

*Plan de expansión del sistema de
generación eléctrica*

Unidad de Infraestructura. División de Energía. Octubre de 1983

I. Antecedentes

En Colombia el planeamiento integral del sector eléctrico se inició con la creación de Interconexión Eléctrica S. A. -ISA- en septiembre de 1967. Esta entidad agrupa en sociedad a las principales empresas encargadas de prestar el servicio de energía eléctrica en el país, la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB), la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), la Central Hidroeléctrica del río Anchicayá (CHIDRAL) y la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC).

A ISA se le encomendó inicialmente la construcción de la red de interconexión, que en un principio conectó los sistemas de EEEB, CVC, EPM y CHEC y actualmente se extiende desde la Guajira hasta Nariño luego de la interconexión de los sistemas eléctricos del interior del país y de la Costa Atlántica en febrero de 1982.

Sobre la base de un sistema interconectado, a través de ISA se elaboraron los primeros programas de expansión del sistema de generación buscando aprovechar de forma eficiente los recursos naturales y financieros a nivel nacional. En el aspecto técnico, se utilizaron desde el final de los años 60 modelos de simulación para el sistema hidroeléctrico siguiendo los lineamientos del modelo de Jacoby¹. Inicialmente esta labor estuvo a cargo del

¹ JACOBY, H. "Analysis of investments in electricpower". Economic Development Series, Harvard University, USA, 1967.

Departamento Nacional de Planeación, creando una metodología que se ajustara a las condiciones del país en cuanto a sus recursos de generación eléctrica. Luego, los mecanismos de planeación eléctrica continuaron su desarrollo en ISA.

El siguiente paso de fundamental importancia en el desarrollo de las metodologías de planeamiento eléctrico es el desarrollo del Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESEE), coordinado por el Departamento Nacional de Planeación, con la cooperación técnica de la República Federal de Alemania, recursos de FONADE y el apoyo técnico de ISA. El ESEE se desarrolló entre 1974 y 1980 y se enfocó a tres propósitos Principales:

- Realizar un inventario de los recursos hidroeléctricos del país.
- Crear metodologías de planeamiento para el mediano y el largo plazo.
- Llevar a cabo un análisis institucional del sector eléctrico.

El ESEE identificó un potencial hidroeléctrico técnicamente aprovechable de 93.085 MW en 308 proyectos, cifra que sitúa a nuestro país como uno de los más ricos en este recurso en el mundo². Para propósitos de comparación se tiene que en la actualidad la capacidad instalada nacional en plantas hidroeléctricas es inferior al 4% de ese potencial. El inventario hidroeléctrico ha sido la base del programa de estudios del sector eléctrico, actualmente en ejecución, mediante el cual se llevarán al nivel de factibilidad los estudios de los proyectos más promisorios, de manera que se tenga un catálogo suficiente que permita la selección de los planes de expansión de mínimo costo y mayor beneficio.

En cuanto al área de planeamiento, los modelos resultantes del ESEE continúan su desarrollo en ISA y han servido de base para el análisis de la oferta de electricidad dentro del Estudio Nacional de Energía - ENE, estudio integral de planeación energética coordinado también por el Departamento Nacional de Planeación y desarrollado con recursos del FONADE y de la Cooperación Técnica Internacional, principalmente de la República Federal de Alemania. Los resultados del estudio, en cuanto a oferta, demanda y balances energéticos, fueron publicados en 1982³ y el trabajo con-

² Sexto lugar entre los países en desarrollo, luego de China, Zaire, Brasil, Nepal y Madagascar según el World Energy Survey, reporte preparado por Ruth Leger Sirard en 1981.

³ DNP, Ministerio de Minas y Energía, FONADE. Estudio Nacional de Energía. Informe final. Bogotá, junio de 1982.

tinua con el análisis de importantes aspectos como el uso de la energía en áreas rurales y la creación de un sistema de información energética.

En cuanto a la expansión del sector eléctrico propiamente dicho, los análisis son realizados periódicamente por ISA para producir los programas de generación, que contienen el plan de ensanches en centrales de generación y líneas de transmisión de alto voltaje, cubriendo las necesidades hasta el mediano plazo.

Recientemente, y dada la magnitud de las inversiones del sector eléctrico, y por lo tanto las implicaciones que éstas tienen sobre la economía del país, el Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES, en su sesión del 8 de noviembre de 1982 acogió la recomendación contenida en el documento "Situación Financiera del Sector Eléctrico 1983-1984" en el sentido de que los planes de expansión del sector eléctrico deben ser objeto de aprobación final por parte del CONPES. Es así como en cumplimiento de esta recomendación, durante el primer trimestre de 1983 se realizó una revisión del programa de expansión vigente a la luz de nuevas consideraciones sobre el crecimiento de la demanda.

Finalmente, el programa de generación recomendado en el documento "Expansión del Sistema de Generación Eléctrica", fue aprobado por el CONPES el 26 de mayo de 1983.

II. La oferta de electricidad: Metodología de planeamiento.

Según se ha mencionado anteriormente, desde su creación a Interconexión Eléctrica S. A. -ISA- se le encargó, como una de sus funciones principales el planeamiento del sector eléctrico en los aspectos de generación y transmisión. En cumplimiento de esta tarea ha acogido y desarrollado herramientas que han permitido mejorar cada vez el proceso de planificación del sector eléctrico.

