

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DESEMPEÑO DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

7932

d

1991

33 - 061

307

SEMINARIO

EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELECTRICO
COLOMBIANO 1970-1990

DOCUMENTO DE REFERENCIA PARA MODERADORES

DOCUMENTO DE REFERENCIA PARA

MODERADORES

COMISION NACIONAL DE ENERGIA
Centro de Documentación

BOGOTA, OCTUBRE 11, 1991

333.7932
S471d
Ej. 1

COMISION NACIONAL DE ENERGIA

SEMINARIO

EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELECTRICO
COLOMBIANO 1970-1990

DOCUMENTO DE REFERENCIA PARA MODERADORES

Este documento es el resultado de los grupos de trabajo de cada uno de los temas del Seminario "Evaluación del Desempeño del Sector Eléctrico Colombiano 1970-1990", buscando recoger de una manera comprehensiva los principales tópicos del informe de GED, así como los aspectos más importantes que se reflejan en la política que viene adelantando el Gobierno en esta materia.

Como no están tratados en exhaustivos los tópicos, pero este documento sí es una referencia para los moderadores, en el desarrollo de cada uno de los temas de discusión y en los debates posteriores.

BOGOTA, MARZO 11, 1991

COMISION NACIONAL DE ENERGIA

SEMINARIO

EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELECTRICO
COLOMBIANO 1970-1990

UN DOCUMENTO DE REFERENCIA PARA MODERADORES

COMISION NACIONAL DE ENERGIA

SEMINARIO

EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELECTRICO

Es necesario definir los criterios que se utilizarán para evaluar el desempeño del sector eléctrico colombiano, así como los aspectos más importantes que se reflejan en la política que viene adelantando el Gobierno.

Los objetivos del Seminario son: evaluar el desempeño del sector eléctrico colombiano, así como los aspectos más importantes que se reflejan en la política que viene adelantando el Gobierno.

COMISION NACIONAL DE ENERGIA

SEMINARIO

**EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SECTOR ELECTRICO
COLOMBIANO
1970 - 1990**

INTRODUCCION

Este documento ha sido preparado por los grupos de trabajo de cada uno de los temas del Seminario "Evaluación del desempeño del Sector Eléctrico Colombiano 1970-1990", buscando recoger de una manera comprehensiva los principales tópicos del informe de OED, así como los aspectos más importantes que se reflejan en la política que viene adelantando el Gobierno en esta materia.

Posiblemente no estén tratados en extenso todos los tópicos, pero este documento busca ser *solo una referencia* para los moderadores, en el desarrollo de cada uno de los paneles de discusión y en los debates generales.

TEMA I: OBJETIVOS DEL SECTOR, ASPECTOS INSTITUCIONALES Y DE REGULACION, OFERTA Y DEMANDA

A. OBJETIVOS DEL SECTOR ELECTRICO

A.1 ENFOQUE DE OED/BANCO MUNDIAL

Es necesario definir en forma más precisa los objetivos del Sector Eléctrico (SE) y los criterios que se deben aplicar para alcanzar tales objetivos. Es decir, es imprescindible establecer hacia dónde debe ir el Sector Eléctrico y cómo hacerlo. Estas definiciones son tarea del Gobierno.

Los objetivos del Sector Eléctrico deben estar en armonía con los objetivos del Sector Energético, los cuales, a su vez, deben estar inmersos en las políticas macroeconómicas. Hasta mediados de la década del 80 el Sector Eléctrico actuó como una rueda suelta con respecto a los demás sectores de la economía nacional.

Durante el período analizado (1970-1987) los objetivos del Sector Eléctrico fueron:

- i) Satisfacer la demanda de electricidad (la existente, los incrementos de los consumidores conectados, y el consumo de los usuarios que se van a conectar)
- ii) Alcanzar un uso óptimo de los recursos para satisfacer la demanda mencionada, y
- iii) Alcanzar la autosuficiencia financiera.

Aunque el objetivo (i) se logró en gran medida, al incrementarse el cubrimiento del servicio del 45% al 60% a nivel nacional, no alcanzó las metas establecidas originalmente. Este logro relativo, sin embargo, se vió opacado por el uso ineficiente y poco económico de la electricidad (cerca del 50% del consumo es residencial, situación anómala dado el grado de desarrollo del país).

Desafortunadamente, por diversas razones, el desempeño del sector para alcanzar los objetivos (ii) y (iii) fue muy pobre, en especial el relacionado con la autosuficiencia financiera.

OED concluye que al formularse en forma tan general, los objetivos tienen un significado limitado. Por lo tanto, sugiere formular subobjetivos específicos y definir las entidades que, con relativa independencia, tengan la función de alcanzarlos. En Colombia no parece existir un conjunto amplio de subobjetivos.

En caso de que los objetivos permanezcan definidos en términos muy amplios, es necesario que el Gobierno:

- i) Declare explícitamente la estrategia con la cual se decida satisfacer o no la demanda. Es decir, qué demanda y hasta qué medida se debe satisfacer.
- ii) Establezca las normas para el uso de los recursos nacionales en el Sector Eléctrico, dentro del contexto de una política energética que esté enmarcada en la política macroeconómica.
- iii) Clarifique las reglas básicas de las operaciones comerciales entre las empresas, en particular la porción de los costos que sería cubierta por los ingresos.
- iv) Defina, en términos generales, el tipo de operaciones que el Gobierno piensa subsidiar (porque considera que no son financieramente viables a corto plazo pero que contribuyen a alcanzar metas socio-económicas específicas, como electrificación rural) y las medidas transitorias de refinanciación.
- v) Declare explícitamente los principios para fijar las tarifas eléctricas (en bloque y al consumidor) y su relación con el costo incremental promedio de largo plazo. También deberá definir la cantidad de subsidios cruzados entre categorías de usuarios que se van a tolerar.

A.2 ENFOQUE DEL GOBIERNO COLOMBIANO

Desde el punto de vista nacional, el objetivo general del Sector Eléctrico es el de suministrar el servicio de electricidad, de tal forma que los diferentes sectores de consumo dispongan de la energía eléctrica suficiente y con la confiabilidad y costos adecuados para desarrollar las respectivas actividades económicas.

El Grupo de Trabajo nombrado por el Gobierno (conformado por MME, CNE, MHCP y DNP) para analizar la problemática del Sector Eléctrico ha definido los siguientes objetivos específicos para el Sector:

Atención de la demanda

- i) La energía eléctrica debe destinarse para aquellos usos en que se constituya como el energético técnica y económicamente más conveniente.

- ii) La cobertura de las redes del servicio debe llegar estrictamente hasta sus límites económicos frente a opciones de generación local o de fuentes nuevas y no convencionales.
- iii) La confiabilidad y la calidad del servicio deben fundamentarse en criterios de mínimo costo social.

Expansión y operación del Sistema

- iv) La expansión y operación de los sistemas debe garantizar la atención de la demanda con el mínimo costo social.
- v) La interconexión debe permitir la participación de las empresas generadoras en el plan de expansión y operación de mínimo costo y la competitividad entre las mismas, para garantizar el abastecimiento de los mercados en el largo plazo.
- vi) Las reglas y tarifas para los intercambios de la energía en bloque deben fomentar la eficiencia en las empresas y configurar un esquema comercialmente aceptable.

Tarifas

- vii) Los niveles tarifarios para las ventas de energía en bloque y al usuario deben propender hacia los costos económicos del servicio.
- viii) Los subsidios deberán destinarse exclusivamente a los usuarios de bajos ingresos.

Estos objetivos darán el marco de referencia para las reformas necesarias en el Sector Eléctrico.

B. ASPECTOS INSTITUCIONALES Y DE REGULACION

B.1. ENFOQUE DE OED/BANCO MUNDIAL

Estructura Institucional

Los principales cambios ocurridos en la estructura del Sector Eléctrico durante el período analizado fueron: i) la creación en 1974 del Ministerio de Minas y Energía (MME), que tomó control de ICEL y CORELCA, ii) el traslado de CVC del Ministerio de

+
 OBJETIVOS
 HISTORIA

Agricultura al DNP, iii) la inclusión de CORELCA como socio de ISA, iv) la creación de la FEN, y v) la aprobación de la ley que crea la Comisión Nacional de Energía.

La actual estructura del Sector Eléctrico es muy compleja y ha propiciado en gran medida el dramático deterioro de su desempeño. En opinión de OED/BM es preciso realizar cambios importantes en el esquema institucional actual. Buena parte de los problemas relacionados con la estructura y funcionamiento se derivan de la carencia de un conjunto de objetivos sectoriales específicos que para su logro puedan asociarse a entidades concretas.

Parece muy deseable la redistribución de los mercados que atienden las distintas empresas eléctricas ya que, de un lado, se crearía la base para incrementar la eficiencia global del sector y, de otro, se preservaría una gran identidad regional, con un resultado políticamente aceptable.

