última columna muestra la situación de las plantas en cuanto a la disposición de personal con estudios ambientales y que la vez se encuentren participando activamente en el componente ambiental de la planta.

Como conclusión, con respecto a la muestra analizada y generalizando para todo el parque termoeléctrico incluido en el PRTL se observa:

- Que los niveles de tecnología de las plantas son diversos, esto se puede explicar en parte por las fechas de puesta en marcha de cada una de las plantas, el tipo de propietario y el tiempo de inicio dentro del esquema de regulación ambiental.
- Las plantas más antiguas son las que presentan los niveles de tecnologías más deficientes. En cuanto al tipo de propietario, las empresas privadas son las que cuentan con los mejores niveles de tecnología. Las plantas creadas bajo el esquema de regulación ambiental cuentan con los mejores niveles de tecnología, en parte se debe a la influencia reguladora gubernamental, la que conduce a que las plantas elijan niveles de tecnologías eficientes y limpias, permitiendo reducir los impactos negativos al medio ambiente y la reducción de los costos ambientales.
- En cuanto a la Gestión Ambiental Planificada existen plantas que ejecutan las actividades ambientales apoyadas en estudios mientras que otras ejecutan algunas tareas sin ningún tipo de soporte.
- Sin excepción se puede generalizar que las plantas carecen de estructuras de costos o registros de inversiones que ponderen el grado de importancia que ha prestado la empresa a la problemática

ambiental. La ausencia de tales registros dificulta la realización de estudios acerca de la influencia de estas inversiones sobre la estructura total de costos-beneficios de cada planta.

- La situación legal también varía en cada una de las plantas. Dentro de la muestra estudiada se encuentran plantas que no tienen su situación legal actualizada, hecho generalizable a las plantas del PRTL, una razón que ha originado este comportamiento es para unos casos la flexibilidad de la entidad gubernamental reguladora. En otros casos, esto se a debido a situaciones de inestabilidad dentro de las plantas ocasionando un estancamiento en todo lo relacionado con el componente ambiental. En el otro extremo se tienen plantas que tienen su situación legal ambiental actualizada, este requisito se cumple para las creadas recientemente, las cuales han estado sujetas a las reglamentaciones y normas de tipo ambiental en cada una de las etapas transcurridas.
- En lo referente a la constitución de unidades ambientales a nivel de plantas en muy pocos casos esta unidad ambiental es independiente y totalmente delegada para la parte ambiental. En la mayoría de los casos estas unidades ambientales son derivadas de otras secciones o departamentos a nivel de la planta. También existen térmicas donde la unidad ambiental funciona a nivel de la empresa propietaria y no a nivel de cada planta, lo cual no es lo más adecuado para el cuidado del medio ambiente en el área de influencia de la planta.

Por último, se puede observar en el cuadro 7 que el déficit en personal calificado es alto. Por lo general, el componente ambiental está a cargo de profesionales de otras áreas, con muy poco conocimiento en la parte

ambiental. Esto, de alguna manera, dificulta la ejecución óptima de planes de manejo y de gestión ambiental de la planta que permitan solucionar de la manera más eficaz los problemas ambientales.

## CONCLUSIONES DEL DIAGNOSTICO ESTRATEGICO

### ASPECTOS TECNOLOGICOS

Como resultado de las visitas a las plantas, la información obtenida y el análisis histórico de los factores de disponibilidad, utilización y eficiencia, a continuación se presentan las más importantes conclusiones sobre el estado de las plantas termoeléctricas consideradas.

- El equipo de las unidades térmicas tiene una *edad tecnológica* promedio de 25 años, a pesar de haberse construido algunas hace no más de 10 años. Esto significa básicamente que son plantas con eficiencias energéticas entre el 15 y el 40% más bajas que las eficiencias de hoy en día, en el caso de las plantas a vapor, y mínimo 50% más bajas en el caso de las turbinas a gas, donde el salto tecnológico ha sido más grande en los últimos años.
- En su gran mayoría la tecnología usada por estas térmicas para la generación eléctrica es antigua. Por ejemplo, Termozipa y Termopaipa tienen unidades adquiridas en 1963. Adicionalmente no se han hecho cambios tecnológicos de importancia. Esto implica dificultades para el tratamiento adecuado del problema ambiental, dado los altos costos de transformación a tecnologías limpias.
- La *obsolescencia tecnológica* es ostensible también en la dotación de las plantas para el control de las emisiones atmosféricas, donde se distinguen

básicamente 2 generaciones de plantas: (i) Sin ninguna clase de equipos de control de emisiones atmosféricas y (ii) con el equipo básico (plantas instaladas en la década de los 80). Solamente con los proyectos del Plan de Expansión se comienza a instalar en el país la tercera generación tecnológica en el campo ambiental, involucrando los quemadores de bajo NOx (en el caso de las turbinas de gas).

- Algunas centrales como Termozipa (unidades 2, 4 y 5) y Termopaipa (unidades 1, 2 y 3) han emprendido un proceso de *renovación tecnológica o modernización de las calderas*, especialmente enfocado hacia la instalación de sistemas de control e instrumentación y el montaje de precipitadores electrostáticos, de manera individual y obedeciendo principalmente a presiones de las autoridades ambientales. Existe claramente el potencial para la renovación tecnológica de los equipos, mejorando significativamente la eficiencia y el rendimiento, con lo cual se efectuaría una más racional utilización de los combustibles con un menor impacto sobre el medio ambiente.
- Los *Factores de Disponibilidad* del parque térmico, aunque han mejorado después del racionamiento, presentan tendencia a mostrar índices debido a que algunos factores que inciden en su comportamiento como los programas preventivos de mantenimiento no se han adoptado todavía dentro de los estándares adecuados para disponer, por ejemplo, de un *stock* suficiente de repuestos y partes de equipos.
- En las centrales a carbón es notorio (con excepción tal vez de Tasajero) que no existe un *proceso de selección, mezcla y*

*adecuación del combustible*, orientado a quemar en las calderas el carbón de diseño, con el fin de obtener un óptimo rendimiento en cuanto a eficiencia y a control de emisiones se refiere. El mineral se adquiere a diferentes proveedores de la región, estableciendo cantidades a comprar de acuerdo a su capacidad de producción y no a su calidad. Además de esto no se cuenta con técnicas de apilamiento y mezcla que permitan suministrar a cada caldera el carbón apropiado.

#### Aspectos legales

En la presente sección se señalan los aspectos críticos relacionados con el componente legal del análisis referidos a dos tópicos específicos:

- (i) Deficiencias estructurales de la normatividad existente y
- (ii) Problemas existentes en la legalización ambiental de la generación termoeléctrica.

#### Normatividad

Como se desprende del análisis del cumplimiento de las normas, existen vacíos importantes en la legislación nacional, en cuanto a las normas que deben regular, desde el punto de vista ambiental, la operación de las plantas termoeléctricas. Pero el problema no solo es de falta de normalización de parámetros sino también de deficiencias en el enfoque conceptual y en las características del marco regulatorio, así como en los procedimientos administrativos para su aplicación y en los mecanismos de vigilancia y control utilizados. Se detectaron, en éste sentido los siguientes aspectos críticos:

- De la simple inspección de la normatividad vigente, se evidencia que en materia de reglamentación aplicable a las Centrales Termoeléctricas en forma específica, no se ha roto el paradigma

manejado tradicionalmente por el sector Salud, consistente en considerar que el mayor impacto generado por esta actividad se centra en la contaminación atmosférica y ni siquiera apreciada en forma integral; pues incluso se ha subdimensionado lo relacionado con la presión sonora y los olores ofensivos, así como la falta de certeza sobre el real estado de la calidad del aire en las distintas zonas donde se establece la actividad.

- Aunque existe profusa normatividad constitucional y legal que enmarca en forma integral y sustancial la materia ambiental, curiosamente la formulación de un programa de reconversión a tecnologías limpias para termoeléctricas, se gesta en un decreto reglamentario que contempla únicamente el control de la contaminación atmosférica.
- No existe una *concepción reglamentaria ecosistémica* para las diferentes etapas de los proyectos termoeléctricos. Se nota la ausencia de variables esenciales como el aspecto social (utilización de mecanismos de participación ciudadana, e incluso gremial dentro del proceso de implantación del negocio); aspectos económicos tanto en inversiones como en costos ambientales (planteamiento de incentivos tributarios, exenciones fiscales por importación de equipos, racionalidad en la aplicación de tasas, transferencias a entidades territoriales)
- La *transición reglamentaria* para la generación termoeléctrica en el país no llena las expectativas contenidas en las reglamentación general en materia ambiental, cuya tendencia es integrar las diferentes variables (vgr. unidad del acto de licencia con permisos y autorizaciones y aplicar planes de manejo igualmente integrales), ni con los planteamientos

contenidos en los documentos de política, que propenden por la promoción de una producción limpia dentro del criterio del Desarrollo Humano Sostenible, pero con estrategias articuladas a conceptos de reeducación, participación, aplicación eficiente de instrumentos económicos y mecanismos de regulación estableciendo estándares tecnológicos en forma gradual.

- Entre las características determinantes de los reglamentos expedidos se destaca su total *desarticulación* puesto que no existen elementos sistémicos que integren y armonicen sus distintos componentes, situación que lleva a desperdiciar esfuerzos técnicos y económicos para cumplir variables puntuales en forma aislada, sin tener en cuenta el efecto en cadena que generalmente se da, en la situaciones propias de la actividad.
- En materia de cumplimiento de normas, es notoria la *inconsistencia* del manejo de la transición legislativa, especialmente en lo relacionado con las nuevas competencias asignadas al Ministerio del Medio Ambiente y a las Corporaciones Autónomas Regionales, así como a la interpretación de cuándo es necesario tramitar y obtener Licencia Ambiental, aplicar Plan de Manejo Ambiental únicamente, o la necesidad de actualizar los permisos, autorizaciones y concesiones. Las Autoridades Ambientales no han sentado criterios para estos trámites, pues los procedimientos se han aplicado circunstancialmente y en forma diferente a casos similares. Vgr. Termobarranquilla, Termoflores, y Termopaipa IV.

#### Estado actual en el proceso de licenciamiento

La situación legal también varía en cada una de las plantas. Dentro de la muestra

estudiada se encuentran plantas que no tienen su situación legal actualizada, hecho generalizable a las plantas del PRTL, una razón que ha originado este comportamiento es para unos casos la flexibilidad de la entidad gubernamental reguladora. En otros casos, esto se ha debido a situaciones de inestabilidad dentro de las plantas ocasionando un estancamiento en todo lo relacionado con el componente ambiental. En el otro extremo se tienen plantas que tienen su situación legal ambiental actualizada, este requisito se cumple para las creadas recientemente, las cuales han estado sujetas a las reglamentaciones y normas de tipo ambiental en cada una de las etapas transcurridas.

Con fundamento en la muestra verificada y en el análisis de la información disponible se estableció el *estado de incumplimiento generalizado* por parte de los dueños de las empresas, tanto de los actos administrativos que imponen obligaciones ambientales, como de los reglamentos especiales y en general de la normatividad ambiental. Como es evidente, la mayoría de las plantas visitadas y sobre las cuales se verificó el estado de cumplimiento de las normas, están en alguna de las siguientes situaciones:

- Con permisos, autorizaciones y concesiones de plazo vencido.
- Con permisos, autorizaciones y concesiones por vencerse.
- Con permisos, autorizaciones y concesiones incompletos.
- Con orden de apertura de investigación por incumplimiento de la normatividad ambiental.
- Con formulación de cargos por incumplimiento en la aplicación de planes de manejo ambiental y de contingencia.

- Con orden de suspensión de actividades por incumplimiento de las condiciones fijadas en la Resolución de Licencia Ambiental
- Con términos de referencia para evaluar el estado de las actividades y formular planes de manejo.
- Con problemas de orden social que obligaron a agotar instancias de participación ciudadana, como las Audiencias Públicas.
- Con la utilización de mecanismos judiciales de cumplimiento de obligaciones como las tutelas.

#### ASPECTOS ECONOMICOS

- Es evidente la ausencia de una estructura específica de costos de producción, administración, ventas y financieros para generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. Uno de los motivos de tal hecho es la interdependencia total de las diferentes actividades de las empresas, el tipo de propiedad vigente. En la cual dada su razón social, por ejemplo pública, este componente no ha sido tomado con la importancia requerida.
- En el sector privado se encuentran mejores estructuras de costos de las diferentes actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Se observó en la muestra, que estas empresas se rehusan a facilitar la consulta de su información sobre las estructuras de costos tanto desde el punto de vista productivo como ambiental aduciendo razones de competencia.
- La falta de estructuras de costos de las diferentes actividades de las empresas, es mucho más evidente en el componente ambiental, no encontrándose datos contables ambientales, en la mayoría de los casos.

- Todas las empresas que realizan inversiones ambientales... relacionadas directa o indirectamente con el manejo ambiental de las plantas, no lo asumen como tal. En la mayoría de los casos estas inversiones entran dentro de los planes de mantenimiento y reparación de las unidades generadoras. Por lo anterior se hace imposible estimar la cantidad de recursos que se destinan al componente ambiental de las empresas.
- Otra razón que incide en la falta de una estructura de costos ambientales es la ausencia de la sistematización de este tipo de inversiones. Un ejemplo claro es la inversión en obras o sistemas que mitiguen los impactos sobre las comunidades vecinas sin un diseño adecuado y sin una planificación de seguimiento que permita facilitar un registro y control adecuado de este tipo de actividades y por tanto de los márgenes de la inversión realizada.

#### ESCENARIOS DE ACTUALIZACIÓN Y RECONVERSION TECNOLÓGICA

Para la definición de los escenarios de actualización y reconversión tecnológica, se han analizado los siguientes factores, dentro de un concepto integral que abarca no solo las modificaciones, complementación o cambio de equipos sino también el mejoramiento de la gestión, para lograr así el propósito de generar electricidad de una manera limpia, moderna y eficiente:

- Mejoramiento de la calidad del combustible.
- Homogenización de las especificaciones del combustible.
- Automatización de los sistemas de control
- Instalación de quemadores de bajo NOx.
- Instalación de filtros electrostáticos.

- Mejoramiento de los sistemas de uso y disposición de residuos.
- Modernización y rehabilitación de equipos.

A continuación se analizan las posibilidades de actuar sobre cada uno de estos factores, para luego definir los escenarios de Actualización y Reconversión Tecnológica.

#### Actualización tecnológica

##### Mejoramiento de la calidad del combustible.

De acuerdo con los resultados obtenidos en los estimativos de las emisiones de las plantas, considerando los diferentes tipos de combustible (gas, carbón, fuel oil) se concluyó que las plantas a carbón requieren una atención prioritaria en cuanto al mejoramiento de la calidad del mineral que se consume para la generación de energía.

Este mejoramiento de la calidad del carbón se plantea en términos de evaluar la posibilidad de instalar plantas de lavado, con el fin de reducir el contenido de azufre y cenizas. El consumo de carbón lavado podría redundar no solo en la reducción de las cargas contaminantes sino también en incrementos importantes de la eficiencia de la combustión y probablemente en la reducción de costos de mantenimiento de algunos componentes de las plantas.

##### Homogenización de las especificaciones del combustible

Se trata de obtener el combustible más adecuado para el equipo disponible en la planta. Las desviaciones respecto al combustible de diseño, provocan una disminución de la eficiencia, aumento de las emisiones y disminución de la vida útil del equipo, a la vez disminuye la disponibilidad de la planta e incrementa los costos de mantenimiento.

El proceso de mejoramiento de combustible se debe aplicar básicamente a las plantas a carbón y puede efectuarse de las siguientes formas:

- Definición del carbón de diseño de los equipos: en el diseño de una caldera lo más importante son las características del carbón que se va a quemar, así que deberá establecerse claramente con el diseñador, el tipo de carbón usado para el diseño de cada caldera, pues puede ser diferente aún si las calderas están en la misma Central. También deberá definirse el tipo de carbón considerado para el diseño de los precipitadores, puesto que una variación en el contenido de azufre, y por ende en la resistividad, puede variar la eficiencia de colección de cenizas.
- Definición de las características del carbón existente en la zona mediante el levantamiento de información primaria y estructuración de un sistema de manejo de datos actualizado y confiable.
- Análisis histórico de la obtención del carbón de diseño: una vez conocido el carbón de diseño, deberá formularse el método para su obtención, que va desde la explotación en las minas hasta la mezcla en patios. En Centrales con varias unidades, es muy importante el manejo del carbón en patios, para evitar errores por consumo de Carbones diferentes a los de diseño. También puede obtenerse este carbón mezclando Carbones de diferentes regiones, los cuales a su vez aportarán diferentes contenidos de azufre, cenizas y tendrán seguramente poder calorífico diferentes.

#### **Automatización de sistemas de control de combustión**

Se trata, en la práctica, de cambiar en algunas plantas los sistemas de control de la combustión por equipos que mejoren

sustancialmente la capacidad y, el tiempo de respuesta de las variables operativas del proceso de generación de energía.

#### **Instalación de quemadores de bajo NOx**

Para las calderas, se cambiaría el sistema de quemadores por uno de mayor eficiencia de combustión y de menor temperatura de llama con el fin de reducir las emisiones de NOx (Las emisiones de NOx aumentan de manera proporcional a la temperatura de combustión).

#### **Instalación y mejoramiento de la eficiencia de filtros electrostáticos**

Básicamente se trata de instalar equipos de control de emisiones de partículas (precipitadores electrostáticos), o de aumentar el rendimiento de los existentes. De acuerdo con los estimativos de las emisiones realizados en el presente trabajo, no se estima necesario adicionar sistemas de desulfuración (DeSOx) o de desnitrificación (DeNOx).

#### **Mejoramiento de los sistemas de disposición y uso de residuos.**

En los últimos años se han realizado varios estudios sobre el tema y se han desarrollado métodos más limpios de disposición de residuos, evitando la contaminación aérea y por lixiviados producida por los métodos tradicionales. También se ha promovido la utilización de las cenizas en los procesos industriales, para lo cual es requisito tener un control estricto de los procesos de combustión y de preparación del combustible.

#### **Modernización y rehabilitación de equipos**

Deberán efectuarse diagnósticos y análisis técnicos y económicos detallados con el fin de estudiar la conveniencia de la modernización y actualización del parque

térmico existente. Los principales equipos susceptibles de modernizar y rehabilitar son las Turbinas, los Generadores, las Calderas y la instrumentación y control.

- Un cambio en las Turbinas permitiría aprovechar los nuevos diseños de álabes y una mejor distribución del vapor y/o del gas, para el máximo aprovechamiento de la energía del fluido. Un cambio en el diseño de la turbina estaría directamente ligado a un aumento de la eficiencia del ciclo térmico. En el caso de los generadores eléctricos, existen dos alternativas de actualización:
- La primera alternativa consiste en el cambio de los aislamientos existentes a aislamientos clase F, para disminuir las pérdidas.
- La segunda alternativa, un poco más costosa, es la de cambiar el generador por uno con nuevo diseño, lo cual elevaría la eficiencia un poco más que en el caso anterior.

#### **Reconversión tecnológica**

##### **Reconversión completa o cambio a Tecnologías Limpias.**

La reconversión completa de centrales involucrando una nueva tecnología, se ha extendido muy rápidamente en Estados Unidos y Europa y es así como hoy en día existen bastantes ejemplos de lo que se puede hacer en este campo.

Una reconversión muy utilizada es la de pasar viejas centrales a carbón a centrales de ciclo combinado usando gas natural. Se aprovecha la instalación existente, convirtiendo la caldera en caldera de recuperación de calor (Heat Recovery Steam Generator- HRSG) y colocando una nueva turbina de gas, cuyos gases de escape son aprovechados en la HRSG para generar

vapor y mover la turbina de vapor existente. El resultado es una planta de ciclo combinado de mayor capacidad, con más alta eficiencia y que ha utilizado parte del equipo existente. Esta reconversión es posible siempre y cuando haya disponibilidad de gas natural.

Otro tipo de reconversión muy utilizada recientemente es la de convertir calderas tradicionales en calderas de lecho fluidizado, mejorando la eficiencia de la combustión y disminuyendo las emisiones.

Una reconversión muy interesante es la que se ha efectuado a las centrales de ESCATRON en España y se efectuará a la de Cottbus en Alemania, sustituyendo la caldera tradicional por una caldera de tecnología limpia PFBC y adicionando una turbina de gas movida por el gas producto de la combustión del carbón, de manera que no se requiere de la disponibilidad del gas natural. Esta reconversión entrega una planta de ciclo combinado a carbón de alta eficiencia, con posibilidad de quemar una amplia gama de Carbones, con bajo nivel de emisiones y una utilización industrial del 100% de los residuos. Normalmente se logra un aumento apreciable de la potencia. Siempre que se adiciona una turbina de gas para reconversión, debe tenerse en cuenta la ubicación de la planta sobre el nivel del mar, ya que la baja presión atmosférica en las plantas de gran altura, ocasiona una disminución en la eficiencia del proceso. Las ventajas de la reconversión de plantas existentes a Tecnologías Limpias son entre otras:

- Utilización de la infraestructura existente, con lo cual se agiliza el proceso de obtención de permisos y licencias.
- Tiempo de construcción más corto que un proyecto nuevo.
- Reducción sustancial de emisiones.

- Incremento de la eficiencia y por tanto mejor aprovechamiento del combustible, que es un recurso natural.
- Prolongación de la vida útil de la planta.

**Reconversión a plantas de ciclo combinado con turbinas a gas.**

Este tipo de reconversión ha sido muy usado en Europa y América, en regiones donde se tiene una buena disponibilidad de gas natural y ha sido aplicada para modernizar desde centrales de generación nuclear hasta viejas centrales a carbón. La conversión utiliza la infraestructura existente en la central, repotencia normalmente la turbina de vapor y agrega la turbina de gas y la caldera de recuperación. Ejemplos de este tipo de reconversión son las centrales de Midland (1300 MW) y Rheinafen (360 MW) en Alemania.

**Descripción de escenarios factibles de reconversión tecnológica en centrales de generación térmica**

A continuación se presenta una aproximación a los escenarios factibles de aplicar en cada unidad considerada en este estudio, en una primera etapa, por la prioridad que requiere su atención. Las unidades señaladas con las letras R, se deberán retirar del sistema o mantenerlas como plantas de reserva.

Para cada planta se han considerado los diversos escenarios planteados, en el caso de intervención a los equipos mayores (Turbinas y calderas), o en el caso de reconversión.

La definición de la aplicación de un escenario dado a una unidad en particular, deberá ser realizada mediante un análisis técnico, económico y ambiental, que será el primer paso para comenzar el proyecto y deberá estar a cargo de cada propietario de planta, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía. (UPME).

**PROPUESTA DE ACTUALIZACION TECNOLÓGICA:**

**PLANTAS A CARBON**

| OPCION DE ACTUALIZACION                            | ZI-PA | PAI-PA | YUM-BO | TASA-JERO | GUAJIRA |
|--|-------|--------|--------|-----------|---------|
| Mejoramiento de la calidad del combustible         |       |        |        |           |         |
| Homogenización combustible                         |       |        |        |           |         |
| Instalación quemadores de bajo Nox (Primera etapa) |       |        |        |           |         |
| Instalación de filtros electrostáticos             |       |        |        |           |         |
| Mejoramiento/disposición y uso de residuos         |       |        |        |           |         |
| Modernización y rehabilitación de equipos          |       |        |        |           |         |

**PLANTAS A GAS**

| OPCION DE ACTUALIZACION                            | B/QUILLA | CARTAGENA | BARRANCA | GUAJIRA UI,II |
|--|----------|-----------|----------|---------------|
| Instalación quemadores de bajo NOx (Segunda etapa) |          |           |          |               |
| Modernización y rehabilitación de equipos          |          |           |          |               |

**PLANTAS A BASE DE FUEL OIL O ACPM**

| OPCION DE ACTUALIZACION                            | TABOR | BARRANCA | C/GENA | OCOUI |
|--|-------|----------|--------|-------|
| Mejoramiento de la calidad del combustible         |       |          |        |       |
| Instalación quemadores de bajo Nox (Segunda etapa) |       |          |        |       |
| Modernización y rehabilitación de equipos          |       |          |        |       |

**PROPUESTA DE RECONVERSION TECNOLÓGICA:**

| OPCION DE RECONVERSION          | PLANTA - UNIDADES |
|---------------------------------|-------------------|
| Turbina a gas y ciclo combinado | Barranca IV,V     |
| Lecho fluidizado                | Yumbo III         |

**INSTRUMENTOS ECONOMICOS Y REGULACIONES PARA GARANTIZAR VIABILIDAD DEL PRTL**

Dos puntos muy importantes son básicamente los destacados al nivel del diagnóstico, uno el problema de la viabilidad financiera y económica del PRTL y el otro, el no disponer de estructuras de costos confiables que incluyan el componente ambiental.

En cuanto al primero el PRTL debe justificarse económicamente en el nuevo marco regulatorio del sector eléctrico que introduce competencia entre los generadores y mercados de largo y corto plazo para la venta de energía eléctrica. Tal como se mostró en la parte financiera del presente trabajo y dadas las actuales circunstancias, los costos adicionales en que se incurria para el cambio a tecnologías limpias implicarían que los costos incrementales de largo plazo, de producción de energía, crecerían y por tanto harían prácticamente no viable, desde el punto de vista financiero el PRTL.

Con respecto a este punto es muy importante tener en cuenta las características del sistema de generación Colombiano: la utilización del parque térmico en el PRTL es muy baja en años con hidrología normales o húmedas(1995 y 1996) y es alta sólo en años secos. Se puede asegurar que son unidades de reserva para ser utilizadas cuando se presentan hidrologías críticas. La abundancia del recurso hídrico se traduce en bajos precios en la bolsa, que no permiten recuperar la inversión necesaria. La situación no ha mejorado substancialmente con la introducción del cargo por capacidad. Los valores observados en la bolsa están por debajo del CIPLP (alrededor de US\$36/Mwh), lo que no permite garantizar la inversión necesaria para abastecer la

demanda futura ni los incrementos en costos requeridos para las reconversión a tecnologías limpias, uno de los componentes claves del PRTL.

Por tanto la estrategia básica consiste en complementar el marco regulatorio para que explícitamente se reconozca la contribución de las unidades del PRTL a mejorar la confiabilidad del sistema. Esta es una tarea que debería desarrollar la CREG.

Existen diversos mecanismos de regulación, se destacan por ejemplo:

- Suscripción de contratos de venta de energía de largo plazo que impliquen utilizar térmicas de altos costos variables garantizando un flujo constante de ingresos para las plantas del PRTL. Esta opción conllevaría un pago a estas térmicas que les proporcionaría un flujo de caja constante, con lo que disminuiría su exposición a la volatilidad de la bolsa. Empresas como ISAGEN pudieran liderar el establecimiento de este tipo de contratos.
- Establecer precios fijos teniendo en cuenta las opciones de la hidrología y la vulnerabilidad del sistema, es decir una especie de subsidios o impuestos cruzados entre los generadores y compradores de energía.

Si se encuentra que los anteriores mecanismos son insuficientes para asegurar la sostenibilidad del PRTL, el único camino que quedaría sería el del apoyo estatal mediante la inclusión de exenciones tributarias y subsidios. Nótese que una estrategia razonable de implementación del PRTL consistiría en implantar primero las medidas mas económicas, con base en los resultados de los escenarios de actualización y reconversión y su análisis económico y financiero.

Es importante por tanto estudiar los óptimos mecanismos de regulación, no simplemente en crear estímulos o distorsiones que impliquen una menor competitividad del sistema y por tanto altos niveles de ineficiencia...

Finalmente, es necesario requerir a las empresas públicas la construcción de sus estructuras de costos confiables incluyendo por su puesto el componente ambiental. Este punto no es tan crítico para las plantas termoeléctricas privadas o para las que van a entrar en este esquema. Las estructuras de costos son elementos imprescindibles para la planificación y la eficiencia tanto de las plantas como del sistema en general.

#### **OMAR DARIO RENGIFO CELIS:**

Ingeniero Sanitario de la Universidad de Antioquia. Posgrado en Gerencia del Ambiente de la Universidad Pontificia Bolivariana. Ingeniero Ambiental de ISAGEN S.A. ESP. Coordinador del Grupo Ambiental de Térmicas del Comité Ambiental del Sector Eléctrico -CASEC-. Secretario Técnico del Convenio de Producción Limpia del Sector Eléctrico con el Ministerio del Medio Ambiente. Profesor de cátedra de la Maestría en Sistemas Energéticos de la UPB.

## **ESTABLECIMIENTO DE UN SISTEMA DE INDICADORES AMBIENTALES PARA LA PLANEACIÓN Y LA GESTIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA RESULTADO DE LA CONSULTORÍA REALIZADA CON LA FIRMA DEPROYECTOS LTDA**

**UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**PALABRAS CLAVES:** medio ambiente, costo ambiental, energía, indicadores.

**RESUMEN.** El manejo ambiental de los desarrollos energéticos del País condiciona su viabilidad y plantea requerimientos de inversión que inciden en la asignación de recursos, dando lugar a la gestión ambiental empresarial y sectorial.

La determinación de las condiciones ambientales para el desarrollo energético, permite establecer por medio de indicadores biofísicos, sociales y económicos, la situación y el comportamiento ambiental del sistema energético en operación y proyectado y también establecer escenarios, objetivos y metas ambientales a ser logrados por los empresarios y por las instituciones responsables de promover este desarrollo.

El estudio permitió diseñar el sistema de indicadores para el planeamiento energético y realizar una prueba inicial con algunos proyectos energéticos y crea las bases para su instrumentación y aplicación.

### **1. INTRODUCCIÓN.**

#### **1.1. CONSIDERACIONES BÁSICAS**

La reciente transformación estructural de la economía mundial, incorpora procesos de globalización de las relaciones entre distintos agentes económicos y sociales, que interactúan frente al propósito de obtener beneficio económico en el intercambio de bienes y servicios, necesarios para mantener y mejorar las condiciones de bienestar económico y social de la población mundial.

Actualmente se avanza en la incorporación de la dimensión ambiental en la gestión del desarrollo económico y social, buscando garantizar el cumplimiento de las condiciones jurídicas, técnicas y económicas que se establecen por el uso e incorporación de recursos ambientales en los procesos productivos.

La utilización de recursos naturales y ambientales, permite obtener reducciones en los costos y precios reales de producir o utilizar la energía, reducciones

que equivalen a lo que valdría obtener dicho servicio sin tales recursos o el costo de no tenerlo con esa ventaja o lo que valdría restablecer cualitativa y cuantitativamente esa condición o recurso ambiental utilizado.

### **1.2 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN**

#### **1.2.1 Evolución de la valoración de la gestión ambiental en el sector energético**

Si bien se ha avanzado en la incorporación de la dimensión ambiental en el planeamiento energético para orientar la gestión sectorial, se debe internalizar esta dimensión en el planeamiento energético integrado a escala nacional y regional, a fin de prever su incidencia en las condiciones de factibilidad técnica, económica y financiera del desarrollo energético en condiciones de mercado.

Dado que las políticas ambientales nacionales e internacionales se orientan a propiciar el uso de instrumentos económicos de estímulos y restricciones sobre los precios de mercado, se deben desarrollar metodologías de valoración económica y de estimación de costos de reposición y manejo ambiental, para orientar las decisiones de inversión, que modificarán substancialmente los flujos de fondos, a través de condiciones fiscales, regalías y transferencias obligatorias, entre otras.

#### **1.2.2 Planteamiento del problema**

El desarrollo energético del país por su interacción con el entorno ambiental propicia una serie de impactos y acciones ambientales, que en condiciones de mercado modifican las condiciones de competitividad, productividad y rendimiento de corto mediano y largo plazo.

El nuevo modelo de gestión empresarial y sectorial, debe incorporar la valoración económica de los impactos y las acciones ambientales propiciadas, de modo que pueda incorporar dicho componente en la estructura de costos, tradicionalmente manejado como una externalidad y pueda recuperar las inversiones realizadas en la gestión ambiental, manteniendo las condiciones de aceptabilidad social y de calidad

ambiental, en condiciones de competitividad y rentabilidad apropiadas.

Es responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía y en particular de la UPME, disponer del conocimiento y la información y las políticas, estrategias, acciones e instrumentos ambientales necesarios para garantizar el logro de los objetivos de desarrollo energético sostenible, en el marco de las orientaciones generales del modelo y los planes de desarrollo del país, para satisfacer los requerimientos de la ley 143 de 1994.

Hay que establecer el avance en el conocimiento de la problemática ambiental del Sistema Energético Colombiano, la disponibilidad a nivel nacional e internacional de metodologías de evaluación de costos ambientales y de modelos y programas de computación aplicables al planeamiento ambiental energético y la disponibilidad y confiabilidad de la información existente u obtenible para operacionalizar dichos modelos.

Para garantizar la incorporación de la dimensión ambiental en el planeamiento energético integrado la UPME definió las siguientes fases:

- **Investigación y planeación estratégica:** Definir el estado del arte del conocimiento, la investigación, la planeación y la gestión ambiental energética en el País y formular un planteamiento estratégico que oriente el proceso de planeación y gestión propuesto.

- **Planeación y diseño:** Diseñar metodologías, modelos e instrumentos analíticos ambientales para la planeación del desarrollo energético sostenible y propiciar la concertación que comprometa a los agentes intervinientes.

- **Implementación ambiental:** Consolidar y operar el Sistema de Planeación y Gestión Ambiental Energética, que articule las acciones, programas y proyectos propuestas en el marco de la estrategia y las políticas de desarrollo del País.

- **Seguimiento, evaluación y control:** Consolidación de un proceso de retroalimentación de los sistemas de investigación, información, planeación y gestión ambiental, dependiendo del rumbo de los procesos de desarrollo energético.

Actualmente la unidad de Planeación Minero Energética -UPME, avanza en la Fase 1 que busca definir el estado del arte del conocimiento, la investigación y la planeación ambiental energética del País, hacer una evaluación inicial de la incidencia económica actual y esperada de la gestión ambiental

energética y definir una estrategia que oriente conceptual y metodológicamente la planeación - gestión, para avanzar en el mejoramiento ambiental energético sostenible del País.