Sin embargo, los diferentes intentos hechos para avanzar en la reasignación de los mercados no han logrado dar resultados positivos. Por ejemplo, en 1980 el CONPES aprobó algunas medidas relacionadas con ICEL que no prosperaron. Las principales razones de este fracaso fueron: i) los gobiernos locales no estaban dispuestos a ceder el control de las electrificadoras y ii) las empresas grandes, que deberían formar el núcleo de las nuevas compañías, se negaron a aceptar a las electrificadoras pequeñas por considerarlas institucional y financieramente débiles.

ESTRUCTURA
La redistribución propuesta conduciría a empresas más grandes, con mayores oportunidades para operar con eficiencia y con posibilidades de lograr mejores operaciones comerciales que las pequeñas electrificadoras actuales. Los sistemas pequeños aislados que faltan por asignar se podrían agrupar en una entidad de propiedad del Gobierno, similar al ICEL, pero más pequeña. Para lograr el objetivo sería necesario i) movilizar las fuerzas políticas en la dirección correcta y ii) disponer de un cuerpo regulatorio fuerte para, primero, asegurar que los nuevos grupos, con las empresas grandes en su núcleo, tengan la libertad de organizarse internamente en la forma que ellos mismos consideren como la más apropiada, y segundo, garantizarle una viabilidad financiera razonable. La carencia del marco regulatorio impediría el progreso en la creación y posterior consolidación de los grupos regionales, inclusive hasta en los más obvios (EEB con las electrificadoras de Cundinamarca y Meta, y EPPM con la Electrificadora de Antioquia).

Otro punto crucial en la estructura institucional está relacionado con el rol de ISA en el Sector. Los distintos hechos y situaciones (explícitos o no) por modificar la concepción original de la empresa, como los 'Acuerdos de Sochagota, Cali y Paipa'; la propiedad del proyecto Mesitas; la conformación de la empresa de Betania; la controversia alrededor de la posición del BM respecto a ISA; la creciente aceptabilidad

de que ejerza el papel de planificador y coordinador, etc.; ponen de manifiesto que algunos de los socios de ISA nunca se identificaron con la política, declarada explícitamente, de que se convirtiera en la empresa constructora y dueña de los proyectos futuros de generación. Desde los mismos años 70, los socios no perdieron oportunidad para fortalecer su posición individual en relación con la propiedad de proyectos y debilitar a ISA.

Desde mediados los 70 se hicieron propuestas para relajar el monopolio de ISA en la construcción de los proyectos. Principalmente se sugirió la formación de consorcios, que incluyeran a ISA y a las empresas regionales, para ejecutar y ser propietarios de centrales. El BM se opuso recurrentemente. Sin embargo, en los 80, después de la crisis del 'Acuerdo de Cali', el enfoque ganó aceptación y se aplicó al caso de Betania. La pregunta que surge es sobre la conveniencia de impulsar la política de ejecución y propiedad conjunta sin incluir a ISA como una de las partes. Es evidente que esto complica aún más la estructura del sector, pero no necesariamente aumenta las ineficiencias ya que se podría delegar el manejo del proyecto al dueño de mayor experiencia. Definitivamente la ventaja de esta solución es una representación directa local en el proyecto a través de las empresas municipales y regionales.

De otra parte, la propiedad de plantas exclusivamente por parte de ISA no contribuye significativamente al logro de tres de los grandes objetivos sectoriales, asociados a las actividades de esta empresa, pero que han sido bastante esquivos : i) definir y ejecutar el plan de generación y transmisión más deseable, ii) realizar una operación óptima del sistema interconectado, y iii) tener una estructura de tarifas en bloque que refleje los costos económicos.

En materia de planeamiento del sistema generación-transmisión, los socios parecen compartir la opinión de que sea adelantado y coordinado por ISA. Sin embargo, existe el problema de que desde etapas tempranas del proceso de planeamiento ha tenido que modificar sus planes por factores políticos.

Los problemas de ISA tienen raíz en el aspecto institucional: i) es una empresa nacional en un ambiente eminentemente regionalista y ii) sus dueños buscan sus propios intereses, los cuales no coinciden con los de la sociedad.

En conclusión, es el momento de examinar el papel y la estructura de ISA y posiblemente proceder a una reasignación de algunas de sus funciones, ya que su concepción original y los ajustes posteriores parecen ya no ser muy realistas. Este replanteamiento de ISA tendrá que reconocer sus logros pasados y capitalizar la solidez de su organización y el alto nivel técnico de su personal.

Regulación

De la misma manera que no existe un conjunto específico de objetivos, el Sector Eléctrico carece de un marco regulatorio claro. En buena parte lo segundo (marco regulatorio) es consecuencia de lo primero (objetivos). El fuerte regionalismo colombiano también ha sido factor importante en la carencia del marco regulatorio mencionado. Este regionalismo tendrá que tenerse en cuenta (y aprovecharse en forma positiva) en el diseño futuro tanto de los objetivos como de las reestructuraciones y reglamentaciones del Sector Eléctrico.

A pesar del progreso alcanzado en los últimos años en materia de regulación, el Sector Eléctrico necesita con urgencia una organización coherente y fuerte que unifique las funciones de regulación hoy ejercidas por MME, DNP, JNT, FEN y en alguna medida ISA. Esta organización podría ser la recientemente creada CNE (o una subdivisión de esta) o una entidad semejante.

Este cuerpo regulatorio fuerte es necesario sin importar el desarrollo institucional que implique el conjunto específico de objetivos definido por el Gobierno. Es decir, si los objetivos conducen hacia un esquema institucional centralizado (situación poco probable en el contexto colombiano), o si los objetivos generan un grupo pequeño de empresas centrales y un conjunto de empresas regionales con gran autonomía, o aún hacia varios grados de privatización, una condición necesaria para el buen desempeño de las funciones del Sector es, sin duda alguna, la existencia de la entidad reguladora mencionada.

La entidad reguladora debería traducir las políticas y objetivos gubernamentales en reglas para el Sector Eléctrico. También debería servir de enlace entre el Gobierno, las empresas del Sector y los consumidores. Entre otras, tendría las siguientes funciones:

- i) Definir las áreas de autonomía de las empresas. Esto motivaría la iniciativa, el espíritu y el dinamismo empresarial y regional. Las áreas de autonomía deben ser limitadas, con el fin de evitar que se ponga en peligro el logro de los objetivos nacionales.
- ii) Fortalecer el planeamiento del sector y la coordinación operacional, que en la actualidad equivale a apoyar a ISA para que lleve a cabo sus principales tareas.
- iii) Establecer y supervisar el mecanismo de toma de decisiones que liga el planeamiento (técnico, económico y financiero) del sector con la ejecución de los proyectos.
- iv) Establecer, en concordancia con los objetivos definidos por el Gobierno para el Sector Eléctrico, las metas operacionales y financieras para cada una de las empresas. Así mismo, los incentivos y sanciones correspondientes.

- v) Supervisar la creación y operación de asiciaciones para construir y ser propietarias de nuevas centrales, de acuerdo con las reglas definidas en (i).
- vi) Supervisar las operaciones, identificar las deficiencias y acordar con las empresas las acciones remediales.
- vii) Fijar las tarifas de acuerdo con los objetivos generales establecidos por el Gobierno y vigilar su aplicación.
- viii) Crear los vínculos necesarios con las instituciones del Gobierno (en especial con el Ministerio de Hacienda) para asegurar que las contribuciones de éste, establecidas de acuerdo con el planeamiento de la inversión y la operación del Sector Eléctrico, y de acuerdo con los objetivos generales del Gobierno, se entreguen oportunamente y en la cantidad apropiada.
- ix) Definir las reglas de intercambio entre las empresas y en particular las de repartición de excedentes y déficits del Sector Eléctrico.

B.2. ENFOQUE DEL GOBIERNO COLOMBIANO

Estructura Institucional

El Grupo de Trabajo del Gobierno ha identificado algunas medidas de tipo estructural, y adelanta estudios de otras, que considera necesarias para resolver los problemas del Sector Eléctrico. Precisamente la realización de este Seminario en Santa Marta fue programada dentro de este contexto, con el fin de lograr identificar acciones que orienten el trabajo futuro.

En primer lugar, se ha considerado que la función de ICEL debe revisarse con base en la conformación de mercados regionales y en la transferencia de las utilidades de sus eectrificadoras filiales. Dicha reestructuración será gradual, asignando funciones a otras entidades y transfiriendo activos y pasivos a otras empresas. ICEL se convertirá en el ente encargado de la atención de los mercados ubicados en los territorios nacionales.

En materia de organización de mercados regionales, se considera necesario adelantar un plan de acción alrededor de EEB para eliminar los paralelismos en la subtransmisión y distribución, para favorecer la nivelación tarifaria y para garantizar la solución ordenada del servicio de Cundinamarca y Meta. Su ejecución debe estar sujeta al éxito del plan de reorganización interna de EEB, el cual contempla un mayor control de la

nación en la Junta Directiva de EEB y un posible esquema financiero para garantizar la culminación de la central de Guavio.

Alrededor de EEPPM se contempla una mayor integración financiera en el servicio eléctrico de Antioquia y Chocó.

En el Valle se tiene la intención de ordenar e integrar financiera e institucionalmente al sector, mediante la creación de una nueva empresa dedicada exclusivamente al servicio eléctrico (en las áreas de jurisdicción de CVC, EMCALI, Cartago, Tuluá, incluyendo el sistema de CHIDRAL). Hacia el futuro se buscaría el apoyo a Cauca y Nariño.

En el Nordeste se tiene la coordinación entre las empresas de Boyacá, Santander, Norte de Santander y los mercados de Arauca y Casanare. Existe la opción de propiciar una empresa suficientemente fuerte para que participe en ISA o en nuevos proyectos de generación.

En Caldas, Quindío y Risaralda se requiere promover las ventajas de la coordinación eléctrica que tome en consideración la fortaleza potencial de la CHEC. Esto se podría impulsar dentro del plan de ejecución del proyecto La Miel.

En Tolima, Huila y Caquetá es necesaria una labor de gestión para dar fuerza a sus empresas electrificadoras.

En la Costa Atlántica se analiza la situación de cada electrificadora y la viabilidad y conveniencia de la configuración de mercados subregionales.

Con el apoyo de la Banca Multilateral se continuarán realizando los estudios y recomendaciones para las reformas institucionales.

Regulación

La Comisión Nacional de Energía tiene a su cargo, por mandato de la Ley, la realización del planeamiento global y, conjuntamente con el MME, la definición de las políticas energéticas nacionales. Le corresponde además aprobar los planes, programas y proyectos del Sistema Interconectado, cuyo planeamiento detallado continuará siendo ejecutado por ISA en coordinación con las empresas eléctricas. La Ley no ha otorgado a la CNE otro tipo de funciones de regulación distintas a las mencionadas, en relación con el Sector Eléctrico.

El MME adicionalmente tiene funciones de evaluación y control de la gestión de las empresas eléctricas. La JNT fija las tarifas de electricidad. El MHCP, DNP, CONFIS y FEN regulan otros aspectos como control de gestión, ajuste macroeconómico, programación presupupal y aprobación de inversiones y endeudamiento.

La Ley de Endeudamiento, aprobada por el Congreso de la República en diciembre de 1990, faculta al Gobierno para: i) tomar el control de entidades deterioradas y realizar convenios de gestión y ii) liquidar empresas.

Se ha previsto un análisis completo de los aspectos regulatorios del sector, incluyendo las reglas relacionadas con la participación privada en las actividades del Sector Eléctrico.

C. OFERTA Y DEMANDA

C.1. ENFOQUE DE OED/BANCO MUNDIAL.

El Sector Eléctrico ha alcanzado logros importantes en materia de cubrimiento del servicio eléctrico. Es así como entre 1970 y 1986 la población colombiana con acceso a la energía eléctrica aumentó del 45% al 60%. Sin embargo, la estructura de ventas de la electricidad ha venido experimentando grandes cambios desde el punto de vista tanto de la composición regional como la de los usuarios. En efecto, ICEL y CORELCA, empresas institucional y financieramente débiles, incrementaron sustancialmente su participación en el mercado, pasando del 30% al 41% entre 1970 y 1986, mientras que EEEB y EPM la disminuyeron del 51% al 42%. El consumo residencial aumentó su participación del 41% al 48% y los demás sectores la disminuyeron, configurándose una situación anómala para el nivel de desarrollo del país. Todos estos cambios han sido negativos y se han convertido en factor fundamental del deterioro financiero global del sector y de la mayoría de las empresas que prestan el servicio.

Otro cambio negativo ha sido el de las pérdidas eléctricas. Los niveles agregados nacionales (perdidas técnicas y no técnicas) pasaron del 17% al comienzo del período de análisis al 23% en 1990, alcanzando un máximo del 25%. En algunas empresas como EEEB, CORELCA e ICEL el crecimiento fue realmente exagerado. El mal estado de los sistemas eléctricos, la prestación del servicio sin medidores (o su mala calibración), las conexiones ilegales, y en algunos casos las tarifas han sido las principales causas de crecimiento de las pérdidas. En EEEB por ejemplo, tarifas altamente distorsionadas para el comercio y la industria (100% y 50% por encima del CILP respectivamente) crearon incentivos para los fraudes a gran escala.

SERVICIO

Para diseñar los programas futuros de reducción de pérdidas es necesario determinar con más sentido crítico y realismo las metas de reducción, dado que: i) las ganancias no son un objetivo fundamental de las empresas, ii) los subsidios del gobierno a las compañías son permanentes, y iii) los gerentes tienen pocos incentivos para alcanzar las metas y no tienen sanciones si no las logran.

De otra parte, el Sector Eléctrico necesita un programa más balanceado entre el sistema de generación-transmisión y el sistema de distribución.

Los altos costos tanto de los racionamientos como de las sobreinstalaciones sugieren la necesidad de una planeación más cautelosa. En períodos de grandes incertidumbres los programas que ofrecen mayor flexibilidad son preferibles, aún éstos no coincidan con el plan económicamente óptimo. Al respecto, sería de gran utilidad un programa de expansión conformado por dos conjuntos de centrales: uno de grandes plantas de alta inversión y largos períodos de construcción, que atienda un porcentaje de la demanda proyectada, y uno complementario de plantas pequeñas de baja inversión y períodos cortos de construcción, para cubrir el resto del mercado. De esta forma el plan se podría ajustar más fácilmente a los cambios imprevistos en la demanda.

Los modelos econométricos y los basados en extrapolaciones a partir de los valores históricos, deben ser usados complementariamente para establecer los rangos (amplios) de variación en las proyecciones de demanda. Sin embargo, es fundamental continuar investigando métodos alternativos de proyección para tratar de mejorar el análisis.

Es necesario superar las deficiencias de la planeación y toma de decisiones en el planeamiento de la expansión del Sector mediante:

- i) la toma de medidas institucionales,
- ii) una ampliación de las alternativas consideradas,
- iii) el mejoramiento la normalización de los proyectos para etapa de selección,
- iv) una programación más realista en cuanto al tiempo y al costo de construcción y
- v) un enfoque con énfasis en el análisis de sensibilidad y de riesgo, que considere grandes variaciones en los parámetros de los principales proyectos.

El criterio tradicional de 'mínimo costo económico' utilizado por ISA para planear el sistema de potencia es en esencia un criterio de un solo objetivo. Esto significa que

la alternativa seleccionada minimiza el valor presente de los costos de inversión y operación (i.e. costos de capital). Este enfoque relega explícitamente el impacto financiero a un lugar secundario, y virtualmente establece en forma axiomática que los fondos para adelantar la ejecución del plan se deben conseguir. De esta forma, es posible que la alternativa de 'mínimo costo financiero' se desprece y se deteriore el objetivo financiero. Argumentos similares se pueden aplicar a otros objetivos (p.e. sociales, ambientales, etc.). Estas consideraciones sugieren un cambio metodológico hacia un enfoque multiobjetivo, de opciones múltiples y de múltiples incertidumbres.

Se requiere un análisis profundo de los factores fundamentales que influyen en las decisiones como el costo de oportunidad del capital (tasa de descuento) y los costos de oportunidad de los combustibles para generación eléctrica (carbón y gas).

Por último, desde un comienzo hay necesidad de proteger de la influencia política directa el proceso de planeamiento de la expansión. El factor político debe llegar en una etapa posterior y a un nivel diferente.

C.2. ENFOQUE DEL GOBIERNO COLOMBIANO

Es necesario modificar la estructura de la demanda de energía eléctrica, dirigiendo el consumo hacia los usos que técnica y económicamente son los más eficientes. La flexibilidad para la utilización de este energético, las señales inapropiadas de precios y la falta de conciencia de su costo creciente, han generado un patrón de consumo energéticamente inconveniente para el país (cerca del 50% de la electricidad se consume en el sector residencial).

Lo más apropiado para Colombia (país rico en fuentes de energía) es diversificar la oferta, con precios que reflejen los costos económicos de suministrar los distintos energéticos, de tal forma que se induzca una asignación óptima de esta oferta hacia los usos más eficientes. Por lo tanto, las medidas relacionadas con la oferta y demanda de electricidad estarán en concordancia con las correspondientes a los demás energéticos disponible en la Nación. Un ejemplo es la política de sustitución del consumo de electricidad por gas en los usos para los que técnica y económicamente este energético es más eficiente (cocción de alimentos, calentamiento de agua, etc.). El proyecto de interconexión gasífera con Venezuela puede dar un soporte al desarrollo de una red de gasoductos que permita llevar el gas a las principales ciudades del país como Bogotá, Medellín y Cali y un número importante de ciudades intermedias, de tal forma que se reduzca en buena parte el consumo eléctrico en los hogares.