### 1.3 OBJETIVOS DE LA PRIMERA FASE

#### 1.3.1 Objetivo general:

Definir el estado del arte del conocimiento, la investigación, la planeación y la gestión ambiental energética en las áreas urbanas y rurales del País, realizar una evaluación inicial de la incidencia económica actual y esperada de la gestión ambiental energética y proponer una estrategia que oriente conceptual y metodológicamente la planeación - gestión, para avanzar en el mejoramiento ambiental energético sostenible del País.

#### 1.3.2 Objetivos particulares:

Para el logro del objetivo de la fase inicial se espera avanzar en los siguientes objetivos particulares.

1.3.2.1. Realizar una Síntesis de los Avances del planeamiento y la gestión Ambiental Energéticos del país, que permita establecer la disponibilidad de información, el estado de la investigación y planeación y la capacidad de gestión empresarial, social e institucional ambiental energética pertinente.

1.3.2.2. Realizar una Evaluación de los Desarrollos actuales en la Gestión Ambiental Energética de los agentes públicos y privados, de modo que se puedan determinar los avances y el alcance requerido en el Planeamiento Energético Sostenible del País.

1.3.2.3. Proponer un marco conceptual y metodológico para realizar evaluación económica de la incidencia ambiental en el Planeamiento y el desarrollo energético Colombiano en el ciclo de producción-transformación-distribución-uso de energía, en las áreas urbanas y rurales.

1.3.2.4. Realizar un Planteamiento estratégico para la Planeación y la gestión Ambiental Energética que incluya la caracterización ambiental, objetivos y estrategias de gestión y que oriente el Planeamiento Ambiental de la Expansión Eléctrica, de la Expansión de los subsectores de carbón e hidrocarburos y de los Planes de Uso Racional de Energía y de Desarrollo de Fuentes Alternas de Energía.

### 1.4 METODOLOGÍA DESARROLLADA

Se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

#### 1.4.1 Impactos:

Considerar a nivel nacional, el tipo, magnitud, duración y costo, por lo menos de los siguientes impactos causados y esperados:

- Emisiones atmosféricas
- Calidad de agua
- Calidad de suelos: desechos sólidos y peligrosos
- Pérdida de biodiversidad, bosques, flora y fauna
- Cambio de usos del suelo
- Afectación cultural y arqueológica
- Desplazamiento de población
- Deterioro de la calidad de vida
- Modificación de la estructura económica
- Potenciación de conflictos

#### 1.4.2 Acciones:

Considerar a nivel nacional, el tipo, magnitud, duración y costo de por lo menos las siguientes acciones ambientales:

- Conservación de biodiversidad y rescate de fauna y flora
- Reforestación y manejo de microcuencas
- Control de procesos erosivos y de la sedimentación en cauces y embalses
- Recuperación y revegetalización de suelos y áreas agrícolas
- Tratamiento y recuperación de la calidad de aguas
- Tratamiento y recuperación de la calidad del aire
- Reasentamiento de población desplazada
- Rescate de patrimonio cultural, histórico y arqueológico
- Reposición económica
- Reposición de infraestructura de servicios
- Información, consulta, participación y capacitación de comunidades
- Desarrollo institucional y de la organización comunitaria
- Manejo de contingencias ambientales.

#### 1.4.3 La gestión:

Se trató de conocer la organización ambiental empresarial e institucional de soporte a la gestión ambiental, los avances y requerimientos para mejorar dicha gestión, así como los gastos e inversiones ambientales en que puedan incurrir los agentes económicos intervinientes, como:

- Inversiones en estudios y diseños ambientales
- Realización de planes de manejo ambiental
- Pago de regalías, transferencias, tasas retributivas, compensaciones y otras contribuciones.
- Gastos de administración ambiental: Autocontrol, procesos ambientales, relacionamiento externo.

#### 1.4.4 La concertación:

Durante el desarrollo de la investigación propició la consulta a empresas, instituciones y organizaciones energéticas y ambientales que dispusieran de información y que realicen acciones ambientales, tomando en cuenta sus expectativas y recursos.

#### 1.4.5 La información:

Se trató de acopiar y analizar la información secundaria ambiental, técnica y económica disponible, confiable y pertinente para la caracterización ambiental-energética, así como para formular el planteamiento estratégico.

Adicionalmente se avanzó en el diseño y aplicación de una instrumento para la captura de información estratégica para el desarrollo de la investigación.

## 2. INDICADORES DE IMPACTO AMBIENTAL PROPUESTOS PARA EL SECTOR ENERGETICO

Después del análisis conceptual realizado por los expertos realizadores del estudio y de la revisión de metodologías, se optó por ajustar la metodología elaborada por Interconexión Eléctrica S.A. -ISA, recomendada por la Organización Latinoamericana de Energía -OLADE, para establecer los indicadores de impacto ambiental del sector energético en su conjunto. Ver Gráfico 1, anexo.

Para efectos de producir los respectivos ajustes e incorporar los otros subsectores energéticos, se definieron tres tipos de proyecto:



- Termoeléctricas e hidroeléctricas, ya que constituyen alternativas sustituibles.
- Hidrocarburos y carbón, que son relativamente sustituibles
- Líneas de conducción y transmisión que por la naturaleza física de las obras presentan impactos relativamente comparables, entre alternativas.

El primer paso seguido para establecer los indicadores sociobiofísicos de impacto ambiental, consistió en hacer un amplio listado de impactos de los diferentes tipos de proyectos de producción energética en sus diversas fases. Para realizar este trabajo cada uno de los especialistas de acuerdo con su experiencia y los aportes de diversas fuentes secundarias, puntualizaron los impactos ambientales. Esta lista de impactos fue acompañada del tipo de variables cuantitativas y cualitativas que se utilizarían para dimensionales o calificarlos.

En una segunda etapa el equipo de investigación emprendió una amplia revisión de las diversas metodologías existentes para determinar, calificar y cuantificar los impactos ambientales derivados de la construcción o implementación de proyectos energéticos. Esta revisión metodológica permitió discusiones sobre diversas propuestas dentro de las que cabe subrayar la metodología desarrollada por OLADE que en el módulo ambiental recomienda la metodología preparada por Interconexión Eléctrica ISA<sup>1</sup> para la evaluación ambiental del plan de expansión.

A continuación se presenta una propuesta para la construcción de indicadores a partir de las variables que interactúan durante el desarrollo de un proyecto, tomando como base la metodología elaborada por el CASEC en 1991, para la Evaluación Ambiental del Plan de Expansión del sector eléctrico colombiano.

Luego de estudiar y analizar la metodología mencionada, se llegó a la conclusión de que sigue siendo válida para cualquier proyecto energético actual y/o futuro a evaluar. En la metodología se evidencian vacíos atribuibles a la falta de información existente en la época en que se construyó la misma.

Para su aplicación en los subsectores carbón e hidrocarburos, es necesario redefinir algunas variables y por lo tanto definir una nueva ponderación, de manera que se logren construir los indicadores que permitan evaluar adecuadamente los daños o

<sup>1</sup> ISA, 1991.

beneficios de un proyecto sobre el ambiente, manteniendo como marco de referencia los términos de referencia establecidos por el Ministerio del Medio Ambiente para este tipo de proyectos.

### 2.1 Objetivos y criterios para la definición de indicadores

Con base en la metodología ISA, se presentan los objetivos determinados para cada uno de los subsectores a analizar, así como los criterios asociados a cada uno de ellos.

La estructura objetivo - criterio - indicador obedece a una organización jerárquica de la evaluación del estado de un sistema. Los objetivos, en general, expresan algo deseable y se establecen pretendiendo que sintetizen todos los impactos relevantes asociados a los proyectos de generación de energía concernientes a las dimensiones o aspectos básicos de la relación proyecto - región<sup>2</sup>. Los criterios son los elementos con los cuales se construye un objetivo. Cada criterio ha sido seleccionado con la finalidad de evaluar un impacto ambiental específico.

Los indicadores son instrumentos de medición de un impacto. Se construyen a partir de un cruce adecuado de las variables asociadas al impacto, buscando aprehender en forma clara y sencilla la magnitud del mismo. Cada indicador está asociado a un criterio; el indicador se constituye en el evaluador del criterio. Escoger un indicador es seleccionar una manera específica de evaluarlo.

Para la construcción del indicador se requieren variables, las cuales son atributos medibles que permiten establecer el seguimiento confiable de la evolución de un comportamiento, de un sistema o de una relación.

Tal como se expresó arriba, los objetivos propuestos son cinco:

- Minimizar el Impacto sobre el Medio Físico
- Minimizar el impacto sobre el Medio Biótico
- Minimizar el desalojo de la Población
- Minimizar los costos regionales
- Maximizar los beneficios regionales

Los criterios son una desagregación de los objetivos en categorías más concretas y expresan propiamente los impactos.

<sup>2</sup> ISA. Metodología para la evaluación ambiental del Plan de Expansión. Medellín, Mayo de 1991.

### 2.2 Cálculo de Indicadores de Impacto Ambiental

La metodología para el cálculo de los indicadores parte de la definición de variables que permitan la construcción de un parámetro cuantitativo que refleje el estado del ambiente con respecto a cada uno de los criterios seleccionados en cada objetivo. Es importante recordar que cada criterio está relacionado con un indicador.

A continuación se presenta en forma detallada el cálculo de los indicadores, con sus respectivas variables, clasificados de acuerdo a los objetivos.<sup>3</sup>

#### OBJETIVO 1. MINIMIZAR EL IMPACTO SOBRE EL MEDIO FÍSICO.

##### A. Estabilidad de la zona del proyecto

Este criterio está relacionado con el componente geosférico, donde el suelo es el elemento o recurso afectado por las decisiones del proyecto.

El indicador se construye a través del producto entre el volumen total de excavaciones y la intensidad de la erosión en la zona afectada por el proyecto. Es decir:

Estabilidad de la zona del proyecto = Volumen total de excavaciones \* Intensidad erosión

El indicador de estabilidad (ESTABIL) es entonces:

$$ESTABIL = VOLTEX * INTEROS$$

Donde

- VOLTEX = volumen total de excavaciones, se calcula mediante la fórmula

$$VOLTEX = V + VOLOBRA \quad (\text{cifras en m}^3)$$

Donde

V = volumen de excavaciones por vías (en m<sup>3</sup>)

VOLOBRA

PRESALUV+PRESCANT+VOLEXCA+VOLMINCA

+0.014\*VOLMINSO

(cifras en m<sup>3</sup>)

Donde:

<sup>3</sup> El cálculo de los indicadores se basó en la metodología desarrollada por OLADE-ISA; sin embargo, se introdujeron algunas modificaciones de ajuste.

VOLOBRA: volumen de excavaciones  
 PRESALUV: volúmenes de préstamo por aluvión  
 PRESCANT: volúmenes de préstamo para cantera  
 VOLEXCA: volumen de excavaciones en el área de construcción  
 VOLMINCA: volumen de explotación minera a cielo abierto  
 VOLMINSO: volumen de explotación minera de socavón  
 0.014: factor de material erodado por cada tonelada de carbón obtenida por minería de socavón.

- INTEROS = Intensidad de la erosión, Esta variable se mide de acuerdo a la intensidad de la erosión en la zona del proyecto, para lo cual se usa la siguiente escala numérica:

| Intensidad de la erosión (INTEROS) | Escala |
|------------------------------------|--------|
| Muy severa                         | 1.000  |
| Severa                             | 0.251  |
| Moderada                           | 0.063  |
| Ligera                             | 0.016  |
| Muy Ligera                         | 0.004  |
| Sin erosión                        | 0.001  |

##### B. Alteración de las características del suelo

Este criterio busca determinar el grado de afectación del suelo por la construcción de obras de infraestructura y durante la operación de los proyectos.

Para hacer una evaluación adecuada se deberían tomar muestras del suelo a las cuales se les realicen análisis químicos y físicos de acidificación, salinización, lixiviación y retiro o descapote.

Debido a la falta de información cuantitativa relacionada con la afectación de las características del suelo, es necesario asignar valores cualitativos en función de la afectación. En este caso el indicador está dado por el grado de afectación al ecosistema donde se realice el proyecto, dando como resultado la siguiente escala, la cual está en función de la capacidad de recuperación del entorno.

Así, el indicador de alteración (ALTERS) se define como el producto del área afectada por el proyecto por el nivel de afectación. Es decir:

$$ALTERS = A * AFECTAC$$

Donde

A = Área afectada por el proyecto (en hectáreas)

AFECTAC = Grado de alteración del suelo, determinado por la siguiente escala:

| Grado de Afectación (AFECTAC) | Escala |
|-------------------------------|--------|
| Muy severa                    | 1.000  |
| Severa                        | 0.900  |
| Moderada                      | 0.500  |
| Ligera                        | 0.100  |

### C. Alteración del caudal

Por medio de este criterio se busca determinar el impacto que genera un proyecto determinado sobre los caudales de las fuentes hídricas circundantes, especialmente cuando se requiere realizar aprovechamiento del recurso, bien sea para consumo doméstico, agrícola, piscícola, ganadero o industrial.

Esta magnitud varía de acuerdo con el uso o usos que en la región se le al afluente, especialmente aguas debajo del sitio de captación del recurso.

Para construir este indicador se deben tener en cuenta las siguientes variables:

- Q = Caudal medio del afluente
- N = Número de usuarios del afluente
- q = Caudal captado por el afluente
- k = Caudal utilizado por cada usuario

Con estas variables se construye el indicador (DFLUJO), dado por:

$$DFLUJO = \frac{\sum (N * k) + q}{Q}$$

El valor del indicador se analiza según la siguiente tabla:

| Descripción del Impacto | DFLUJO      | Escala |
|-------------------------|-------------|--------|
| Crítico                 | > 0.30      | 1.0    |
| Severo                  | 0.20 - 0.30 | 0.8    |
| Moderado                | 0.10 - 0.20 | 0.5    |
| Bajo                    | 0.05 - 0.10 | 0.3    |
| Insignificante          | < 0.05      | 0.1    |

### D. Alteración de la calidad del agua

Este criterio muestra la magnitud del impacto del proyecto sobre determinadas corrientes de agua, para de esta forma implementar las medidas necesarias para

que la calidad del agua se conserve por lo menos en el mismo estado.

Para esto, se seleccionaron los siguientes parámetros, los cuales deben realizarse antes, y durante la operación del proyecto. Estos análisis deben presentarse en los estudios de impacto ambiental y ser realizados en laboratorios avalados por el Ministerio de Salud.

Los análisis que es necesario realizar son los siguientes:

- Corrientes Superficiales

- DBO
- Oxígeno Disuelto
- Coliformes Fecales
- Nitrógeno Inorgánico
- Fósforo Total
- pH
- Temperatura
- Hidrocarburos
- Detergentes
- Turbidez
- Sólidos Suspendidos
- Conductividad
- Fenoles
- Grasas y aceites
- Bentos
- Perifiton
- Peces
- Macrófitas

La afectación de las corrientes se determina por la variación que pueden tener cada uno de estos parámetros con respecto al momento inicial (antes del proyecto), siendo un impacto negativo si las corrientes se han contaminado más y se encuentran por fuera de las normas estipuladas en el Decreto 1594/84. El impacto será positivo si se mantiene dentro de la escala.

La valoración de este impacto está dada por la siguiente tabla:

| Descripción del Impacto | Escala |
|-------------------------|--------|
| Crítico                 | 1.000  |
| Severo                  | 0.800  |
| Moderado                | 0.500  |
| Bajo                    | 0.300  |
| Muy Bajo                | 0.100  |

- Corrientes Subterráneas

En muchos proyectos actuales se construyen puntos para toma de información dentro y en los alrededores de los sitios de construcción de infraestructura, con el fin de monitorear las aguas subterráneas y/o subsuperficiales que puedan existir en el área de influencia del proyecto. Para esto se deben realizar mediciones para pH, temperatura, Oxígeno disuelto y conductividad.

El indicador se halla de la misma forma que para las aguas superficiales.

### E. Alteración de la calidad del aire

Este criterio se evalúa de la misma forma en que se describe en el documento del CASEC. Es decir, que se realizarán mediciones de la calidad del aire actual y se simularán las situaciones esperadas por el proyecto a través de modelos de simulación existentes. En cuanto a la emisión de gases y partículas, los puntos de referencia con los cuales se debe hacer la comparación son las normas existentes en el Decreto 02/82 del Ministerio de Salud.

En lo referente a la emisión de ruido, se deben tomar registros efectuados y establecer el promedio del área. También se deben simular situaciones con proyecto, con y sin barreras, para de esta forma poder determinar el impacto que el proyecto puede generar. Estos parámetros deben ajustarse con el Decreto 948/95.

- Emisión de gases
  - CO2
  - SOx
  - NOx
- Emisión de partículas
- Emisión de ruido

La afectación del recurso aire se determina por la variación que pueden tener cada uno de estos parámetros con respecto al momento inicial (antes del proyecto), siendo un impacto negativo si la contaminación se encuentra por fuera de las normas estipuladas en el Decreto.

La valoración de este impacto está dada por la siguiente tabla:

| Descripción del Impacto | Escala |
|-------------------------|--------|
| Crítico                 | 1.000  |
| Severo                  | 0.800  |
| Moderado                | 0.500  |
| Bajo                    | 0.300  |
| Muy Bajo                | 0.100  |

## OBJETIVO 2. MINIMIZAR EL IMPACTO SOBRE EL MEDIO BIÓTICO.

Los atributos considerados para evaluar a importancia de un ecosistema, no califican en su totalidad las características de un hábitat que puede ser intervenido antrópicamente; sin embargo, los atributos presentados en la metodología de indicadores de impacto son los que tienen mayor representatividad y facilidad en su medición.