Lo anterior indica que es preciso considerar la demanda desde una perspectiva energética global y desde el punto de vista de su uso. Así se inducirá la utilización racional de las distintas fuentes de energía en los usos más apropiados.

De otro lado, las fronteras del suministro eléctrico deben llegar únicamente hasta donde la energía eléctrica sea económicamente costeable. Las zonas retiradas requieren una solución basada en los recursos energéticos locales disponibles y con un manejo que comprometa decididamente a las comunidades beneficiadas.

Es indispensable considerar e identificar las opciones de expansión (de oferta y demanda) del Sector Eléctrico desde una visión más amplia y con un enfoque activo frente a la demanda. Actualmente las alternativas disponibles en el catálogo de la oferta solo contemplan proyectos hidroeléctricos (la mayoría de ellos de gran tamaño) y proyectos carboeléctricos. Es necesaria la inclusión de hidroeléctricas medianas, pequeñas y microcentrales, y la consideración de termoeléctricas de carbón y de gas que contemplen tecnologías más desarrolladas como los ciclos combinados y la cogeneración. También las posibilidades de actuar sobre la demanda deben tenerse en cuenta.

Para los futuros planes de reducción de pérdidas el Sector Eléctrico necesita estudiar una estrategia diferente a la seguida en los últimos años. Los pobres resultados alcanzados así lo sugieren.

Con respecto al planeamiento, la existencia de la CNE garantizará la coherencia tanto macroeconómica como macroenergética. El subsector eléctrico tendrá su papel y sus dimensiones adecuadas y, junto con los demás subsectores energéticos, dará el soporte al desarrollo previsto para la economía.

Los altos costos de los racionamientos como de las sobre-instalaciones hacen necesaria una planeación más cautelosa del sistema de suministro. No conviene mantener la práctica tradicional de ajustar los planes que están vigentes mediante el aplazamiento (o eventual adelanto) de los mismos proyectos, ya que probablemente éstos no sean ya los más convenientes. En la realidad actual, caracterizada por una creciente incertidumbre en las variables (macroeconómicas, socioeconómicas, ambientales, demográficas, técnicas, etc.) que determinan el desarrollo del sector, no conviene mantener esquemas rígidos de planeamiento y de toma de decisiones que conduzcan a planes igualmente rígidos. Los programas que ofrecen mayor flexibilidad y que no comprometan opciones futuras más allá de lo necesario pueden ser preferibles, aunque no correspondan (a priori) a los de mínimo costo. La condición de que los programas se adapten económicamente a la situación que se vaya presentando es una exigencia para el planeamiento sectorial.

Un trabajo importante para desarrollar en el futuro inmediato es la implementación de procedimientos técnico-económicos para el análisis de la demanda. Asociadas con este desarrollo están las acciones que permitan un mejor conocimiento de forma del consumo actual de la energía (p.e. el registro periódico y sistemático de los consumos

discriminados por la actividad económica de los suscriptores). Con tales procedimientos e información se pueden capturar, caracterizar y modelar los procesos tecnológicos que consumen energía eléctrica o los demás energéticos, los cuales son fundamentales para la formulación de los escenarios posibles para el desarrollo del sector.

El nivel de información y de estudio para los nuevos desarrollos de la generación deberá superar considerablemente el del pasado, para evitar que a la postre los largos períodos de construcción y los pobres conocimientos geológicos representen sobrecargas financieras para el sector.

En el futuro el planeamiento eléctrico debe tener sumo cuidado en la coherencia y el balance apropiado entre las inversiones del sistema generación-transmisión y las correspondientes a la distribución. Estas son condiciones indispensables para que la electricidad llegue a los consumidores con la calidad y confiabilidad requeridas.

TEMA II. TARIFAS, FINANCIAMIENTO E INVERSION DEL SECTOR ELECTRICO.

A. ENFOQUE OED/BANCO MUNDIAL.

TARIFAS.

El informe de OED evalúa con detalle el desempeño tarifario del sector eléctrico durante todo el período, donde se destacan el impacto de las proyecciones tarifarias vs. las tarifas efectivamente cobradas, la evolución de los precios y los costos de prestación del servicio, la relación entre los niveles tarifarios y las tasas internas de retorno asociadas con los principales proyectos ejecutados por el sector y financiados por el Banco Mundial, la relación entre los costos regionales y las tarifas de venta en bloque, la efectividad sobre la distribución del ingreso promovida por las reformas tarifarias y la estructura de precios relativos entre energéticos utilizados en los hogares.

En materia de tarifas de venta al usuario final, el balance del período analizado en el informe de OED enfatiza en el hecho de que las tarifas promedio a los usuarios residenciales decrecieron en términos reales; las diferencias tarifarias entre usuarios residenciales y no residenciales se hicieron más acentuadas, pasando las primeras a ser la mitad de las industriales y la tercera parte de las comerciales.

Por otra parte, a pesar de que la participación en las ventas físicas del sector residencial pasó a ser casi la mitad del total, sus tarifas promedio se alejaron progresivamente de la tarifa promedio nacional, pasando del 92% a comienzos de los 70, al 62% en 1987.

Las empresas que aumentaron su participación en el mercado eléctrico, no registraron incrementos reales en sus tarifas promedios, a pesar que pasaron del 50% al 60% de dicho mercado. EEB y EPM registraron aumentos en dichas tarifas, pero a costa, en el caso de EEB, de incrementar la distorsión preexistente en su estructura tarifaria, pues sus usuarios comerciales e industriales, incrementaron los subsidios a los residenciales.

Las tarifas de venta en bloque se duplicaron en términos reales entre 1972 y 1986, pero se mantuvieron muy por debajo del costo económico de expansión al nivel de interconexión.

Estas últimas tarifas no lograron constituirse en el precio de referencia para el resto de tarifas en el sistema nacional, lo cual redundó en el deterioro de las finanzas de ISA y en la carencia de una señal económica explícita para las empresas regionales.

Adicionalmente, el proceso de ajuste de las tarifas de ISA fue de prueba y error, buscando conciliar los intereses de sus accionistas. Esto estaba influido por la actitud de los socios por mantener una cierta independencia eléctrica regional, por recibir electricidad a bajos precios y mantener una aparente equidad.

Los socios no lograron entender, según el informe, que una inversión en ISA podía ser tan rentable como si fuera hecha por ellos mismos.

Los conflictos en el seno de ISA se incrementaron con la interconexión con CORELCA, por la distorsión existente en los precios del gas para generación, el cual recibía un subsidio sustancial antes de la interconexión y que se mantuvo después, constituyéndose en un factor de desoptimización de la operación integrada.

Un factor que es resaltado en el informe de OED es la proyección muy optimista de las tarifas esperadas, asociada con las principales operación de crédito del Banco Mundial. Las tarifas efectivas no correspondieron con las expectativas al momento de evaluación ex-ante, pues estuvieron por debajo.

A pesar del optimismo de las proyecciones tarifarias, no hubo una señal explícita en el período que permitiera acercar las tarifas a los costos económicos.

Los problemas asociados con las tarifas hacen evidente una pregunta: **cómo ha sobrevivido financieramente el sector?** Primero, recurriendo masivamente al endeudamiento; segundo, recibiendo-a través de ICEL, CVC y CORELCA-transferencias significativas del Gobierno Nacional, que de acuerdo con datos del DNP debieron ascender a unos US\$1100 millones (1985), para el período 1978-1985. En tercer lugar, EEEB y EPM poseían hasta mediados de los 70, sistemas de generación de bajo costo, inferiores al CIPLP, con lo cual pudieron mantener tarifas muy bajas, que colapsaron cuando se comenzaron a construir las nuevas centrales de costos mayores.

La distribución del ingreso ha sido un objetivo explícito de la política tarifaria, orientando grandes subsidios a los usuarios residenciales, que casi se duplicaron durante 10 años.

Según la evaluación de OED, los usuarios residenciales de altos ingresos se beneficiaron en mayor medida que los de bajos ingresos.

La política de distribución del ingreso a través de los precios de los energéticos ha sido inconsistente, pues los energéticos diferentes de la electricidad tuvieron precios tales que se desincentivó su uso y su abastecimiento, pues fueron mucho mayores que los de la electricidad y en el caso del gas propano, tampoco cubrían sus costos de suministro.