Los indicadores construidos para la metodología del CASEC contemplan todas las posibles afectaciones sobre el medio biótico, por lo que se aplican igualmente para proyectos de hidrocarburos y carbón.

Los criterios tenidos en cuenta son los siguientes:

### A. Alteración de la biota acuática

La alteración de la biota acuática se cuantifica mediante un indicador (BIOCUA), que se calcula como la sumatoria del producto de las áreas de los diferentes ecosistemas por su importancia relativa, ponderada o dividida entre el área total afectada. Es decir:

$$BIOCUA = \frac{\sum An * In}{\sum An}$$

donde,

BIOCUA = evaluación de la pérdida de la biota acuática

An: área afectada

In: importancia de cada tipo de sistema considerando atributos como la biomasa, la diversidad de especies, la recuperabilidad y el peligro de desaparición de especies o comunidades. Este factor de importancia de los ecosistemas se pondera de la siguiente manera:

| Ecosistema       | Valor |
|------------------|-------|
| Arrecife         | 1.000 |
| Ciénagas/Lagunas | 0.650 |
| Ríos             | 0.500 |
| Embalses         | 0.350 |

### B. Alteración de la biota terrestre

La biota terrestre también sufre alteraciones por efecto del proyecto. En este caso, el indicador propuesto (BIOTERR) se define como la sumatoria del producto

de las áreas de los diferentes ecosistemas por su importancia relativa, ponderada o dividida entre el área total afectada. Es decir:

$$BIOTERR = \frac{\sum An * In}{\sum An}$$

donde,

BIOTERR= evaluación de la pérdida de la biota terrestre

An: área afectada

In: importancia de cada tipo de sistema considerando atributos como la biomasa, la diversidad de especies, la recuperabilidad y el peligro de desaparición de especies o comunidades.

Los indicadores de impactos ambientales propuestos para minimizar los ocasionados al medio biótico terrestre (BIOTERR), consideran dos clasificaciones para evaluar dichos ecosistemas; se recomienda emplear la número 1, la cual, aunque tiene la misma equivalencia con la número 2, es empleada con mayor regularidad para caracterizar los ecosistemas terrestres del país. Estas dos clasificaciones son:

#### Clasificación 1.

1. Bosque primario (no se cumple para condiciones de desierto y páramo)
2. Bosque secundario (no se cumple para condiciones de desierto y páramo)
3. Rastrojo (considerado climax para Desierto)
4. Pastizal (considerado climax para sabanas de la Orinoquía)

#### Clasificación 2.

1. Vegetación nativa climax no intervenida
2. Vegetación intervenida en estado sucesional avanzado (bosques con árboles de más de 5 metros de altura)
3. Vegetación intervenida en estado sucesional intermedio (matorrales de más de 0,5 metros y con partes leñosas persistentes)
4. Vegetación intervenida en estado sucesional temprano (herbáceas de poca altura)

El factor de importancia de los ecosistemas se pondera de la siguiente manera:

| Ecosistema        | Valor |
|-------------------|-------|
| Bosque primario   | 1.000 |
| Bosque secundario | 0.650 |
| Rastrojo          | 0.500 |
| Pastizal          | 0.350 |

#### C. Alteración de otros ecosistemas

Algunos ecosistemas no se clasifican ni como acuáticos ni como terrestres. Entre éstos se encuentra el bosque de mangle (primario o secundario) y las formaciones maderables costeras, entre otros.

El indicador para este criterio se define como BIOTROS y se explica por la sumatoria del producto de las áreas intervenidas de los diferentes ecosistemas por su importancia relativa, ponderada o dividida entre el área total afectada. Es decir:

$$BIOTROS = \frac{\sum An * In}{\sum An}$$

Donde,

BIOTROS = evaluación de la pérdida de otros ecosistemas

An: área afectada

In: importancia de cada tipo de sistema considerando atributos como la biomasa, la diversidad de especies, la recuperabilidad y el peligro de desaparición de especies o comunidades.

Estos ecosistemas se ponderan según factores de importancia como se presenta en la siguiente tabla:

| Ecosistema             | Valor |
|------------------------|-------|
| Manglar                | 1.000 |
| Estuario               | 0.842 |
| Costas/Prad. Mar.      | 0.579 |
| Formaciones Maderables | 0.684 |

#### OBJETIVO 3. MINIMIZAR POBLACIÓN DESPLAZADA.

##### A. Población desplazada

El indicador para este criterio se denomina POBLD y se define por la sumatoria del producto del número de familias desplazadas por un ponderador de importancia según factores sociales y culturales y su grado de vulnerabilidad, dividido entre el número total de familias desplazadas. Es decir:

$$POBLD = \frac{\sum FD * v}{\sum FD}$$

FD : Número de familias desplazadas

v : Grado de vulnerabilidad según el grupo

| Grupo considerado | v     |
|-------------------|-------|
| Minorías étnicas  | 1.000 |
| Pequeño productor | 0.700 |
| Mediano productor | 0.300 |
| Gran productor    | 0.050 |

#### OBJETIVO 4. MINIMIZAR COSTOS REGIONALES

##### A. Cambio en el Uso del Suelo (área Requerida)

Para analizar este criterio se deben tener en cuenta las áreas agropecuarias desplazadas por el proyecto, clasificadas según potencial agrológico, según el sistema USDA.

El Indicador se define como DUSOS y se calcula así:

$$DUSOS = \frac{\sum (An * pa)}{\sum An}$$

Donde

An: área en Ha de cada clase agrológica (i a VIII)  
pa: potencial agroclimático para cada clase agrológica; la tabla siguiente muestra estos potenciales. Si no se conoce la clasificación agrológica de los suelos se puede hacer la asimilación a potencial productivo alto, medio o bajo, respectivamente:

| Clase Agrológica | Potencial equivalente | Pa    |
|------------------|-----------------------|-------|
| I, II Y III      | Alto                  | 1.000 |
| IV, V Y VI       | Medio                 | 0.800 |
| VII Y VIII       | Bajo                  | 0.500 |

#### B. Producción desplazada

Corresponde al valor total de la producción desplazada por el proyecto, ponderado por un factor construido a partir de los criterios de recuperabilidad e importancia regional, dividido entre el valor total de la producción. Es decir,

$$PRODES = \frac{\sum (Vp * ir)}{\sum Vp}$$

Donde

Vp: Valor de la producción en cada cultivo o sistema productivo, en pesos.

ir: factor de recuperabilidad e importancia regional. Este factor es una combinación del grado de importancia según sea grande o mediana y la posibilidad de recuperación de las zonas intervenidas. Para su clasificación se usa la siguiente tabla:

| Importancia regional | Recuperabilidad |             |
|----------------------|-----------------|-------------|
|                      | No recuperable  | Recuperable |
| Grande               | 1.00            | 0.80        |
| Mediana              | 0.50            | 0.20        |

#### C. Pérdida del patrimonio Histórico / Cultural

La pérdida del patrimonio histórico se debe evaluar con un indicador cualitativo que considere el grado de afectación total o parcial y la posibilidad de recuperación del patrimonio afectado mediante reconstrucción o traslado. De esta forma, el indicador se obtiene de la combinación de estos aspectos, mediante el uso de la siguiente matriz:

| Grado de afectación | Recuperable | Recuperabilidad          |                |
|---------------------|-------------|--------------------------|----------------|
|                     |             | Parcialmente Recuperable | No Recuperable |
| Total               | 0.30        | 0.70                     | 1.00           |
| Parcial             | 0.10        | 0.50                     | 0.80           |

#### D. Deterioro del Ordenamiento Regional

Consiste en la desarticulación físico espacial de la población a causa del proyecto. El indicador se define como DETOR y se calcula así:

$$DETOR = \frac{\sum (FA * na)}{\sum FA}$$

Donde

FA: Número de familias afectadas, es decir, en el área de influencia del proyecto.

na: nivel de afectación. Los niveles de afectación se consignan en la siguiente tabla:

| Niveles de afectación                           | Valor |
|---|-------|
| Relación imposible de sustituir                 | 1.00  |
| Relación restituible a mayores costos sociales  | 0.80  |
| Relación restituible en igualdad de condiciones | 0.10  |

#### E. Trauma Social

Consiste en la desarticulación de las relaciones sociales de la población del área de influencia. La dimensión del impacto estará determinada por la posibilidad que tengan los asentamientos influenciados -directa o indirectamente- por el proyecto, de brindar respuestas a las demandas sociales de espacio y de servicios, es decir, de su capacidad de adaptación a la nueva situación.

El indicador se define como TRAUSO, y se calcula como:

$$TRAUSO = \frac{\sum (FA * naf * nac)}{\sum FA}$$

Donde:

FA = Número de familias afectadas en el área de influencia del proyecto

naf = nivel de aceptación física, establecido con base en la capacidad de adaptación del asentamiento y su circunstancia particular, según la siguiente tabla:

| Influencia del Proyecto         | Capacidad de Adaptación |      |      |
|---------------------------------|-------------------------|------|------|
|                                 | Alta                    | Medi | Baja |
| Receptora de población flotante | 0.10                    | 0.60 | 1.00 |
| Paso obligado                   | 0.05                    | 0.40 | 0.80 |

nac = nivel de afectación cultural, establecido con base en la siguiente tabla:

| Nivel de afectación cultural | Valor |
|------------------------------|-------|
| Alta                         | 1.00  |
| Media                        | 0.80  |
| Baja                         | 0.50  |

#### F. Empleo Desplazado

La pérdida de puestos de trabajo se origina como resultado de la ocupación de tierras, del desplazamiento temporal o permanente de actividades productivas, de la desarticulación físico espacial, temporal o permanente, etc.

El impacto es socialmente más significativo si el empleo desplazado corresponde a trabajadores no calificados que si corresponde a mano de obra calificada. Adicionalmente, la gravedad del impacto varía dependiendo de la recuperabilidad de dichos empleos desplazados.

El indicador propuesto es EMPDES y se calcula como:

$$EMPDES = \frac{\sum (PT * rec)}{\sum PT}$$

donde,

PT : número de puestos de trabajo no calificados afectados.

rec : grado de recuperabilidad de los puestos de trabajo, clasificados según la siguiente tabla:

| Grado de recuperabilidad  | Valor |
|---------------------------|-------|
| Difícilmente recuperables | 1.00  |
| Medianamente recuperables | 0.70  |
| Fácilmente recuperables   | 0.30  |

#### G. Potencialización de Conflictos

Colombia, se caracteriza por la presencia de diferentes clases de conflictos a lo largo de su geografía. Estos

conflictos se originan, entre otras cosas, por la competencia en el uso de recursos naturales, por el control de territorios, por el control político de la población, por el status político administrativo, por conflictos interétnicos, etc. Los proyectos energéticos normalmente llegan a las regiones a demandar recursos naturales, servicios, y territorio, y a causar desarticulaciones de tipo espacial, social y cultural. Esta situación potencializa los conflictos ya existentes.

La evaluación del impacto se hará mediante la determinación cualitativa del grado y tipo de conflictividad preexistente. Considerar un proyecto como de alta o baja capacidad para potencializar un conflicto depende de la competencia que genere sobre recursos naturales, bienes y servicios, del daño generado el medio ambiente, de las políticas sociales, etc.

La siguiente tabla resume las escalas de potencialización:

| Potencialización o creación de conflictos | Nivel de conflictividad existente |      |      |
|---|-----------------------------------|------|------|
|   | Alta                              | Medi | Baja |
| Alta                                      | 1.00                              | 0.90 | 0.80 |
| Baja                                      | 0.70                              | 0.60 | 0.50 |

#### OBJETIVO 5. MAXIMIZAR BENEFICIOS REGIONALES

En este caso, al contrario de los otros cuatro objetivos, los indicadores funcionan numéricamente a la inversa: cuando se acercan a cero la situación tiende a ser indeseable y cuando se aproximan a uno, la situación es deseable o conveniente. Para poder hacer la agregación con los resultados obtenidos de los indicadores de los otros objetivos, se debe entonces invertir el ponderador. Para esto, sencillamente, se le resta la unidad.

##### A. Mejora en la Red Física de Comunicaciones

Se refiere a mejoras en la red de vías, carreteras, puentes, caminos, transbordadores, etc. Las mejoras se pueden originar por construcción de una nueva infraestructura o por adecuación o mejora de la previamente existente. Se evalúa el grado de mejora con base en una escala cualitativa que se establece a partir de determinar tanto el nivel de mejora como el número de familias beneficiadas por la misma.

El indicador se define como COMUNIC y se calcula por

$$COMUNIC = 1 - \frac{\sum (FM * nm)}{\sum FM}$$

donde,

FM : número de familias cuyas redes físicas de comunicaciones se vieron mejoradas.

nm : nivel de mejora: El nivel de mejora se clasifica según la siguiente tabla:

| Niveles de Mejora                     | Valor |
|---------------------------------------|-------|
| Nueva                                 | 1.00  |
| Mejoramiento                          | 0.60  |
| Restitución con menor costos sociales | 0.40  |

##### B. Mejora en la disponibilidad para la inversión social

Incluye todos aquellos ingresos fiscales que reciba el o los municipios en jurisdicción del proyecto, que puedan ser destinados para inversión social.

Se define como DINVSOC y se calcula como la división de los impuestos pagados al o los municipios entre la partida municipal destinada a inversión social:

$$DINVSOC = 1 - \frac{IMP}{MUN}$$

Donde

IMP : Impuestos pagados por la empresa al municipio  
MUN : Partida del municipio para inversión social anual

##### C. Generación de Empleo en la Región

Este criterio contabiliza el beneficio de la generación de empleo, sin distinguir si la población empleada es local o externa a la región.

Se debe tener en cuenta si el empleo generado es temporal o permanente, dado que este último significa mayor beneficio. Adicionalmente, se evalúa si el empleo es directa o indirectamente generado por el proyecto.

El indicador se define como GENEMPL, y se calcula mediante la fórmula:

$$GENEMPL = 1 - \frac{\sum (PT * cpt)}{\sum PT}$$

donde,

PT = número de puestos de trabajo en cada tipo  
cpt = clasificación de los puestos de trabajo. Esta clasificación obedece a la siguiente tabla:

|             | Generación de empleo |            |
|-------------|----------------------|------------|
|             | Directos             | Indirectos |
| Permanentes | 1.00                 | 0.70       |
| Temporales  | 0.50                 | 0.20       |

#### D. Regalías o Transferencias

Se incluyen acá todos los pagos hechos por los proyectos a los municipios influenciados por el proyecto.

Se define PRETRA y se calcula como el porcentaje de las regalías y transferencias pagadas a la región (suma de municipios involucrados) entre el total de presupuestos agregados de los municipios.

$$PRETRA = 1 - \frac{RETRA}{PREG}$$

Donde:

RETRA = regalías y transferencias totales pagadas a los municipios de la región

PREG = Sumatoria de presupuestos regionales de los municipios de la región.

Dadas las condiciones particulares de este indicador, en algunos casos puede llegar a tomar un valor superior a la unidad. En estos casos se utiliza el ponderador máximo, es decir uno (1).

Se presenta al final una tabla donde se resumen los indicadores sociobiológicos propuestos (Tabla 1)

### 2.3 METODOLOGIA PARA LA ELABORACION DE LOS PONDERADORES

Una vez calculados los indicadores de impacto, también denominados sociobiológicos, es necesario crear un mecanismo que permita agregarlos y generar criterios de evaluación homogéneos. Para este fin, a cada uno de los objetivos se les asigna una calificación o ponderación; de esta ponderación se obtienen

subponderaciones para cada uno de los criterios propuestos y sus respectivos indicadores.

Para calcular los ponderadores para los diferentes tipos de proyectos, los cuales serán utilizados en el presente trabajo, como se mencionó anteriormente, se definieron tres diferentes grupos de proyectos, los cuales de alguna forma son comparables entre sí, de la siguiente manera:

- i. Hidroeléctricas y termoeléctricas
- ii. Hidrocarburos y carbón
- iii. Líneas de transmisión eléctrica y ductos

A continuación se presenta la explicación sobre el análisis y recomendación de ponderadores para estos tres grupos.

#### 2.3.1. Hidroeléctricas y termoeléctricas

Para este grupo se tomaron los ponderadores implementados por medio de la metodología ISA - (OLADE), que empezó el desarrollo de un software diseñado con el objetivo de evaluar los impactos ambientales de los proyectos correspondientes al sector eléctrico.

Este Software incluye un módulo ambiental, que permite evaluar los impactos ambientales producidos por los proyectos de generación eléctrica, ya sean hidroeléctricas o termoeléctricas, para hacerlos comparables entre sí, desde el punto de vista de los impactos. El módulo está basado en el modelo de análisis ambiental de Empresa de Interconexión Eléctrica (ISA). La metodología utilizada comprende un análisis multiobjetivo con las siguientes características:

- Integrar los aspectos socioeconómicos y biofísicos en la misma función multiobjetivo.
- Evaluar las secuencias de los proyectos.
- Integrar las térmicas e hidrotérmicas aplicando parámetros ambientales para su evaluación.
- Permitir la búsqueda de soluciones "robustas", esto es, soluciones satisfactorias que analicen un amplio espectro de sensibilidad.

Este módulo permite analizar los siguientes aspectos:

- Impactos sobre el medio físico
- Impactos sobre el medio biótico
- Población desplazada
- Costos regionales
- Maximización de beneficios regionales

A los cinco objetivos se les otorgó un valor como se explica a continuación.

El primer paso para establecer los ponderadores consistió en reunir a grupos interdisciplinarios de expertos en temas energéticos de las diferentes empresas del país.

La información para elaborar estos ponderadores fue obtenida de centrales en operación y proyectos en etapas de pre y factibilidad, cubriendo la totalidad de impactos ambientales de un proyecto; se presentaron propuestas en las áreas ecológica y socioeconómica, pero debido a que las cifras de estos ponderadores tenían diferencias significativas entre las diferentes empresas y diferencias según el análisis de cada uno de los profesionales, se decidió realizar un acuerdo conceptual y como último recurso se usó el promedio matemático, luego de que cada una de las partes expuso su punto de vista.

Con base en esto se obtuvo la calificación para cada uno de los objetivos, tal como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Ponderación de los Objetivos Sociobiológicos

| OBJETIVO                                 | PONDERACION |
|--|-------------|
| Minimizar impacto sobre el medio físico  | 20.43       |
| Minimizar impacto sobre el medio biótico | 22.68       |
| Minimizar desplazamiento de la población | 20.88       |
| Minimizar costos regionales              | 18.50       |
| Maximizar costos regionales              | 17.51       |
| TOTAL                                    | 100.00      |

Luego, como cada uno de estos objetivos está conformado por varios criterios, se hizo una ponderación de estos de acuerdo a la importancia que tienen dentro del respectivo objetivo.

Esta metodología tuvo como prueba la evaluación ambiental de cinco proyectos (Jaguas, Chivor, Tasajero I, Betania, y San Carlos).

A pesar de que se trató de mantener la estructura propuesta por ISA, para el presente trabajo se realizaron algunos ajustes como la introducción de la variable de "campesinos sin tierra", con un ponderador de 0.3, además de que en el objetivo Maximizar beneficios regionales se eliminaron los conceptos de otras partidas de Ley 56/ 81, otros Beneficios

diferentes al de energía y mejora en la electrificación rural debido a que estaban basados en la Ley 56/81 la cual ya fue derogada.

La siguiente es la tabla desagregada de ponderadores para hidroeléctricas y termoeléctricas establecida por medio de esta metodología.

Tabla 3. Ponderadores para hidroeléctricas y termoeléctricas

|   |        |
|---|--------|
| MINIMIZAR IMPACTO MEDIO FISICO              | 0.2043 |
| Estabilidad zona del proyecto               | 0.0511 |
| Alteración de las características del suelo | 0.0368 |
| Alteración de los caudales                  | 0.0245 |
| Alteración de la calidad del agua           | 0.0408 |
| Alteración de la calidad del aire           | 0.0511 |
| MINIMIZAR IMPACTO MEDIO BIOTICO             | 0.2268 |
| Alteración biota terrestre                  | 0.0886 |
| Alteración biota acuática                   | 0.0634 |
| Biota de otros sistemas                     | 0.0748 |
| MINIMIZAR POBLACION DESPLAZADA              | 0.2068 |
| Población desplazada                        | 0.2068 |
| MINIMIZAR COSTOS REGIONALES                 | 0.1850 |
| Area requerida                              | 0.0223 |
| Producción desplazada                       | 0.0274 |
| Pérdida patrimonio histórico                | 0.0216 |
| Deterioro ordenamiento regional             | 0.0321 |
| Trauma social                               | 0.0294 |
| Empleo desplazado                           | 0.0219 |
| Potencialización de conflictos              | 0.0303 |
| MAXIMIZAR BENEFICIOS REGIONALES             | 0.1751 |
| Mejora en la red física de comunicaciones   | 0.0350 |
| Mejora en la disponibilidad                 | 0.0403 |

|                                   |               |
|-----------------------------------|---------------|
| para la inversión social          |               |
| Generación de empleo en la región | 0.0473        |
| Regalías y transferencias         | 0.0525        |
| <b>TOTAL</b>                      | <b>1.0000</b> |

### 2.3.2 Hidrocarburos y carbón

Para la ponderación de los impactos ambientales del sector de hidrocarburos y carbón, el grupo de expertos decidió, siguiendo una metodología de análisis similar, hacer un ajuste a la estructura básica planteada por ISA.

Para este caso, se discutió y se decidió reducir el número de objetivos de cinco a cuatro, haciendo una fusión entre el tercer objetivo (Minimizar Población desplazada) con el cuarto objetivo (Minimizar Costos Regionales).

Esto se realizó teniendo en cuenta que al analizar la información disponible, se encontró que salvo en pocas excepciones, los proyectos de hidrocarburos y carbón no presentan como problema fundamental el desplazamiento de población.

La redistribución general de los valores de los objetivos, teniendo en cuenta esta nueva estructura se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Ponderadores de los impactos ambientales para los subsectores hidrocarburos y carbón.

| OBJETIVOS                                | PONDERACION   |
|--|---------------|
| Minimizar impacto sobre el medio físico  | 25.81         |
| Minimizar impacto sobre el medio biótico | 28.67         |
| Minimizar costos sociales y regionales   | 23.39         |
| Maximizar beneficios regionales          | 22.13         |
| <b>TOTAL</b>                             | <b>100.00</b> |

La nueva ponderación se realizó redistribuyendo el valor que tenía este tercer objetivo entre los nuevos cuatro que han sido propuestos, y la ponderación de los criterios se hizo teniendo en cuenta el peso relativo que cada uno de estos tiene en los objetivos.

La tabla desagregada de los ponderadores es la siguiente:

Tabla 5. Ponderadores desagregados para hidrocarburos y carbón

|   |               |
|---|---------------|
| <b>MINIMIZAR IMPACTO MEDIO FISICO</b>             | <b>0.2581</b> |
| Estabilidad zona del proyecto                     | 0.0661        |
| Alteración de las características del suelo       | 0.0286        |
| Alteración de los caudales                        | 0.0321        |
| Alteración de la calidad del agua                 | 0.0613        |
| Alteración de la calidad del aire                 | 0.0700        |
| <b>MINIMIZAR IMPACTO MEDIO BIOTICO</b>            | <b>0.2267</b> |
| Alteración biota terrestre                        | 0.1120        |
| Alteración biota acuática                         | 0.0801        |
| Biota de otros sistemas                           | 0.0946        |
| <b>MINIMIZAR COSTOS REGIONALES</b>                | <b>0.2339</b> |
| Población desplazada                              | 0.0265        |
| Area requerida                                    | 0.0244        |
| Producción  | 0.0388        |
| Pérdida patrimonio histórico                      | 0.0235        |
| Deterioro ordenamiento regional                   | 0.0368        |
| Trauma social                                     | 0.0334        |
| Empleo  | 0.0239        |
| Potencialización de conflictos                    | 0.0345        |
| <b>MAXIMIZAR BENEFICIOS REGIONALES</b>            | <b>0.2213</b> |
| Mejora en la red física de comunicaciones         | 0.0443        |
| Mejora en la disponibilidad para inversión social | 0.0509        |
| Generación de empleo en la región                 | 0.0598        |
| Regalías  | 0.0664        |
| <b>TOTAL</b>                                      | <b>1.0000</b> |

### 2.3.3. Líneas de transmisión eléctrica y de transporte de hidrocarburos

Para establecer estos ponderadores, el grupo consultor decidió integrar en este tipo de proyectos a las líneas de transmisión eléctrica y ductos (oleoductos, gasoductos, etc.), que a pesar de que sirven para diferentes tipos de transporte, presentan similares

características de trazado y de alguna manera impactos relacionados.

Estos valores fueron calculados teniendo en cuenta el grado de afectación de cada uno de los objetivos y criterios.

Los valores de cada uno de los objetivos se indican en la Tabla 6.

Tabla 6: Ponderadores para el impacto ambiental de los subsectores líneas de transmisión eléctrica y de transporte de hidrocarburos.

| OBJETIVOS                                | PONDERACION   |
|--|---------------|
| Minimizar impacto sobre el medio físico  | 18.75         |
| Minimizar impacto sobre el medio biótico | 21.69         |
| Minimizar población desplazada           | 15.52         |
| Minimizar costos regionales              | 21.63         |
| Maximizar beneficios regionales          | 22.41         |
| <b>TOTAL</b>                             | <b>100.00</b> |

Para desagregar estos objetivos se tuvo en cuenta el peso relativo que cada uno de los criterios tiene en el respectivo objetivo.

Los resultados presentados en la siguiente tabla, muestran los ponderadores desagregados propuestos:

Tabla 7. Ponderación de los indicadores desagregados para los subsectores líneas de transmisión eléctrica y de conducción de hidrocarburos

|   |               |
|---|---------------|
| <b>MINIMIZAR IMPACTO MEDIO FISICO</b>       | <b>0.1875</b> |
| Estabilidad zona del proyecto               | 0.0563        |
| Alteración de las características del suelo | 0.0338        |
| Alteración de los caudales                  | 0.0281        |
| Alteración de la calidad del agua           | 0.0413        |
| Alteración de la calidad del aire           | 0.0281        |
| <b>MINIMIZAR IMPACTO MEDIO BIOTICO</b>      | <b>0.2169</b> |
| Alteración biota terrestre                  | 0.0868        |
| Alteración biota acuática                   | 0.0759        |
| Biota de otros sistemas                     | 0.0542        |
| <b>MINIMIZAR POBLACION DESPLAZADA</b>       | <b>0.1552</b> |

|  |               |
|--|---------------|
| Población desplazada                                 | 0.1552        |
| <b>MINIMIZAR COSTOS REGIONALES</b>                   | <b>0.2163</b> |
| Area requerida                                       | 0.0281        |
| Producción desplazada                                | 0.0173        |
| Pérdida patrimonio histórico                         | 0.0216        |
| Deterioro ordenamiento regional                      | 0.0151        |
| Trauma social  | 0.0433        |
| Empleo desplazado                                    | 0.0346        |
| Potencialización de conflictos                       | 0.0562        |
| <b>MAXIMIZAR BENEFICIOS REGIONALES</b>               | <b>0.2241</b> |
| Mejora en la red física de comunicaciones            | 0.0448        |
| Mejora en la disponibilidad para la inversión social | 0.0515        |
| Generación de empleo en la región                    | 0.0605        |
| Regalías y transferencias                            | 0.0672        |
| <b>TOTAL</b>   | <b>1.0000</b> |

### 2.4. CONSTRUCCION DE INDICADORES SECTORIALES

La información obtenida, de cada uno de los proyectos y para cada una de las etapas de desarrollo de los mismos permite la construcción de indicadores sectoriales, recomendándose la utilización de promedios ponderados por cada una de las producciones finales que correspondan a los proyectos, bien se trate de producción en firme de energía o ventas de petróleo y carbón.

### 2.5. LOS INDICADORES DE IMPACTO DEL CONSUMO

Teniendo en cuenta que los impactos más importantes relacionados con el consumo corresponden a la emisión de gases y partículas a la atmósfera y que existe el módulo IMPACTS, propuesto y utilizado en la UPME para la medición de estos impactos, se recomienda apoyar la utilización de modelos como este, con gestión interinstitucional, contribuyendo a solucionar las limitaciones de información existentes, ya que permite finalmente hacer seguimiento a la calidad del aire e impactos locales y globales resultantes de las actividades relacionadas con el consumo de energía.

Adicionalmente, dentro de la que hemos llamado información sectorial general del sistema se mantendrá actualizada la información que utiliza la UPME sobre

consumo total de energía por sectores y según fuente, así como del ahorro y pérdidas de energía, información necesaria para la producción de los documentos de análisis que se proponen en este estudio.

Dentro de estos últimos documentos con la información a que se hace referencia se recomienda adelantar análisis sobre la relación PIB sectorial y niveles de emisión, útiles para el diseño de política.

### 3. LOS INDICADORES ECONÓMICOS PARA LA GESTIÓN AMBIENTAL DEL SECTOR ENERGÉTICO

#### 3.1. LOS INDICADORES ECONÓMICOS

En sus distintas fases de diseño, construcción, montaje y operación, la actividad energética conlleva riesgos que generan impactos ambientales en el entorno en donde se desarrolla. Estos impactos potenciales implican la necesidad de adelantar una serie de acciones orientadas a mitigar los impactos, que se pueden clasificar en tres categorías:

- Prevención de los impactos potenciales, mediante acciones, tales como el rediseño técnico del proceso productivo, el cambio en la localización del proyecto, la utilización de materias primas menos contaminantes, etc.
- Control de riesgos potenciales, mediante acciones tales como el tratamiento de los vertimientos de contaminantes, la instalación de filtros, entre otras.
- Compensación de impactos generados a través de acciones, tales como la restauración del daño hecho, o la realización de otras no directamente relacionadas con el impacto, pero que buscan compensarlo.

Las anteriores acciones permiten diferenciar los costos de cada una de las etapas de un proyecto. A continuación se explican algunas clases de impactos ambientales:

- Impactos Potenciales que en razón de la gestión no ocurren pero que sin embargo se reflejan en la estructura financiera del proyecto.
- Impactos Reales que a pesar de la prevención deben mitigarse.

En la etapa de construcción los impactos ambientales más notorios están relacionados con la modificación estructural de ecosistemas naturales y modificaciones en la estructura socioeconómica y cultural y en la etapa de operación en la incorporación de recursos naturales al proceso productivo, las modificaciones de la estructura socioeconómica y cultural y los impactos negativos provocados por la contaminación.

La mitigación de estos impactos se hace o bien colocando directamente los recursos para mitigar, o transfiriendo los recursos para que el Estado se encargue de ello.

Teniendo en cuenta la importancia que tienen en este contexto las regalías y transferencias provenientes de los proyectos energéticos para el desarrollo regional y municipal, se consideró de gran importancia para el sistema planteado, la inclusión de la información económica que estos reciben, con el objetivo de realizar el seguimiento correspondiente, para de esta manera asegurar que estos ingresos se inviertan cumpliendo con las expectativas que sobre los mismos tiene el sector, frente al desarrollo de regiones y municipios.

La recolección de esta información se hará por medio de los formularios diseñados para tal fin, los cuales se enviarán a las Corporaciones Regionales y a los Municipios, en donde deben consignar los datos relacionados con los proyectos en los que se hicieron las inversiones.

Esta información, junto con la información suministrada por las empresas permite realizar la evaluación respectiva.

#### 3.2. LA VALORACION ECONOMICA DEL IMPACTO AMBIENTAL

Durante el proyecto se ha realizado un análisis sobre las metodologías propuestas y las dificultades encontradas para la valoración económica ambiental, llegando a la conclusión de que al no existir la información requerida para trabajar esta valoración, es necesario iniciar la construcción de un sistema de información a partir de la identificación de costos para la gestión ambiental, como se propone en este estudio.

Sin embargo, es importante subrayar que una de las conclusiones del documento es la necesidad de trabajar en este sentido, para que por medio del manejo adecuado de una metodología se logren implementar indicadores, que permitan la evaluación y análisis para

planificar adecuadamente una expansión energética que tenga el menor impacto ambiental posible.

#### 3.3. PROPUESTA DE INDICADORES ECONÓMICOS

##### 3.3.1 Recomendaciones para el sistema de indicadores económicos del sector energético sobre la valoración económica del impacto ambiental

De los aspectos tratados en los puntos anteriores se deriva un conjunto de recomendaciones sobre la forma más adecuada de construir indicadores económicos del impacto ambiental del plan de expansión del sector energético en Colombia.

Especial atención debe darse a la construcción de indicadores de los costos de la gestión ambiental durante el montaje del proyecto energético (por unidad instalada) y durante su fase de operación (por unidad de producción). Igualmente se deben construir indicadores de costo de la gestión ambiental, diferenciando cada tipo de impacto (biótico, físico, socioeconómico y regional) y cada modalidad de gestión que genera el gasto (prevención, control, reparación, compensación y administración). Estos indicadores pueden ser aplicados de manera agregada en la evaluación del impacto ambiental del plan de expansión en su conjunto.

El análisis de la incidencia de los costos de la gestión ambiental entendida en su conjunto (prevención, control, reparación, compensación y administración) sobre los costos de montaje y operación de los proyectos adquiere cada vez mayor importancia. De allí la necesidad de propender por la estandarización de un sistema de análisis de costos de gestión, como punto de referencia obligado en los estudios de impacto ambiental de los proyectos específicos. Al respecto se recomienda que se incorporen dentro de los términos de referencia de los estudios de impacto ambiental y de alternativas de manejo las indicaciones respectivas para que se aplique técnicas de análisis de costo-efectividad de distintas opciones de gestión ambiental de los proyectos.

Uno de los criterios que se recomienda incorporar en el proceso de toma de decisiones de inversión es la evaluación de la relación entre costos y beneficios de dicha inversión. Para tal efecto está suficientemente estandarizada la técnica a ser aplicada, aunque dicha estandarización está en permanente evolución [por ejemplo se hacen esfuerzos para incorporar aspectos de equidad al aplicar estas técnicas. La incorporación de variables relacionadas con los impactos ambientales es altamente recomendable en la evaluación de

determinados proyectos, especialmente cuando se recurre al análisis costo-beneficio para evaluar la factibilidad económica y social del mismo. En estos casos se recomienda hacer todos los esfuerzos del caso para valorar económicamente los impactos ambientales, en términos monetarios, para poder incorporar dichos impactos en el mencionado análisis costo-beneficio.