Para OED, el Banco Mundial compartió algunas de las concepciones que hicieron carrera en el Gobierno Colombiano y en el sector eléctrico, respecto a tarifas, en especial, también consideró a la tarifa de ISA como una mera "herramienta contable". El Banco solo envió señales débiles a empresas como EEEB, y en general al sector, a pesar de contar con recomendaciones específicas desde el primer informe de OED en 1972.

La disposición del Banco para endurecer su posición hacia Colombia en materia de tarifas y de las finanzas sectoriales, se ha visto influida por el contexto de toda la situación macroeconómica colombiana, cuya consideración tenía que estar por encima de la consideración sectorial.

FINANZAS SECTORIALES

Durante todo el período considerado, el desempeño sectorial nunca fue plenamente satisfactorio, volviéndose muy precario hacia mediados de los 80.

En este campo se careció persistentemente de un enfoque sectorial, en el Gobierno y en el Banco, debido entre otros factores a la fragmentación sectorial y al intenso regionalismo colombiano, que en parte no permitieron el desarrollo de un mecanismo regulatorio y de control suficientemente fuerte y respetado.

Los indicadores financieros evaluados con detalle en el informe de OED son: el autofinanciamiento, las tasas de retorno sobre inversiones, la cobertura de deuda y la relación deuda/capital y la rotación de cartera.

El autofinanciamiento sectorial fue bastante bajo, especialmente en ISA y CORELCA, razón por la cual las empresas recurrieron directa o indirectamente a recursos del Gobierno Nacional, como aportes y subsidios.

Los indicadores y condicionamientos de retorno sobre activos en servicio debieron ser aplicados muy flexiblemente, por lo cual se tornaron irrelevantes para medir el comportamiento financiero de las empresas.

El nivel de cubrimiento del servicio de la deuda fue satisfactorio hasta 1981, desde cuando comenzó a empeorar rápidamente, excepto en EPM.

Un factor que influyó notoriamente en el desempeño financiero del sector, pero que no fue incorporado oportunamente en la gestión financiera sectorial, ni en las evaluaciones del Banco, fue el cambio radical en los términos del financiamiento del Banco Mundial, a partir de 1976: se acortaron los períodos de gracia y de repago, se sustituyeron los pagos anuales iguales y se desembolsaron los préstamos en canastas de monedas, que se revaluaron rápidamente, entre otros cambios. Esto implicó una reducción de la vida promedio de los créditos y del "maximum loan balance".

Adicionalmente, el riesgo cambiario asociado con todo el endeudamiento sectorial, se incrementó y con él las pérdidas en cambio. Los incrementos en la devaluación interna y la revaluación de otras monedas frente al dólar, no fueron reflejadas en las tarifas, por lo cual el Gobierno Nacional debió asumir, *de facto*, buena parte del servicio de la deuda de las empresas.

Este impacto del riesgo cambiario también contribuyó a la reducción de la vida promedio de préstamos, puesto que incrementó los repagos anuales por sobre lo esperado. Las fluctuaciones cruzadas de las monedas en las que fueron desembolsados los préstamos del Banco, empeoraron en algunos casos la situación de riesgo cambiario, y de todas maneras, según la evaluación de OED, el sistema de desembolso en canasta de monedas, aplicado por el Banco, no lo redujo durante el período.

El Gobierno, las empresas y el Banco, enfocaron de maneras muy diversas los efectos de las transformaciones en el riesgo cambiario y de las pérdidas en cambio, lo cual impidió una evaluación sectorial efectiva.

INVERSION SECTORIAL

Para OED el proceso de planeamiento sectorial tiene un derrotero bien definido y la relación entre ISA, sus socios, el DNP y el CONPES, fluye por canales reconocidos y aparentemente sin dificultades significativas. Sin embargo, en el informe se destaca la carencia de una separación clara entre los procesos de evaluación técnica y económica de los programas de inversión sectorial, del proceso denominado político. Para OED, este último se ha convertido en una traba permanente de los primeros, pues interfiere en los momentos en los cuales se debería tomar una posición mucho más objetiva.

El nivel de cubrimiento del servicio de la deuda fue satisfactorio hasta 1981, desde cuando comenzó a empeorar rápidamente, excepto en EPM.

Un factor que influyó notoriamente en el desempeño financiero del sector, pero que no fue incorporado oportunamente en la gestión financiera sectorial, ni en las evaluaciones del Banco, fue el cambio radical en los términos del financiamiento del Banco Mundial, a partir de 1976: se acortaron los períodos de gracia y de repago, se sustituyeron los pagos anuales iguales y se desembolsaron los préstamos en canastas de monedas, que se revaluaron rápidamente, entre otros cambios. Esto implicó una reducción de la vida promedio de los créditos y del "maximum loan balance".

Adicionalmente, el riesgo cambiario asociado con todo el endeudamiento sectorial, se incrementó y con él las pérdidas en cambio. Los incrementos en la devaluación interna y la revaluación de otras monedas frente al dólar, no fueron reflejadas en las tarifas, por lo cual el Gobierno Nacional debió asumir, *de facto*, buena parte del servicio de la deuda de las empresas.

Este impacto del riesgo cambiario también contribuyó a la reducción de la vida promedio de préstamos, puesto que incrementó los repagos anuales por sobre lo esperado. Las fluctuaciones cruzadas de las monedas en las que fueron desembolsados los préstamos del Banco, empeoraron en algunos casos la situación de riesgo cambiario, y de todas maneras, según la evaluación de OED, el sistema de desembolso en canasta de monedas, aplicado por el Banco, no lo redujo durante el período.

El Gobierno, las empresas y el Banco, enfocaron de maneras muy diversas los efectos de las transformaciones en el riesgo cambiario y de las pérdidas en cambio, lo cual impidió una evaluación sectorial efectiva.

INVERSION SECTORIAL

Para OED el proceso de planeamiento sectorial tiene un derrotero bien definido y la relación entre ISA, sus socios, el DNP y el CONPES, fluye por canales reconocidos y aparentemente sin dificultades significativas. Sin embargo, en el informe se destaca la carencia de una separación clara entre los procesos de evaluación técnica y económica de los programas de inversión sectorial, del proceso denominado político. Para OED, este último se ha convertido en una traba permanente de los primeros, pues interfiere en los momentos en los cuales se debería tomar una posición mucho más objetiva.

Los organismos del Gobierno Central no han estado en condiciones de evaluar claramente los costos económicos de las opciones de expansión, en especial las que fueron menos que óptimas económicamente.

Las secuencias de mínimo costo fueron evaluadas en los 70, a partir de los proyectos estudiados al momento de iniciar el proceso de interconexión y de los proyectos preparados por sus socios. En estos últimos no se aplicaron criterios uniformes, ni similares a los usados por ISA. La situación cambió con la terminación del inventario de proyectos hidroeléctrico en 1979, aunque no se tuvieron suficientes proyectos con estudios más avanzados para las determinaciones que debieron tomarse para afrontar el crecimiento esperado de la demanda en los 80.

Las metodologías de planeación utilizadas durante el período de análisis fueron estándar, pero deben ser mejoradas para incluir evaluaciones multiobjetivo, multiopciones y multiincertidumbres. La experiencia de este período resalta el hecho de que la ausencia una evaluación económica y financiera simultánea de las secuencias de expansión en competencia, no permitió distinguir las secuencias que siendo "de mínimo costo económico", no resultaban ser de "mínimo costo financiero".

Una evaluación como la anterior será requerida en el inmediato futuro, pues en la expansión eléctrica colombiana prevalecerán dos características:

- Las secuencias en competencia tendrán mezclas muy diferentes de plantas térmicas e hidroeléctricas,

- Se mantendrán las diferencias entre las vidas útiles de las plantas de generación y sus tasas de recuperación económica y los períodos de maduración de los préstamos.

Las herramientas de planeamiento a ser utilizadas no son tan importantes como el principio de encontrar el mejor compromiso entre varios objetivos usualmente en conflicto, dentro del proceso de escogencia de una secuencia que en ese contexto pueda llamarse "óptima".

En este sentido las secuencias determinadas como de mínimo costo podrían haber sido mejoradas con un enfoque más realista sobre los precios de los carbones no exportables. Según una evaluación muy simplificada para el estudio, OED encontró que las secuencias que incluyeron a Guavio habría variado si se hubiese incorporado el efecto de cuatro plantas térmicas de 250 MW. Para un patrón de crecimiento de la demanda por encima de 10%, Guavio resultaba ser la mejor selección; para crecimientos menores, las plantas térmicas competían en mejores condiciones aplicando precios de carbón distintos de los de exportación.

En los aspectos relativos al proceso de construcción de las obras más importantes del sector, el informe de OED reitera que los proyectos hidroeléctricos de mayor tamaño sufrieron atrasos muy significativos, los atrasos de pre-construcción se originaron en problemas de cambios de diseño, en las negociaciones para definir institucionalmente cuestiones acerca de la propiedad y construcción, en los retrasos al momento de tramitar los contratos de obras civiles y los procedimientos de compra de tierras y equipos.