##### 3.3.2 Propuesta de indicadores económicos de la gestión ambiental

Retomando las consideraciones precedentes, y muy especialmente los aspectos relacionados con los criterios de clasificación de los indicadores económicos relacionados con el gasto de la gestión ambiental, en esta sección se presenta la propuesta de indicadores económicos de la gestión ambiental para el sector energético.

Estos indicadores se organizan de acuerdo a los distintos objetivos de la gestión ambiental, de manera similar a los indicadores físicos, bióticos y socioeconómicos presentados en el capítulo anterior. Sin embargo se introducen dos modificaciones centrales. Por una parte se clasifican los indicadores de costos de gestión en términos del tipo de acciones y adicionalmente se incorpora un objetivo adicional que refleja los costos generales relacionados con el manejo ambiental en que incurre la empresa gestora del proyecto, cuando estos costos no se pueden clasificar específicamente en alguno de los objetivos centrales ya establecidos.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, los indicadores económicos de la gestión ambiental se organizan de la siguiente forma:

#### OBJETIVO 1. COSTOS DE MINIMIZAR EL IMPACTO SOBRE EL MEDIO FÍSICO.

- ◆ Costos de prevención de impactos físicos en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costos de control de impactos físicos en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costos de recuperación de impactos físicos en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costos de compensación por impactos físicos en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.

- ◆ Costos de prevención de impactos físicos en la fase de operación, por unidad de producto.
- ◆ Costos de control de impactos físicos en la fase de operación, por unidad de producto.
- ◆ Costos de recuperación de impactos físicos en la fase de operación, por unidad de producto.
- ◆ Costos de compensación por impactos físicos en la fase de operación, por unidad de producto.

#### OBJETIVO 2. COSTOS DE MINIMIZAR EL IMPACTO SOBRE EL MEDIO BIÓTICO.

- ◆ Costos de prevención de impactos bióticos en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costos de control de impactos bióticos en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costos de recuperación de impactos bióticos en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costos de compensación por impactos bióticos en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costos de prevención de impactos bióticos en la fase de operación, por unidad de producto.
- ◆ Costos de control de impactos bióticos en la fase de operación, por unidad de producto.
- ◆ Costos de recuperación de impactos bióticos en la fase de operación, por unidad de producto.
- ◆ Costos de compensación por impactos bióticos en la fase de operación, por unidad de producto.

#### OBJETIVO 3. COSTOS DE MINIMIZAR LOS COSTOS REGIONALES.

- ◆ Costos de prevención de costos regionales en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costos de control de costos regionales en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.

- ◆ Costos de recuperación de costos regionales en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costos de compensación por costos regionales en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costos de prevención de costos regionales en la fase de operación, por unidad de producto.
- ◆ Costos de control de costos regionales en la fase de operación, por unidad de producto.
- ◆ Costos de recuperación de costos regionales en la fase de operación, por unidad de producto.
- ◆ Costos de compensación por costos regionales en la fase de operación, por unidad de producto.

#### OBJETIVO 4. COSTOS DE MAXIMIZAR LOS BENEFICIOS REGIONALES.

- ◆ Costos de maximizar los beneficios regionales en la fase de diseño y construcción del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costos de maximizar los beneficios regionales en la fase de operación, por unidad de producto.

#### OBJETIVO 5. COSTOS GENERALES DE LA GESTIÓN AMBIENTAL.

- ◆ Costo de los estudios, evaluaciones y trámites de carácter ambiental adelantados durante el diseño y montaje del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costo atribuible al proyecto, de la unidad operativa ambiental de la empresa durante el montaje del proyecto, por unidad de la capacidad instalada.
- ◆ Costo de los estudios, evaluaciones y trámites de carácter ambiental adelantados durante la operación del proyecto, por unidad de producto.
- ◆ Costo atribuible al proyecto, de la unidad operativa ambiental de la empresa durante la operación del proyecto, por unidad de producto.

Para la construcción de estos indicadores se precisarán igualmente las particularidades de los sectores energéticos básicos: generación y transporte de energía

eléctrica; producción y transporte de hidrocarburos; y producción y transporte de carbón.

#### 3.3.3 Cálculo de Indicadores Económicos

Los indicadores económicos se dividen en:

- ◆ Indicadores generales
- ◆ Indicadores del Objetivo 1. Costos de minimizar el impacto sobre el medio físico
- ◆ Indicadores del Objetivo 2. Costos de minimizar el impacto sobre el medio biótico
- ◆ Indicadores del Objetivo 3. Costos de minimizar el desalojo de población
- ◆ Indicadores del Objetivo 4. Costos de minimizar los costos regionales
- ◆ Indicadores del Objetivo 5. Costos de maximizar beneficios regionales

Inicialmente, se propusieron indicadores diferenciados para los diferentes procesos productivos analizados, haciendo una división en tres grupos:

- ◆ Hidroeléctricas y termoeléctricas
- ◆ Hidrocarburos y carbón
- ◆ Líneas de conducción eléctrica y de hidrocarburos

Sin embargo, para hacer operativo el presente informe, se hace una presentación resumen y se debe tener cuidado en hacer los ajustes necesarios, de acuerdo a la metodología planteada. En particular, se debe tener cuidado al manejar las unidades concernientes a capacidad instalada, ya que para el grupo 1 será en megavatios (MW), para el grupo 2 puede ser en toneladas de carbón, barriles de petróleo o pies cúbico o metros cúbicos en gas; para el grupo 3 varía dependiendo del tipo de ducto (galónes o barriles día) o de línea de conducción eléctrica (Kw o Kw/h)

En las Tablas 4.1 a 4.8 anexas, se presenta la propuesta del cálculo de los indicadores económicos anteriormente mencionados.

#### 4. PROPUESTA PARA UN SUBSISTEMA DE INFORMACION AMBIENTAL EN EL PLANEAMIENTO ENERGETICO

#### 4.1 Consideraciones básicas

Uno de los aspectos fundamentales que debemos tener en cuenta para presentar un marco conceptual y metodológico que conduzca a la incorporación de la variable ambiental en el planeamiento y desarrollo energético colombiano, en los ciclos de producción, transformación, distribución y uso de energía, es el relacionado con la naturaleza y disponibilidad actual de la información, la viabilidad para la obtención de aquella inexistente e indispensable para el análisis, y el tratamiento de la misma, de tal forma que resulte útil frente a las necesidades de la planificación para la expansión del sector energético.

Para este marco conceptual se propone la estructuración de un subsistema que tiene como objetivo permitir la obtención de la información requerida de manera continua, y con las características de calidad y oportunidad adecuadas para la toma de decisiones.

Para la preparación de la propuesta de este subsistema, se partió de la identificación de toda la información necesaria para el conocimiento, registro y análisis de los principales impactos ambientales producidos en el desarrollo de cada una de las etapas técnicas de los subsectores. Posteriormente, y como ya se señaló ante la no correspondencia de la información que busca dimensionar los fenómenos físicos y aquella que mide la gestión en términos de gasto para prevenir o mitigar impactos ambientales, se optó por separar la información que corresponde al seguimiento de los impactos físicos, bióticos y socioeconómicos a la de costos de la gestión ambiental. Finalmente se adelantó una prueba de esta propuesta de subsistema de información, cuyos resultados aunque no han sido validados, permiten alguna certidumbre sobre la viabilidad de su construcción y manejo a pesar de las dificultades que se fueron detectando durante la consecución y manejo de la información, que justamente son la base para la presentación de las recomendaciones correspondientes.

Estas dificultades señaladas repetidamente en cuanto a disponibilidad y calidad de la información llevaron a plantear el desarrollo de este subsistema por fases, como se propone más adelante en este mismo capítulo. De otra parte, la inadecuada disponibilidad de información, nos lleva a subrayar la necesidad de considerar recomendaciones estrictas de administración y operación del proyecto.



## 4.2 Conceptualización del Subsistema de Información

Para garantizar un adecuado proceso de obtención y procesamiento de la información se requiere de la participación de varios actores y el compromiso de un administrador central del subsistema. En el Gráfico 2, anexo y en las Tablas 1 y 2 también anexas se busca tanto ilustrar la participación de estos actores como indicar los flujos y tratamientos de la información.

Dentro del actual esquema de planificación del sector energético, las empresas juegan un papel fundamental en la producción de información ambiental, que debe en principio ser recogida por los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y alimentada a través de reportes periódicos de operación. Estos estudios de impacto ambiental deben incorporar la información socioeconómica y físico - biótica, y la información de gastos de la gestión ambiental.

La manera como esta información se presente al interior de los estudios y el procedimiento para colocar los datos requeridos dentro de los instrumentos propuestos, debe ser coordinada por el administrador del subsistema, que podría ser la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), que entre otras actividades podrá cumplir el papel de propiciador de la concertación tanto con el Ministerio del Medio Ambiente (MMA) como con el DNP y las empresas del sector.

La UPME, como responsable de la administración del sistema, colocaría a disposición del mismo las bases de datos que ya existen en el Ministerio de Minas con información general sobre el sector. Esta información incluye la identificación de todas las empresas por subsectores, las características de los proyectos, tales como capacidad de producción, producción real, características técnicas de las plantas, y ventas de energía. De otra parte se solicitará y mantendrá información actualizada sobre pagos realizados por las empresas del sector por concepto de transferencias y regalías, clasificados por entidades regionales y por proyectos locales. Toda esta información ya manejada por la Unidad, junto con la de consumo, para el plan de expansión y demás estudios que le corresponden, estará disponible como información sectorial general, dentro del subsistema que debe permitir la construcción de indicadores ambientales para el sector.

Tanto la información económica ambiental, como la socioeconómica y físico - biótica, definidas y organizadas en este estudio con el instrumento propuesto, y la información sectorial general, formarán parte de la base de datos con la que el subsistema

podrá producir los indicadores económicos ambientales y los indicadores socioeconómicos y físico - bióticos, que permitirán preparar los documentos de análisis necesarios para tomar decisiones frente al plan de expansión. Ver Gráfico 3, anexo.

## 4.3 El Análisis Sectorial

Los indicadores que se proponen en este estudio, nos permiten agregar información para, a partir de la obtenida por proyectos, lograr indicadores al nivel de subsectores, con los que sea posible adelantar principalmente los siguientes niveles de observación y análisis:

- ◆ Avance o disminución de los impactos ambientales, físicos, bióticos y socioeconómicos por subsectores, permitiendo establecer comparaciones, según el comportamiento de cada uno de ellos, frente al plan de expansión.
- ◆ Agregación, ponderación y síntesis de los impactos ambientales para analizar proyectos en sí mismos y para hacer comparación entre alternativas, con el fin de apoyar el proceso de toma de decisiones.
- ◆ Distribución del gasto de gestión ambiental según éste sea de prevención, control, recuperación y compensación por subsectores y etapas del proyecto.
- ◆ Distribución del gasto de gestión ambiental según sea la intervención por recurso natural impactado.
- ◆ Participación de los gastos de gestión ambiental sobre el valor la producción total por subsectores permitiendo evaluar en este caso el desempeño ambiental frente a cada posibilidad de expansión propuesta para el sector, por capacidad de producción y producción en firme.
- ◆ Utilización de recursos de transferencias y regalías por las entidades regionales, información que corresponde a parte de los costos de compensación del sector.

Esta información así organizada a manera de cuadros básicos de salida del subsistema permitirá preparar los documentos de análisis necesarios para la toma de decisiones sobre la gestión ambiental del sector.

## 4.3 POLITICAS Y ESTRATEGIAS

Ante las actuales circunstancias, particularmente en lo que se refiere a disponibilidad y manejo de la

información, le correspondería a la UPME como administrador del subsistema, desarrollar una decidida política de liderazgo unida a una clara gestión de concertación para lo cual será necesario considerar apoyos tales como la organización de un grupo de gestión con claras funciones y responsabilidades.

Para este fin se propone la siguiente estrategia:

- ◆ Apoyar la creación de un grupo de gestión, facilitando mecanismos que den prioridad a las tareas administrativas necesarias para la conformación del mismo.
- ◆ Dar a conocer la política de incorporación de la variable ambiental, e informar sobre el proyecto de creación del subsistema, creando un clima de confianza.
- ◆ Buscar la concertación institucional presentando con claridad la importancia del subsistema para completar información requerida por el SINA y por otras instituciones como el DNP. A partir de esta concertación sobre la información requerida se deben buscar los mecanismos para obtener la información de las empresas del sector, buscando sobretodo evitar duplicidades.
- ◆ Propiciar al interior del grupo responsable y con otras áreas la discusión del documento básico.
- ◆ Finalmente, en consideración al estado actual de la información, se propone como estrategia desarrollar el proyecto por fases de acuerdo con la disponibilidad de la misma.

Se recomienda entonces buscar los mecanismos para comprometer a las empresas en la entrega de la información en plazos prudentes. Se proponen tres fases para completar la información del subsistema:

Fase 1. Entrega de información del grupo 1, generalmente disponible y que se puede obtener en forma inmediata.

Fase 2. Información del grupo 2. Información que se puede construir en el mediano plazo, se recomienda entre uno y seis meses para su recopilación y entrega.

Fase 3. Entrega de información del grupo 3. Es información que implica trabajo de campo y mayores estudios para la que se recomienda manejar un tiempo entre seis y doce meses.

Ahora bien, como estrategia técnica para el manejo de la información se recomienda manipular desde un

principio la recopilación y obtención de la información en medio magnético utilizando los instrumentos aquí presentados. La información así recolectada debe ser usada para alimentar un sistema operativo, basado en un software de análisis, que permita atender de manera adecuada los requerimientos planteados por el subsistema.

El software a partir de la información suministrada por el formulario y por la información sectorial general a la que se hizo referencia, deberá permitir a partir de la construcción de indicadores por subsectores, la producción de documentos que faciliten el análisis frente a los requerimientos del plan de expansión.

Por último, la información debidamente validada, se colocará a disposición de usuarios diferentes al Ministerio de Minas como el Sistema Nacional Ambiental, entre otros, con el objetivo adicional de lograr su retroalimentación.

La información organizada de esta manera, permitirá finalmente garantizar la inclusión de la variable ambiental en el planeamiento energético del país.

Respecto a la correspondencia de la información finalmente obtenida por el subsistema con el plan de expansión se presenta el Gráfico 3, anexo.

## 4.4 Instrumentos para la recolección de la información

La recolección de información requiere la utilización de un instrumento adecuado a las necesidades del sector, fácil de trabajar y fácil de actualizar. Para este fin se diseñó un formulario, que debe ser dirigido a las empresas, las cuales serán las encargadas de proveer esta información.

Para completar la información del formulario se puede requerir de la participación de diferentes oficinas o departamentos. Así, por ejemplo, la información acerca de los parámetros físicos y bióticos puede ser suministrada por la sección o departamento encargado de los monitoreos ambientales, mientras que la información de costos es presentada por el departamento contable o de planeación financiera.

Los formularios tienen una estructura global que es común a todos los proyectos, aunque dependiendo de sus características propias tiene algunas modificaciones.

El cuerpo del formulario se divide entonces en:

Información general

Información física y biótica  
Información social  
Información económica

La sección 1 recoge aspectos generales con respecto a la planta, tales como el nombre, la empresa que la opera, la ubicación, el área de influencia, el tiempo de operación de la planta, su generación o producción durante este tiempo y los precios a los cuales ha vendido su producto. Igualmente se solicita información acerca de las unidades operativas para atender las actividades ambientales de la empresa y sus principales actividades. Por último, se trata de hacer una descripción del medio climático que circunda a la empresa y algunas características técnicas de los equipos o actividades destinadas a manejar el medio ambiente.

En la segunda sección se debe consignar información sobre los impactos que genera la empresa sobre el medio ambiente biótico y físico y el grado de esta afectación, a través de la medición de los parámetros de seguimiento a la calidad ambiental de los diferentes recursos: agua, suelo, aire, biota. Se incluye también información acerca de la generación y disposición de residuos.

La tercera sección está destinada a analizar los impactos que la empresa ha generado o genera sobre los grupos sociales afectados directamente por el proyecto. Estos impactos incluyen población desplazada, generación de empleo, afectación de patrimonio histórico y cultural, construcción de obras de desarrollo en la región, adaptación de la población a los cambios generados por la construcción y operación del proyecto, etc.

Finalmente, en la cuarta sección se debe recoger toda la información acerca de los costos generados al proyecto por efecto de sus responsabilidades con el medio ambiente, incluyendo costos de prevención, control, recuperación y compensación de impactos ambientales. Más adelante se explica con más detalle la forma en que se debe tratar esta estructura de costos.

Ahora bien, teniendo en cuenta la propuesta de desarrollar el sistema por etapas, la información se ha clasificado en tres grupos:

- ◆ Grupo 1. Información que es fácilmente obtenible y que todas las plantas deben poseerla. Incluye la información denominada general en el formulario y parte de la información biótica y física, que no son más que resultados de laboratorio o mediciones en diferentes puntos del proceso

productivo que se deberían haber realizado durante el funcionamiento de la planta.

- ◆ Grupo 2. Información que no está disponible actualmente, pero a la que se puede llegar fácilmente. Se refiere a información físico biótica que no se estaba recopilando, pero que se puede implementar ahora sin mayores traumatismos para la operación de la planta; información social que probablemente se analizó durante los estudios del proyecto y que se puede conseguir con un trabajo de campo relativamente rápido; y alguna información económica que reposa en el departamento financiero o de planeación de la planta.
- ◆ Grupo 3. Información que no es fácilmente disponible, pero que en un tiempo prudencial puede ser recopilada, con cierta inversión de capital físico y humano. Se refiere a información social que no había sido tenido en cuenta en fases anteriores de la operación y que puede exigir trabajo de campo y a información económica que existe pero no había sido organizada de forma que garantice cumplir con los requerimientos del sistema.

En el formulario, en la sección de análisis de información económica, se presenta un instructivo para clasificar las actividades desarrolladas según el recurso que afectan, el tipo de acción llevada a cabo, la fase del proyecto en que se realiza la acción y los costos asociados a ella.

Otra fuente de información importante para el subsistema, que depende de la gestión desarrollada por el administrador del mismo, es la consideración de los aspectos contables de las empresas del sector, relacionados con la gestión ambiental de las empresas.

#### 4.4 EL PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION

La información puede ser obtenida utilizando los formularios propuestos, sobre el papel, o lo que sería más recomendable, utilizando medio magnético, de forma que pueda ser ordenable en una base de datos diseñada para tal fin.

Para facilitar el análisis se tendrá en cuenta:

- ◆ Información sociobiológica
- ◆ Información económica

Los costos ambientales se pueden analizar desde dos perspectivas complementarias:

- ◆ Análisis de los costos ambientales por recurso/factor afectado: Agua, Aire, Biota, Suelo, Residuos, Social y Generales, con su correspondiente clasificación según si pertenecen a uno de los grupos establecidos por el estudio: costos de prevención, control, recuperación o compensación. Será muy útil generar gráficos para analizar el comportamiento de los costos en forma porcentual al interior de cada proyecto.
- ◆ Análisis de los costos ambientales para la generación de los indicadores ambientales. Estos mismos costos se desglosan después de acuerdo a los requerimientos de información de los indicadores propuestos en la metodología del estudio. Para el efecto se construyen grupos clasificatorios según sean: costos físicos (reúnen los costos relacionados con agua, aire, suelo y residuos), costos bióticos (son los mismos del análisis anterior), costos de estudios y trámites ambientales (son algunos de los costos tratados como generales en el caso anterior), costos de gestión u operación de la unidad ambiental (son los otros costos generales), costos de reubicación de la población y costos sociales (divididos en dos grupos: costos sociales de mejoramiento de red física de comunicaciones y costos sociales de otras actividades). Estos costos se distribuyen también según la clasificación propuesta por el estudio: Prevención, control, recuperación, compensación, estudios y gestión.

Una vez analizada esta información se procede a la construcción de los indicadores, tanto sociobiológicos como económico-ambientales, atendiendo a la propuesta de cálculo presentada en capítulos precedentes.

#### 4.5 Construcción de indicadores ambientales para el sistema

Los indicadores analizados, tal como se explican en los capítulos anteriores, son de dos tipos:

- ◆ Indicadores sociobiológicos, que tratan de analizar el comportamiento del proyecto con respecto a su efecto sobre el medio ambiente y se analizan los impactos sobre suelo, aguas, aire, biota y población.
- ◆ Indicadores Económico-Ambientales, que intentan medir el costo asociado a diferentes actividades de tipo ambiental por unidad de producto generado

(MW/h) para hidroeléctricas y termoeléctricas, kv, para líneas de conducción eléctrica, toneladas para minas de carbón, barriles para pozos petroleros, pies cúbicos o metros cúbicos para pozos de gas, barriles o pies cúbicos para ductos, dependiendo de que sean óleo, gas o poliductos y barriles para refinarias).

Los indicadores se construyen teniendo en cuenta los objetivos, los criterios, los cálculos y los ponderadores (en el caso de los indicadores sociobiológicos) considerados en los capítulos 6 y 7.

##### 4.5.1 Análisis de indicadores

Los indicadores obtenidos se deben analizar teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- ◆ Indicadores sociobiológicos

Estos indicadores resultan en valores que están entre 0 y 1. Este valor se debe calificar de acuerdo a los siguientes criterios:

- ◆ Para los objetivos 1, 2, 3 y 4, es decir, minimizar el impacto sobre el medio físico, minimizar el impacto sobre el medio biótico, minimizar población desplazada y minimizar costos regionales, un valor de 0 es deseable, ya que implica que efectivamente se ha minimizado el efecto y el impacto es nulo. A medida que el indicador se acerca a la unidad (1) el impacto se hace más severo. Cuando el indicador da como resultado uno (1) el impacto no fue minimizado.
- ◆ Para el objetivo 5, maximizar beneficios regionales, el análisis del indicador se hace a la manera inversa. En este caso, es deseable obtener un valor de uno (1), que implica que el impacto benéfico se maximiza. Un valor de cero (0), o cercano a cero, implica que los beneficios regionales fueron nulos o escasos. En este caso el ajuste necesario se hizo al describir los indicadores.

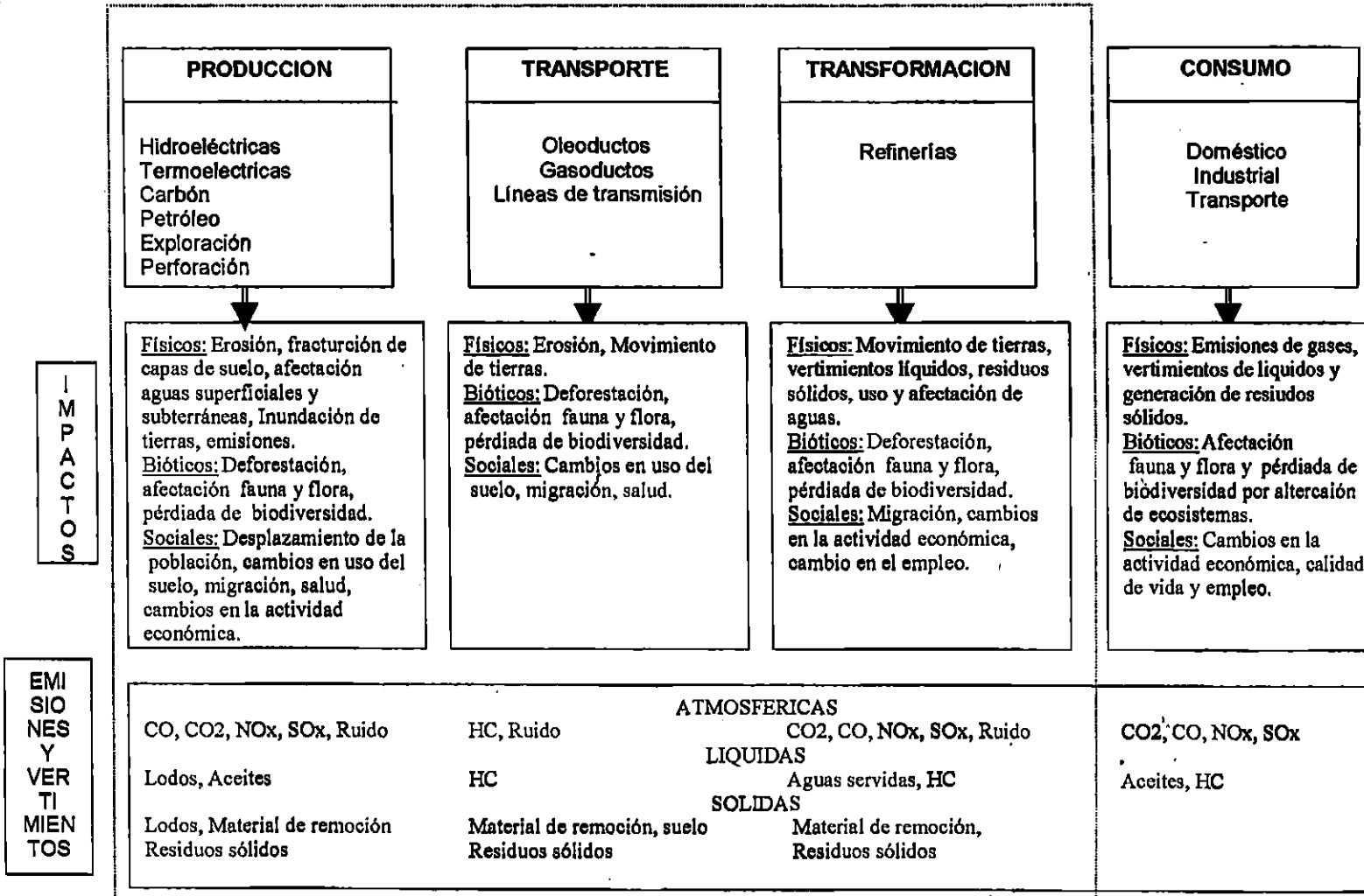
##### 4.5.2 Indicadores económico ambientales

Estos indicadores generan valores relativizados en términos de la capacidad instalada o de la producción realmente generada por las empresas.

Normalmente, los valores se expresan en pesos, de un año determinado, por cada unidad de producto.

Para el caso de termo o hidroeléctricas, se obtienen pesos por cada MW instalado o Kw/h generado. Para

**FIGURA 1. EL CICLO ENERGETICO Y EL IMPACTO AMBIENTAL**



**Gráfico 2. Subsistema de Información para la Incorporación de la Variables Ambiental en el  
Plancamiento Energético**

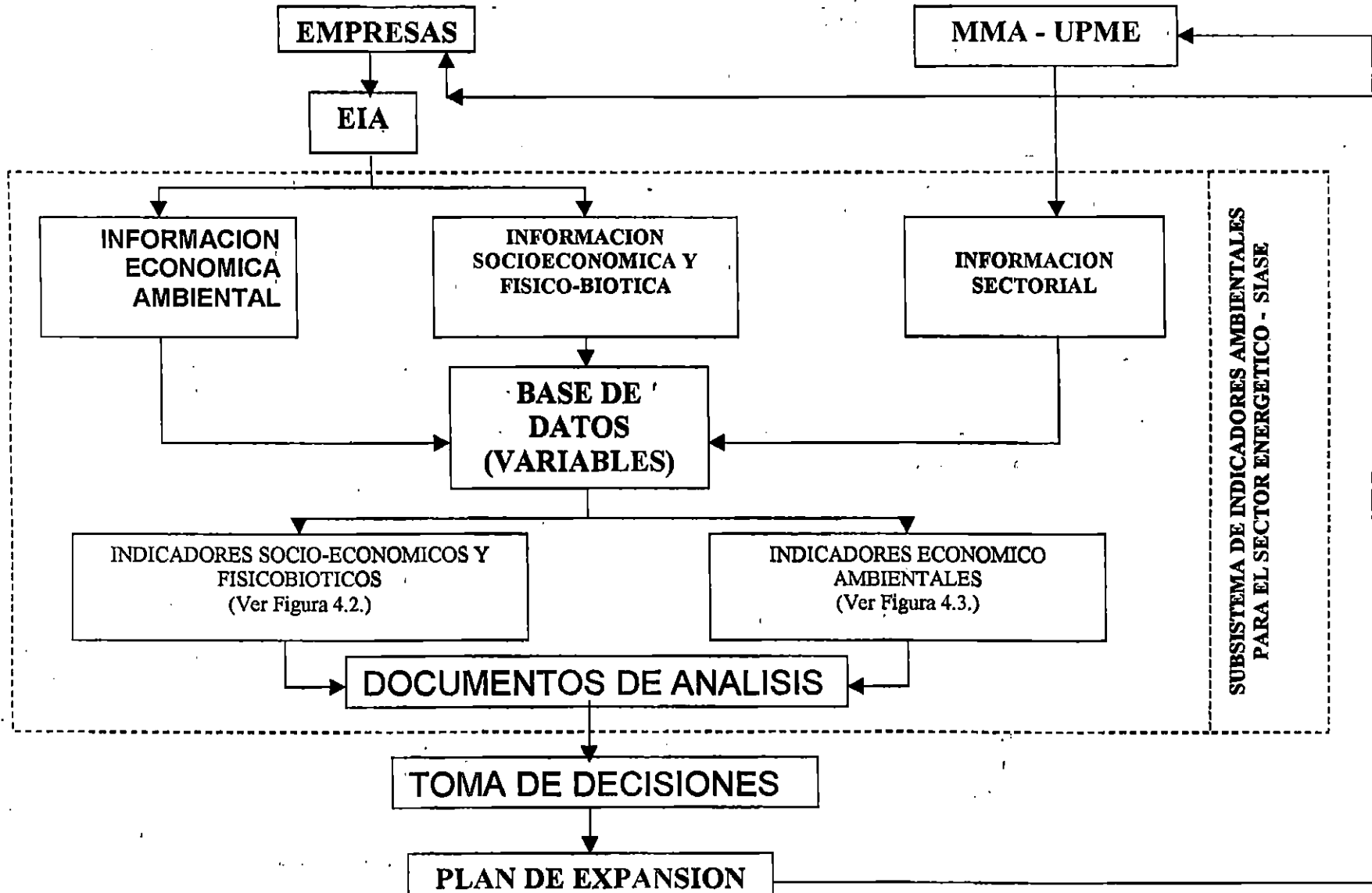


Figura 4.4. Interrelación Subsistema - Plan de Expansión

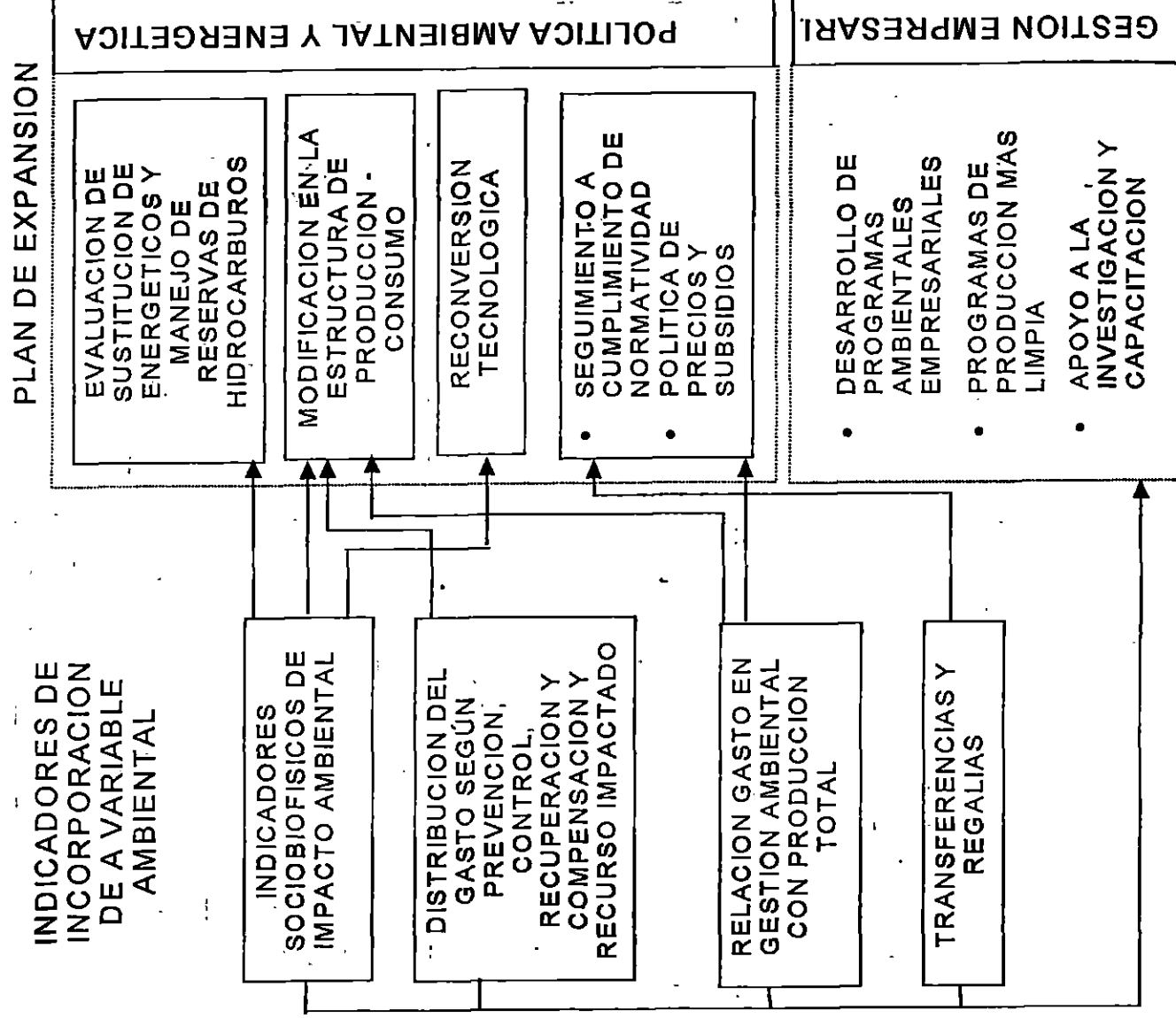


Tabla 1. INDICADORES SOCIOECONOMICOS Y SOCIOBIOFISICOS DE IMPACTO AMBIENTAL

|                           | DESCRIPCION DEL INDICADOR | VALOR DEL INDICADOR | FACTOR DE PONDERACION | INDICADOR PONDERADO |
|---------------------------|---------------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|
| IMPACTOS FISICOS          |                           |                     |                       |                     |
| IMPACTOS BIOTICOS         |                           |                     |                       |                     |
| IMPACTOS SOCIO-ECONOMICOS |                           |                     |                       |                     |
| TOTAL                     |                           |                     | 1.0                   |                     |