Durante la construcción, los atrasos se debieron a problemas geológicos, a dificultades con el proceso de relocalización de asentamientos humanos; también la carencia de contrapartidas en moneda local contribuyó a aumentar los retrasos. Finalmente, según el informe se desplazaron algunos cronogramas de ejecución como efecto de la caída en la demanda.

El informe evalúa brevemente los problemas asociados con el desarrollo de los sistemas de distribución y los de transmisión subregional. Las inversiones y el planeamiento han sido de menor cuantía, profundizándose el desbalance entre el sistema interconectado de generación y transmisión y los sistemas regionales de distribución. Una consecuencia de este desbalance, se refleja en el crecimiento de las pérdidas técnicas.

En el área de la distribución solo se hizo un progreso muy limitado hacia la estandarización y optimización de las redes y subestaciones.

B. ENFOQUE DEL GOBIERNO COLOMBIANO.

El Gobierno Nacional ha modificado recientemente su política tarifaria, de tal manera que los rezagos existentes con respecto a los costos se vayan disminuyendo progresivamente. Este es un propósito que ha orientado la política tarifaria desde hace varios años y el actual Gobierno está empeñado en disminuir las distorsiones de niveles y de estructura que puedan existir.

Las nuevas realidades institucionales que están gestándose en nuestro país, implicarán un manejo muy coherente y prudente de cualquier estrategia tarifaria, en especial la de energía eléctrica. Los niveles requeridos de diálogo y concertación con instancias regionales deberán ser una constante a lo largo del proceso de fijación y seguimiento de las tarifas eléctricas.

Las primeras modificaciones en la política tarifaria están orientadas a hacer realidad el principio de esa política, según el cual los subsidios deberán destinarse

exclusivamente a los usuarios de bajos ingresos. Los usuarios de ingresos medios deberán comenzar el proceso de ajuste de sus tarifas en 1992.

Por otra parte, las tarifas de venta de energía entre empresas eléctricas, deberán fomentar su eficiencia y configurar un esquema comercialmente aceptable. Estas tarifas constituyen, igualmente, un factor clave en la generación de señales correctas de los precios del servicio eléctrico tanto a las empresas distribuidoras como a los usuarios, y como tal se vienen utilizando en la política tarifaria en curso.

La situación financiera del Sector Eléctrico seguirá siendo compleja, mientras no se logre ajustar las tarifas a los costos económicos; se haga efectiva la reducción de las pérdidas de energía; y se aumente la eficiencia administrativa de las empresas.

Como parte de la estrategia que el Gobierno esta desarrollando para el sector, Se buscará movilizar hacia el sector, excedentes anuales del Fondo de Estabilización de Energía, al cual deberán confluír recursos de los excedentes que se presenten por concepto de exportaciones de petróleo.

Además, se está estudiando la manera más conveniente de dirigir recursos del Presupuesto Nacional, que asignarían a subsidios para los mercados regionales marcadamente residenciales y pobres.

Por otra parte, el Gobierno Nacional ha ampliado las funciones de la Financiera Energética Nacional con el fin de permitirle una mayor movilización de recursos internos y externos y ampliar su campo de actividades a todo el Sector Energético.

El Gobierno Nacional estudiará los indicadores más apropiados para evaluar el comportamiento de las empresas, de tal manera que se pueda llevar a cabo un seguimiento coherente y efectivo a través de contratos de gestión. Las empresas del orden nacional que no cumplan con las metas establecidas y que comercialmente tengan una operación deficitaria, serán sometidas a un proceso de reestructuración profunda o de liquidación. Adicionalmente, el acceso a los créditos de la FEN estará condicionado al cumplimiento de los contratos de gestión, para todas las empresas.

Las empresas del sector deben mejorar sustancialmente el nivel de planeamiento en distribución, de tal manera que se obtenga un nivel de desarrollo equiparable al de la generación y transmisión. En el pasado reciente se ha intentado lograr una mejora de dicho nivel de planeamiento, sin embargo, las empresas distribuidoras -con contadas excepciones- no han emprendido un cambio radical en sus procesos de gestión del planeamiento de sus redes urbanas y rurales. El sistema de distribución de buen número de electrificadoras y de algunas empresas municipales se ha debilitado

notablemente, contribuyendo a deteriorar la calidad del servicio y a incrementar las pérdidas técnicas de energía.

El programa de inversiones del Sector Eléctrico se deberá preparar a partir de evaluaciones técnicas y económicas más detalladas y unificadas, con cronogramas de ejecución realistas, consultando las posibilidades financieras de cada empresa. Además, se deberá tener en cuenta los programas de masificación del gas y de otras fuentes energéticas, para determinar los niveles correspondientes de inversión en redes eléctricas y en la ampliación de líneas de transmisión y subestaciones.

La expansión de la capacidad de generación y transmisión continuará correspondiendo a planes de mínimo costo, en concordancia con las políticas generales que adopte la Comisión Nacional de Energía. Los planes de expansión en generación y transmisión deben ser flexibles y consultar la capacidad financiera de las empresas ejecutoras. Todos los proyectos de inversión sólo podrán iniciarse cuando tengan asegurada su financiación.

Adicionalmente, las decisiones definitivas en los planes de inversión de mayor envergadura no se tomarán sin un análisis de muy completo de riesgos, de tal manera que los planes de mínimo costo tengan estrecha relación con decisiones económicamente óptimas.

Las empresas, por otra parte, deberán asumir los riesgos inherentes a la ejecución de proyectos, hayan sido realizados de manera independiente o compartida.

TEMA III . EL SECTOR ELECTRICO Y SU INSERCIÓN EN EL SECTOR ENERGETICO Y EN LA ECONOMIA

A. ENFOQUE OED/BANCO MUNDIAL

VINCULOS ENTRE EL SECTOR ELECTRICO Y LA MACROECONOMIA.

El informe del Banco las conexiones más relevantes del sector eléctrico, con los principales tópicos de la política macroeconómica, que tuvieron mayor intensidad en la década de los 80.

En primer lugar, destaca la baja participación del sector eléctrico en el PIB, la cual osciló alrededor del 2% entre 1975 y 1986, a pesar de que el peso de la inversión sectorial pasó de ser el 20% del total de la inversión pública, a mediados de los 70, a más del 30% a mediados de los 80.

En segundo lugar, la deuda externa sectorial creció rápidamente como consecuencia de la gran dependencia de los recursos del crédito externo, para llevar a cabo el grueso de las inversiones, compuestas en más de un 60% por importaciones. En el caso de la deuda sucedió el mismo fenómeno que con las inversiones, creció significativamente la participación en el contexto de la deuda pública total, hasta llegar a ser una tercera parte.

Este rápido crecimiento del endeudamiento posiblemente originó una limitación de créditos al sector privado y a otros sub-sectores públicos, con mejores perspectivas de crecimiento.

En tercer lugar, la movilización de recursos financieros internos, dentro del sector eléctrico, fue muy baja, aún para proyectos relativamente pequeños. Esto originó una creciente dependencia de aportes en efectivo del Gobierno Nacional, ocasionando un aumento en los déficits del sector público. El faltante del sector eléctrico llegó a representar, también, una tercera parte del déficit fiscal total en 1985, porción equivalente al 1.2% del PIB.

A pesar de las participaciones mencionadas, la influencia del sector eléctrico continua siendo marginal sobre el crecimiento económico, pues un efecto agregado sobre el PIB similar al producido por este sector, fue logrado por el sector petróleo aun en la época en que el país fue importador de crudo.

Por otra parte, la estrategia desarrollada para atender el crecimiento de la demanda por electricidad, es evaluada en detalle en el informe a la luz de los costos de los racionamientos previstos ex-ante y de los costos valorados ex-post. Con esta estrategia resultó dándose más énfasis a la necesidad de evitar racionamientos, que a evitar la sobreinstalación de capacidad de generación.

Evitar racionamientos ha sido percibido por diversos estamentos de la sociedad colombiana, como una manera de contribuir en mayor escala al crecimiento económico nacional y a la estabilidad financiera de las empresas. Por los tópicos señalados más arriba, los impactos del desarrollo de una oferta de electricidad en gran escala, sobrepasaron los impactos negativos de los racionamientos que se presentaron de todas maneras en 1977, 1980 y 1981.

Además, el enfoque utilizado para evaluar los costos de racionamiento, al momento de decidir algunos proyectos, tuvo fallas protuberantes. Se cita la evaluación ex-ante de los costos de racionamiento para la economía, calculados a raíz de la operación de préstamo para el Proyecto Guavio. El primer cálculo-en 1981- arrojó un costo de US\$3.000 millones-en precios de 1981. OED recalculó el costo ex-ante de un racionamiento hipotético obteniendo una suma cercana a los US\$500 millones-en precios de 1985-. La evaluación del costo ex-post indica que no debió exceder realmente de US\$130 millones-en precios de 1985-, es decir, solo el 4% del calculado en 1981.