Tabla 2. INDICADORES DE COSTOS DE GESTION AMBIENTAL (PESOS POR UNIDAD DE PRODUCCION)

| Destino / Tipo de Costo | COMPONENTE FISICO | COMPONENTE BIOTICO | COMPONENTE SOCIAL | COMPONENTE ADMINISTRATIVO (GESTION Y TRAMITES AMBIENTALES) | COSTO TOTAL POR UNIDAD DE PRODUCTO |
|-------------------------|-------------------|--------------------|-------------------|--|------------------------------------|
| COSTOS DE PREVENCIÓN    |                   |                    |                   |  |                                    |
| COSTOS DE CONTROL       |                   |                    |                   |  |                                    |
| COSTOS DE RECUPERACION  |                   |                    |                   |  |                                    |
| COSTOS DE COMPENSACION  |                   |                    |                   |  |                                    |
| COSTOS TOTALES          |                   |                    |                   |  |                                    |

TABLA 3. Resumen de Indicadores Sociobiofísicos

| INDICADOR                                   | SIGLA   | VARIABLES  | CALCULO   |
|---|---------|--|---|
| Estabilidad de la Zona del Proyecto         | ESTABIL | <p>INTEROS = Susceptibilidad a la erosión (Cualitativa 0 - 1)</p> <p>VOLTEX = Susceptibilidad por tipo de obra: V + VOLOBRA.</p> <p>V = Volumen por vías</p> <p>VOLOBRA = PRESALUV + PRESCANT + VOLEXCA + VOLMINCA + 0.014*VOLMINSO</p> <p>PRESALUV = Volumen Excavación</p> <p>PRESCANT = Volumen Material de Préstamo</p> <p>VOLEXCA = Volumen Excavaciones área construcción</p> <p>VOLMINCA = Volumen de explotación Minera cielo abierto.</p> <p>VOLMINSO = Volumen Explotación minera socavón.</p> | ESTABIL = VOLTEX * INTEROS  |
| Alteración de las Características del Suelo | ALTERS  | <p>APECTAC = Afectación del Suelo (Cualitativa 0 - 1)</p> <p>A = Area afectada en Ha.</p>  | ALTERS = APECTAC * A  |
| Alteración del Caudal                       | DFLUJO  | <p>Q = Caudal medio del afluente (lt/s)</p> <p>N = Número usuarios afluente</p> <p>Q = Caudal captado proyecto lt/s</p> <p>K = Caudal usado por cada usuario lt/s</p>  | $DFLUJO = \frac{\sum (N * K) + q}{Q}$   |
| Alteración de la Calidad del Agua           |         | Aguas Superficiales y Subterráneas: Medición de parámetros varios.   | Escala comparativa. Comparar variación antes y después con respecto al Dec. 1594/84 |
| Alteración de la Calidad del Aire           |         | Emisión de gases, partículas y ruido.  | Escala comparativa. Medición, comparar con Dec. 02/82 y Dec. 948/95.                |
| Alteración de la Biota Acuática             | BIOCUA  | An = Area afectada<br>In = Importancia del sistema   | $BIOCUA = \frac{\sum An * In}{\sum An}$   |

|   |         |   |  |
|---|---------|---|--|
| Alteración de la Biota Terrestre          | BIOTERR | An = Area de interés<br>In = Importancia por tipo de vegetación   | $BIOTERR = \frac{\sum An * In}{\sum An}$         |
| Alteración de otros ecosistemas           | BIOTROS | An = Area de interés<br>In = Importancia por tipo de vegetación   | $BIOTROS = \frac{\sum An * In}{\sum An}$         |
| Población Desplazada                      | POBLD   | FD = Número de familias desplazadas<br>v = grado de vulnerabilidad  | $POBLD = \frac{\sum FD * v}{\sum FD}$            |
| Cambio en el Uso del Suelo                | DUSOS   | An = Area por clase agroológica (Fia)<br>pa = Potencial agroclimático por clase agroológica                               | $DUSOS = \frac{\sum (An * pa)}{\sum An}$         |
| Producción desplazada                     | PRODES  | Vp = Valor de la producción en cada cultivo o sistema productivo<br>ir = Factor de recuperabilidad e importancia regional | $PRODES = \frac{\sum (Vp * ir)}{\sum Vp}$        |
| Pérdida del Patrimonio Histórico Cultural |         | Cualitativo   |  |
| Deterioro del Ordenamiento Regional       | DETOR   | FA = Número de familias afectadas.<br>na = nivel de afectación  | $DETOR = \frac{\sum (FA * na)}{\sum FA}$         |
| Trauma Social                             | TRAUSO  | FA = Número de familias afectadas.<br>Naf = Nivel de afectación física<br>Nac = Nivel de afectación cultural              | $TRAUSO = \frac{\sum (FA * naf * nac)}{\sum FA}$ |
| Empleo Desplazado                         | EMPDES  | PT = Puestos de trabajo no calificados afectados<br>Rec = Grado de recuperabilidad de los puestos de trabajo              | $EMPDES = \frac{\sum (PT * rec)}{\sum PT}$       |
| Potencialización de Conflictos            |         | Cualitativo   |  |

|  |         |  |  |
|--|---------|--|--|
| Mejora en la red física de comunicaciones            | COMUNIC | FM = Número de familias cuyas redes físicas de comunicación mejoraron.<br>Nm = nivel de mejora                   | $\text{COMUNIC} = 1 - \frac{\sum (FM \cdot nm)}{\sum FM}$  |
| Mejora en la disponibilidad para la inversión social | DINVSOC | IMP = Impuestos pagados por la empresa al municipio.<br>MUN = partida del municipio para inversión social anual. | $\text{DINVSOC} = 1 - \frac{IMP}{MUN}$                     |
| Generación de Empleo en la Región                    | GENEMPL | PT = Número de puestos de trabajo generados<br>Cpt = Clasificación de los puestos de trabajo                     | $\text{GENEMPL} = 1 - \frac{\sum (PT \cdot cpt)}{\sum PT}$ |
| Regalías y transferencias                            | PRETRA  | RETRA = Regalías y transferencias pagadas a la región en un año.<br>PREG = Presupuesto regional anual.           | $\text{PRETRA} = 1 - \frac{RETRA}{PREG}$                   |

Tabla 4.1. Indicadores Económico Ambientales Generales  
Costos Generales de la Gestión Ambiental

| INDICADOR   | SIGLA | VARIABLES  | CALCULO (unidades)      |
|---|-------|--|-------------------------|
| Costo de los estudios, evaluaciones y trámites ambientales durante el montaje por unidad de producción instalada  | EAG1  | Cal = Capacidad instalada (MW)<br>CEAM = Costos totales de estudios, evaluaciones y trámites ambientales durante el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año) | CEAM / Cal<br>(\$/MW)   |
| Costo de los estudios, evaluaciones y trámites ambientales durante la operación por unidad de producción generada | EAG2  | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CEARG = Costos de estudios, evaluaciones y trámites ambientales durante la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)                    | CEARG / CaG<br>(\$/MWh) |
| Costo de la unidad operativa de la empresa durante el montaje por unidad de producción instalada                  | EAG3  | Cal = Capacidad instalada (MW)<br>CUOAM = Costos de la unidad operativa ambiental durante el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año)                        | CUOAM / Cal<br>(\$/MW)  |
| Costo de la unidad operativa  | EAG4  | CaG = Energía generada por año (MWh)   | CUOAG / CaG             |

|  |  |   |          |
|--|--|---|----------|
| de la empresa durante la operación de proyecto por unidad de producción generada |  | CUOAG = Costos de la unidad operativa ambiental durante la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año) | (\$/MWh) |
|--|--|---|----------|

Tabla 4.2. Indicadores Económico Ambientales para el Objetivo 1:  
Costos de Minimizar el Impacto sobre el medio físico

| INDICADOR  | SIGLA | VARIABLES  | CALCULO (unidades)     |
|--|-------|--|------------------------|
| Costo de prevención de impactos físicos por MW instalado   | EA11  | Cal = Capacidad instalada (MW)<br>CPFM = Costos totales de acciones de prevención de impactos físicos en el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año)                 | CPFM / Cal<br>(\$/MW)  |
| Costo de prevención de impactos físicos por MWh generado   | EA12  | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CPFG = Costos de acciones de prevención de impactos físicos en la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)                                     | CPFG / CaG<br>(\$/MWh) |
| Costo de control de impactos físicos por MW instalado      | EA13  | Cal = Capacidad instalada (MW)<br>CCFM = Costos totales de acciones de control de impactos físicos en el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año)                    | CCFM / Cal<br>(\$/MW)  |
| Costo de control de impactos físicos por MWh generado      | EA14  | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CCFG = Costos de acciones de control de impactos físicos en la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)  | CCFG / CaG<br>(\$/MWh) |
| Costo de recuperación de impactos físicos por MW instalado | EA15  | Cal = Capacidad instalada (MW)<br>CRFM = Costos totales de acciones de recuperación de impactos físicos causados durante el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año) | CRFM / Cal<br>(\$/MW)  |
| Costo de recuperación de impactos físicos por MWh generado | EA16  | CaG = Energía generada por año (MWh)   | CRFG / CaG             |

|   |      |   |                      |
|---|------|---|----------------------|
| pacos físicos por MWh generado                              |      | CRFG = Costos de acciones de recuperación de impactos físicos causados durante la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)  | (\$/MWh)             |
| Costo de compensación por impactos físicos por MW instalado | EA17 | CaI = Capacidad instalada (MW)<br>CRFM = Costos totales de transferencias como compensación por impactos físicos causados durante el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año) | CCmFM / CaI (\$/MW)  |
| Costo de compensación por impactos físicos por MWh generado | EA18 | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CRFG = Costos de transferencias como compensación por impactos físicos causados durante la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)                     | CCmFG / CaG (\$/MWh) |

Tabla 4.3. Indicadores Económico Ambientales para el Objetivo 2: Costos de Minimizar el Impacto sobre el medio biótico

| INDICADOR   | SIGLA | VARIABLES   | CALCULO (unidades)  |
|---|-------|---|---------------------|
| Costo de prevención de impactos bióticos por MW instalado | EA21  | CaI = Capacidad instalada (MW)<br>CPBM = Costos totales de acciones de prevención de impactos bióticos en el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año) | CPBM / CaI (\$/MW)  |
| Costo de prevención de impactos bióticos por MWh generado | EA22  | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CPBG = Costos de acciones de prevención de impactos bióticos en la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)                     | CPBG / CaG (\$/MWh) |
| Costo de control de impactos bióticos por MW instalado    | EA23  | CaI = Capacidad instalada (MW)<br>CCBM = Costos totales de acciones de control de impactos bióticos en el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año)    | CCBM / CaI (\$/MW)  |
| Costo de control de impactos bióticos por MWh generado    | EA24  | CaG = Energía generada por año (MWh)  | CCBG / CaG          |

|  |      |   |                      |
|--|------|---|----------------------|
| bióticos por MWh generado                                    |      | CCBG = Costos de acciones de control de impactos bióticos en la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)  | (\$/Mw)              |
| Costo de recuperación de impactos bióticos por MW instalado  | EA25 | cai = Capacidad instalada (MW)<br>CRBM = Costos totales de acciones de recuperación de impactos bióticos causados durante el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año)           | CRBM / Cai (\$/MW)   |
| Costo de recuperación de impactos bióticos por MWh generado  | EA26 | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CRBG = Costos de acciones de recuperación de impactos bióticos causados durante la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)                               | CRBG / CaG (\$/MWh)  |
| Costo de compensación por impactos bióticos por MW instalado | EA27 | CaI = Capacidad instalada (MW)<br>CCmBM = Costos totales de transferencias como compensación por impactos bióticos causados durante el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año) | CCmBM / CaI (\$/MW)  |
| Costo de compensación por impactos bióticos por MWh generado | EA28 | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CCmBG = Costos de transferencias como compensación por impactos bióticos causados durante la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)                     | CCmBG / CaG (\$/MWh) |

Tabla 4.4. Indicadores Económico Ambientales para el Objetivo 3: Costos de Minimizar el Desalojo de la Población

| INDICADOR   | SIGLA | VARIABLES  | CALCULO (unidades) |
|---|-------|--|--------------------|
| Costo de programas de reubicación de población por MW instalado | EA31  | cai = Capacidad instalada (MW)<br>CruM = Costos totales de acciones de reubicación de la población | CruM / Cai (\$/MW) |



|  |  |  |
|--|--|--|
|  |  | desplazada por el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año) |
|--|--|--|

**Tabla 4.5. Indicadores Económico Ambientales para el Objetivo 4:  
Costos de Minimizar Costos Regionales**

| INDICADOR   | SIGLA | VARIABLES   | CALCULO (unidades)   |
|---|-------|---|----------------------|
| Costo de prevención de costos regionales por MW instalado   | EA41  | CaI = Capacidad instalada (MW)<br>CPCRM = Costos totales de acciones de prevención de costos regionales en el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año)                | CPCRM / CaI (\$/MW)  |
| Costo de prevención de costos regionales por MWh generado   | EA42  | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CPCRG = Costos de acciones de prevención de costos regionales en la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)                                    | CPCRG / CaG (\$/MWh) |
| Costo de control de costos regionales por MW instalado      | EA43  | CaI = Capacidad instalada (MW)<br>CCERM = Costos totales de acciones de control de costos regionales en el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año)                   | CCERM / CaI (\$/MW)  |
| Costo de control de costos regionales por MWh generado      | EA44  | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CCBRG = Costos de acciones de control de costos regionales en la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)                                       | CCBRG / CaG (\$/MWh) |
| Costo de recuperación de costos regionales por MW instalado | EA45  | CaI = Capacidad instalada (MW)<br>CRBM = Costos totales de acciones de recuperación de costos regionales causados durante el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año) | CRCRM / CaI (\$/MW)  |
| Costo de recuperación de costos regionales por MWh generado | EA46  | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CRBG = Costos de acciones de recuperación   | CRBG / CaG           |

|   |      |  |                       |
|---|------|--|-----------------------|
| MWh generado  |      | de costos regionales causados durante la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)  | (\$/MWh)              |
| Costo de compensación de costos regionales por MW instalado | EA47 | CaI = Capacidad instalada (MW)<br>CRBM = Costos totales de transferencias como compensación por costos regionales causados durante el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año) | CCmCRM / CaI (\$/MW)  |
| Costo de compensación de costos regionales por MWh generado | EA48 | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CRBG = Costos de transferencias como compensación por costos regionales causados durante la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)                     | CCmCRG / CaG (\$/MWh) |

**Tabla 4.6. Indicadores Económico Ambientales para el Objetivo 5:  
Costos de Maximizar Beneficios Regionales**

| INDICADOR  | SIGLA | VARIABLES  | CALCULO (unidades)   |
|--|-------|--|----------------------|
| Costo de la mejora de la red física de comunicaciones adelantada durante el montaje del proyecto, por MW instalado   | EA51  | CaI = Capacidad instalada (MW)<br>CRCM = Costos totales de acciones de mejoramiento de la red física de comunicaciones durante el montaje del proyecto (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año) | CcomM / CaI (\$/MW)  |
| Costo de la mejora de la red física de comunicaciones adelantada durante la operación del proyecto, por MW generado  | EA52  | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CPCRG = Costos de acciones de mejoramiento de la red física de comunicaciones durante la operación del proyecto, por año (en \$ constantes de un determinado año)                    | CcomG / CaG (\$/MWh) |
| Costo del incremento de recursos para inversión ambiental por transferencias a autoridades ambientales (Ley 99, Art. 4°) durante la operación del proyecto, por MWh generado | EA53  | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CCBG = Transferencias a autoridades ambientales constantes de un determinado año   | CIAG / CaG (\$/MWh)  |
| Costo del incremento de recursos para desarrollo regional por trans-   | EA54  | CaG = Energía generada por año (MWh)<br>CCBG = Transferencias a autoridades municipales (\$  | CDRG / CaG           |

|   |             |  |                                |
|---|-------------|--|--------------------------------|
| <p>ferencias a autoridades municipales (Ley 99, Art. 4º) durante la operación del proyecto, por MWh generado</p>                              |             | <p>constantes de un determinado año</p>  | <p>(\$/MWh)</p>                |
| <p>Costo de otras acciones de desarrollo regional adelantadas directamente por el proyecto durante el montaje del mismo, por MW instalado</p> | <p>EA55</p> | <p>CaI = Capacidad instalada (MW)<br/>CRBM = Costos totales de otras acciones de desarrollo regional realizadas por el proyecto durante el montaje del mismo (valor presente en un determinado año, en \$ constantes de dicho año)</p> | <p>CODRM / CaI<br/>(\$/MW)</p> |

Subcomite de planificación de sistemas  
eléctricos/comite nacional colombiano/Eduardo  
de la Cruz Charry

333.7932 D331c Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA  
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA  
DEVUELTO