Un costo para la economía que siempre ha resultado, aparentemente, invisible, es el ocasionado por la sobreinstalación. En la comparación del plan de expansión decidido a finales de la década de los 70, con el requerido para atender la demanda que efectivamente se dió, desde el punto de vista de una evaluación ex-post, resultó que el exceso de costo en que se incurrió fue del orden de US\$ 450 millones- en precios de 1985-, tres y media veces mayor que el costo de racionamiento.

EL SECTOR ELECTRICO EN EL SECTOR ENERGETICO

En términos de la interrelación del sector eléctrico con el sector energético, el informe del Banco analiza con mayor detalle los precios relativos entre electricidad y combustibles comerciales, la carencia de flexibilidad para la escogencia de combustibles para uso doméstico, y el impacto de la determinación de los precios de carbón sobre la escogencia de una secuencia de mínimo costo.

a. -Sobre el primer aspecto, el informe concluye que han prevalecido distorsiones severas entre los precios y los costos económicos de todos los energéticos utilizados en los hogares. Aunque es difícil determinarlo en un grado preciso, principalmente los bajos precios de la energía eléctrica indujeron un uso doméstico ineficiente de los energéticos.

Se concluye además, que los precios de los energéticos para uso doméstico, generaron señales diferentes, pues de un lado, el precio de la electricidad estuvo por debajo del precio del kerosene y del propano, y el precio del kerosene ha sido el doble del precio del gas propano.

Las consideraciones de distribución del ingreso en favor de los hogares de menores ingresos, aparentemente no prevalecieron al momento de fijar los precios de energéticos diferentes a la electricidad. Esto indujo en muchas regiones a que los usuarios de bajos ingresos prefirieran cocinar con electricidad, por su bajo precio, que con otros energéticos. Estos no podían competir en alguna manera, ya fuera porque sus precios eran mayores, o porque las mismas políticas de fijación de precios habían desestimulado el abastecimiento, tal como sucedió con el gas propano.

b. -El segundo aspecto se derivó en parte del anterior, pues el desarrollo de un mercado para otros energéticos se vió severamente restringido por las distorsiones en los precios relativos y por la carencia de una estrategia para abastecer diversificadamente la demanda en todas las regiones del país.

Dicho de otra manera, no han existido incentivos para desarrollar una infraestructura energética flexible, de tal manera que los usuarios pudieran sustituir en los usos térmicos, la electricidad por gas u otros combustibles disponibles.

c. -El tercer aspecto está relacionado con la evaluación realizada para determinar las secuencias alternativas de expansión y escoger a partir de ellas la de mínimo costo.

Los análisis ex-post realizados por OED para el estudio, mostraron que las secuencias con plantas térmicas podrían haber sido tan económicas como las secuencias que contenían solo hidroeléctricas.

En particular, el informe destaca el hecho de que los precios de carbón utilizados para muchas de las evaluaciones, no correspondieron a los precios reales en cada zona de localización potencial de plantas termoeléctricas. Para OED, ésto no significa que las decisiones hubieran sido radicalmente diferentes a las tomadas al final de los 70, pero sí se hubiera obtenido una gama mayor de opciones para expansión.

B. ENFOQUE DEL GOBIERNO

El sector eléctrico ha afectado de manera notable el manejo de las finanzas públicas en las últimas décadas, en especial la de los años 80, pues no ha generado niveles adecuados de ahorro interno para financiar su propio desarrollo, recurriendo en gran escala al endeudamiento externo y agravando el déficit fiscal.

El Gobierno Nacional viene replanteando el peso que el sector eléctrico debe tener en las finanzas públicas, buscando que no se repita la experiencia de endeudamiento explosivo y de déficits acumulativos, incontrolables desde el interior del sector.

Por otra parte, el Gobierno admite que tanto el sector eléctrico como el Banco, sobreestimaron hacia finales de la década de los 70, los efectos de los racionamientos, en proporciones tales que hicieron óptima cualquier decisión de expansión.

Este hecho resalta la importancia de diversificar en el inmediato futuro, la oferta de energéticos para las distintas regiones del país, así como la evaluación más detallada de nuevas opciones de desarrollo de la oferta subsectorial. Esto debe incluirse explícitamente en cada uno de los subsectores energéticos, al evaluar la política energética de los próximos años.

Es evidente, entonces, que el enfoque de los probables impactos sobre la economía fue unidireccional, pues solo consultaba una percepción relativamente extendida entre los planificadores sectoriales y entre los organismos del Gobierno Nacional, según la cual la energía eléctrica era sobredeterminante para un desarrollo económico creciente. No se llegó nunca a evaluar el impacto de un rápido desarrollo de la infraestructura eléctrica, sin que se produjeran cambios sustanciales en la estrategia tarifaria, en la gestión administrativa, en la estructura institucional y en relación comercial con los usuarios.

El informe del Banco solo analiza y cuestiona las decisiones a nivel del Gobierno Nacional, pero no hace alguna referencia a la fuerte tradición de ingeniería hidroeléctrica nacional, que influyó, decisivamente en opinión del Gobierno, en el enfoque del planeamiento subsectorial. Es un aspecto que no es tratado como factor del desarrollo sectorial, razón por la cual omitirlo en este sitio, no permitiría incluir el área de servicios de consultoría como un área susceptible de transformaciones sustanciales, para el desarrollo futuro del sector eléctrico.

PLANEAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO

Si bien es cierto que desde la creación de ISA se han venido mejorando y depurando los modelos de planeamiento utilizados por el sector eléctrico colombiano, su enfoque ha permanecido centrado en la definición de soluciones de mínimo costo.

Si se analiza el impacto que ha tenido el sector eléctrico en los últimos años sobre los parámetros más importantes de las finanzas públicas, se puede concluir que existen importantes cuestionamientos sobre algunos aspectos de las herramientas y metodologías disponibles.

En primer lugar, como lo plantea el informe del Banco, el planeamiento eléctrico se ha fundamentado en el cumplimiento de un objetivo único: satisfacer la demanda con una secuencia de expansión de la generación y la transmisión cuyo costo sea el mínimo de varias alternativas analizadas. Definida dicha secuencia se procede a cuantificar los recursos financieros requeridos para su ejecución. Con esto se relega el impacto financiero a un plano de menor importancia en el proceso de toma de decisiones. La solución de mínimo costo no necesariamente es la de menores costos financieros ni la más óptima desde el punto de vista macroeconómico.

El criterio de mínimo costo puede seguir siendo uno de los parámetros más importantes en el desarrollo del sector eléctrico, pero no debe ser el único. Se trata en últimas de un ejercicio en el cual se evalúen otros objetivos de interés para el país, como el equilibrio regional o el impacto sobre el endeudamiento o las variables ambientales, etc. Para la década del noventa el desarrollo del sector deberá estar enmarcado en la utilización máxima del ahorro de las empresas.

En la medida en que el proceso de planeamiento del sector eléctrico responda a diferentes objetivos de política subsectorial, sectorial y macroeconómica, se tendrá un crecimiento del sector equilibrado en relación con otros sectores económicos y acorde con las necesidades, requerimientos y restricciones del país.

Otras áreas, en donde es relevante introducir cambios que mejoren el proceso de planeamiento se relacionan con la estimación de la demanda y de los riesgos inherentes a los proyectos de generación en sus diferentes etapas.

La demanda es uno de los puntos de partida en el proceso de planeamiento, determina la magnitud de las ampliaciones requeridas tanto en generación como en transmisión y en distribución. Su análisis y definición, además de tener en cuenta los aspectos relacionados con las posibilidades de sustitución y los precios relativos de los energéticos, debe hacer énfasis en cuantificar e incluir en el costo de una alternativa de expansión de las inversiones en subtransmisión y distribución que se requieren a

nivel regional y local. No solo es importante identificar las inversiones, es más relevante analizar la capacidad real de ejecución, sobre todo desde el punto de vista financiero.

Una demanda de energía eléctrica supone la realización de ciertas inversiones que a su vez dependen de la capacidad financiera de las empresas del sector y del país en general. Si las inversiones en subtransmisión y distribución no se adelantan paralelamente a las de generación y transmisión, los niveles de consumo serán menores a los estimados y las pérdidas se mantendrán en niveles altos, en detrimento de los ingresos de las empresas y por tanto de su situación financiera. Se trata entonces de no repetir errores del pasado y planear un crecimiento del sector equilibrado acorde con sus posibilidades y las del país.

El segundo aspecto se relaciona con la evaluación y cuantificación de los riesgos inherentes al desarrollo de un plan de expansión. Estos riesgos están relacionados con variables externas al sector, como la devaluación, los precios de los energéticos en el mercado internacional y con aspectos inherentes al sector, como los retrasos en los períodos de construcción de los proyectos o las dificultades financieras antes y durante la etapa de ejecución.

El documento del Banco muestra como la mayoría de los proyectos no entró en operación en la fecha prevista, ocasionando entre otras cosas, mayores costos a los originalmente considerados en las evaluaciones mediante las cuales fueron seleccionados como mejores alternativas dentro de una secuencia de expansión de mínimo costo. Los riesgos durante la construcción tienen que ver fundamentalmente con aspectos meramente técnicos, como los relacionados con la geología, con aspectos socioeconómicos, como la adquisición de terrenos y desplazamiento de comunidades, y con aspectos financieros, como las dificultades generadas en los procesos, contratación o desembolso de los créditos externos o internos. Los problemas relacionados con la geología especialmente de los proyectos localizados en la cordillera oriental, llevan a la necesidad de incrementar los estudios durante las etapas de factibilidad y diseño. Adicionalmente debe profundizarse sobre la manera de cuantificar algunos de los riesgos, ya sea mediante análisis de sensibilidad bajo condiciones más extremas o por estimativos de acuerdo con las experiencias pasadas. Lo cierto es que un proyecto que fue incluido sin tener en cuenta lo que significa en términos de costos sus riesgos más relevantes, está desvirtuando la solución de mínimo costo.

La capacidad instalada y el tipo de proyectos que conforman una secuencia de expansión de mínimo costo determina el grado de flexibilidad en los planes de expansión aprobados. Cuando un plan de expansión está conformado al menos por un proyecto hidroeléctrico de gran magnitud, la probabilidad de que se presenten

retrasos importantes es bastante alta, comprometiendo seriamente la confiabilidad del sistema. Ante esta situación se procede entonces a definir planes de emergencia conformados generalmente por proyectos termoeléctricos de capacidad significativamente menor, que además son requeridos de manera temporal. El plan de centrales que finalmente entra en operación se aleja de la solución de mínimo costo definida con anterioridad. Un plan de expansión que combine proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad con plantas térmicas podría dar cierta flexibilidad ante los riesgos de retrasos de los primeros.

Finalmente, algunos parámetros utilizados en la evaluación de diversas alternativas llevaron a decidir proyectos que de otra manera no habrían sido seleccionados. Esto es especialmente importante en la evaluación de alternativas térmicas a carbón en donde los parámetros utilizados en cuanto a precios y tasas de descuento actuaron su en contra.

EL COMPONENTE REGIONAL EN EL PLANEAMIENTO DEL SECTOR

Una variable importante de analizar en el desarrollo del sector eléctrico es el relacionado con la dimensión regional. Hasta ahora la metodología de planeamiento utilizada por el sector desconoció las características del regionalismo del país. Colombia es un país de regiones y departamentos con una identidad muy fuerte.

No se trata de desvirtuar la conveniencia de un planeamiento de carácter nacional en un sector donde la interconexión es factor determinante, pero es una realidad que dentro del proceso de descentralización del país que las regiones se encaminan hacia una cierta autonomía y participación directa en la toma de importantes decisiones.

En el sector eléctrico el regionalismo se ha manifestado como la presión de ciertas regiones para incluir proyectos de su interés dentro de los planes de expansión, en detrimento de la filosofía de la secuencia de mínimo costo.

En el futuro va a ser cada vez más necesario que dentro de los objetivos del sector se tengan en cuenta aspecto de carácter regional no solo como alternativa de política sino bajo consideraciones de tipo técnico, como confiabilidad en el suministro de una región en especial cuando dicha zona se encuentra conectada de manera radial al sistema interconectado, situación que se ve agravada por los problemas de orden público por los que atraviesa el país.

Bajo esta perspectiva adquiere importancia lo anotado sobre la capacidad instalada de los proyectos a incluir en la secuencia de generación. en la medida en que se elaboren

alternativas con proyectos de capacidad mediana, la localización territorial puede ser una nueva variable, sin que necesariamente se esté atentando contra la definición de secuencias de costo mínimo.

Bajo esta dimensión podría darse un análisis diferente sobre las plantas termoeléctricas a carbón, en las cuales la minería es factor de desarrollo regional.

Un aspecto que es importante destacar es el papel de las empresas eléctricas regionales. La década del noventa va a estar marcada por el trabajo integral de las demandas de energéticos requeridas por el país, que en últimas es un proceso de agregación que parte de las necesidades a nivel regional. El planeamiento a nivel de empresa será entonces una actividad prioritaria, planeamiento que comprende, entre otros, estimación y gestión de demanda, posibilidades de abastecimiento, evaluación y establecimiento de prioridades en los programas de inversión en subtransmisión y distribución y programación financiera. El desempeño de las empresas en la ejecución, operación y mantenimiento de los proyectos, así como en la comercialización de la energía, será vital para el desarrollo del sector eléctrico.

C. CONCLUSIONES.

El impacto del comportamiento financiero y de la evolución institucional del sector eléctrico sobre el conjunto de la economía nacional, ha tenido su principal expresión en la manera como ocupó un espacio relativamente grande en las finanzas del sector público, porque ha llegado a constituir hasta la tercera parte de la inversión pública, de la deuda externa y del déficit fiscal.

Ello generó un estrechamiento de las posibilidades de financiamiento de otras inversiones del Gobierno Nacional, especialmente en el campo social. Este fenómeno no alcanza a ser evaluado en el informe del Banco, pues solo se señala como inferido. Sin embargo, los impactos del pobrísimo nivel de ahorro interno del sector eléctrico se han sentido en gran escala en los últimos cinco años, pues después de estrechar el margen de endeudamiento de otros sectores del Gobierno a principios de la década, pasó a utilizar ahorro proveniente de otras empresas distintas del sector para el repago de la deuda.

El Gobierno Nacional requerirá determinar permanentemente los niveles de participación sectorial, que le permitan manejar el impacto que de todas mantendrán las finanzas del sector en los próximos años.

La determinación de dicha participación continuará siendo influida de manera permanente, por la estructura de precios relativos de todos los energéticos, especialmente los asociados con el consumo residencial. Dicha estructura ha influido

profundamente en la conformación de una estructura de demanda residencial atípica en el contexto internacional, llevando a la existencia de un mercado para otros energéticos muy restringido y con dificultades de abastecimiento por las distorsiones existentes en los precios. La doble calidad de energético barato -para el consumidor final, mas no para el productor-, y de servicio público, ha hecho que las preferencias de los usuarios y en cierta medida, las políticas energéticas implícitas de los años pasados, llevaran a una dependencia permanente del suministro de energía eléctrica.

La sobrevaloración de los costos de racionamiento, impidió evaluar correctamente los costos de la sobreinstalación, costos que se han extendido durante más tiempo que los primeros.

Por otra parte, vale señalar que por la magnitud de la actividad constructora del sector eléctrico, así como por la gran cantidad de esfuerzos institucionales desplegados para financiar dichas obras, y por la carencia de una capacidad del Gobierno Nacional para contar con contrapartes fuertes y calificadas, los esfuerzos hacia el interior del sector fueron muy pobres, por decir lo menos. La mayoría de empresas distribuidoras y algunas generadoras vieron menguar progresivamente su capacidad de gestión interna y externa, no existió una gestión comercial de los servicios asociados con la distribución de energía y el planeamiento regional se debilitó sustancialmente.

A pesar de que el sector eléctrico mantendrá una influencia muy alta en el contexto macroeconómico, durante la década de los años 90 el énfasis de la actividad sectorial se deberá concentrar en la esfera microeconómica, de tal manera que se incremente la eficiencia interna de las empresas, la producción y distribución de energía sea rentable y se incremente el autofinanciamiento sectorial de sus nuevos planes de desarrollo.

En esta dirección, se deberá fortalecer la actividad de planeamiento de los sistemas de distribución y de transmisión regional y urbana.

Por otra parte, la revaluación de los criterios utilizados para la planeación de la expansión eléctrica, permitirá que se amplie la demanda de carbón para generación, ya sea en procesos directos o ya sea en cogeneración. Asimismo, la utilización potencial de gas natural para generación, debería hacerse en procesos de ciclo combinado.

Finalmente, es necesario tener en cuenta que el sector eléctrico ha abastecido una demanda de energía, en la cual se podrían dar procesos de sustitución en gran escala, diversificando la oferta en los principales centros urbanos del país. Esta diversificación significaría el desarrollo de mercados sustancialmente mayores a los hoy existentes, para el gas natural y para el gas propano.

Documento referencia para
moderadores Seminario Evaluación del
Desempeño del Sector Eléctrico Colombiano
1970-1990

333.7932 S471d Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01003547
BIBLIOTECA