El sector cuenta con un conjunto de modelos, elaborados en programas de computador, que le permiten analizar en el largo y en el mediano plazo las necesidades de capacidad instalada y de producción de energía bajo criterios de confiabilidad y mínimo costo⁴.

⁴ Estrictamente para el sector, por lo cual se trabaja actualmente en enmarcar el proceso de planeamiento dentro del sector de energía y de la economía del país en general.

En el estado actual del análisis de planeamiento se pueden distinguir varias etapas. El proceso se inicia con la preparación de la información básica necesaria para los diferentes modelos tanto de generación como de transmisión; esta información incluye lo relacionado con la demanda de energía y potencia, los caudales de los ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas, datos sobre los proyectos a considerar tanto termoeléctricos como hidroeléctricos, (costos, períodos de construcción, fecha mínima de entrada en operación, etc.).

En el planeamiento a largo plazo se analiza de manera global el posible desarrollo del sector, para lo cual se determina una gama de proyectos que deben ser estudiados más detalladamente en posteriores análisis de mediano plazo.

Con el planeamiento a mediano plazo, se determina el programa de expansión de la generación y de la transmisión del sector eléctrico siguiendo la siguiente secuencia de actividades:

- Con base en los proyectos definidos en el planeamiento de largo plazo, se efectúa un preordenamiento que determina los más atractivos a considerar en el mediano plazo.
- Dichos proyectos, a su vez, son la base para la formulación de las secuencias factibles en el mediano plazo; ésto es, aquellas secuencias que suministren de manera confiable (95 % de confiabilidad) la energía eléctrica del sistema interconectado. Para la selección de estas secuencias se utiliza un modelo de simulación agregada del sistema de generación basado en técnicas de programación dinámica. Este análisis de la operación del sistema se hace a nivel mensual.
- En cuanto a la transmisión, se determinan las líneas de conexión necesarias para los proyectos considerados en el mediano plazo. De otro lado, se analizan los posibles refuerzos a la red de interconexión para cada una de las alternativas estudiadas en los análisis de generación, mediante la utilización de modelos desarrollados con tal propósito.
- Con los resultados de los estudios de generación y transmisión, se hace una evaluación en términos de valor presente de los costos de inversión en centrales, en líneas y subestaciones así como de los costos de operación del sistema, con base en los resultados de la simulación.

El resultado final de este proceso es la recomendación de la secuencia o conjunto de proyectos que satisface simultáneamente los criterios de confiabilidad y de mínimo costo. Esa secuencia debe ser sometida a la consideración del CONPES para su aprobación final.

III. La demanda de energía eléctrica

El factor más relevante en la elaboración del programa de expansión del sector eléctrico es la estimación de las demandas futuras de electricidad, ya que la magnitud del plan depende directamente de esa proyección así como de la confiabilidad esperada del servicio.

Para propósitos de la revisión del plan de expansión se procedió a un cuidadoso análisis de las proyecciones de demanda, mediante el modelo desarrollado por el Estudio Nacional de Energía, el cual utiliza relaciones econométricas por sectores de consumo (industrial, residencial, comercial y público), teniendo en cuenta variables de crecimiento económico, ingresos sectoriales y regionales, crecimiento demográfico, cobertura del servicio, dotación de electrodomésticos, precios de la electricidad y las posibilidades de sustitución por energéticos alternativos.

El modelo para el cálculo de la demanda del sector residencial se compone de un conjunto de ecuaciones que determina el consumo promedio por usuario de acuerdo a la dotación de electrodomésticos de cada hogar medio, al nivel de ingreso, a las tarifas de energía eléctrica y al precio de los posibles sustitutos energéticos. Con el consumo promedio y con el número de suscriptores conectados a la red, se estima la demanda total de energía eléctrica en dicho sector de consumo. El número de suscriptores para este caso depende tanto del crecimiento demográfico como del cubrimiento del servicio tanto en áreas urbanas y rurales. En cuanto al aumento poblacional, se ha proyectado con un crecimiento promedio anual del 1.6% en el período 1983-2000.

Para el caso del modelo para la demanda industrial, se dividió el sector en cuatro grupos así:

1. Papel y productos de papel; sustancias químicas industriales; objetos de barro, loza y porcelana; vidrio y productos de vidrio; otros productos minerales no metálicos; industrias básicas de hierro y acero; derivados del petróleo.

2. Fabricación de textiles; madera y productos de madera y corcho excepto muebles; productos de caucho, productos de plástico; industrias básicas de metales no ferrosos.
3. Productos alimenticios, bebidas, cueros y pieles; muebles y accesorios excepto los metálicos; productos metálicos; maquinaria excepto la eléctrica; maquinarias, aparatos y suministros eléctricos; material profesional y científico; otras industrias.
4. Industrias de tabaco; prendas de vestir excepto calzado; imprentas editoriales e industrias conexas; otros productos químicos; equipo y material de transporte.

La demanda de energía eléctrica en cada uno de estos grupos y cada una de las regiones, depende de la producción industrial, de las tarifas de energía eléctrica y de los precios de los derivados del petróleo, del gas y del carbón.

El consumo de los sectores oficial, comercial y de servicios depende de la tarifa de energía eléctrica y del nivel de su actividad, que se mide en términos de producto interno bruto generado por estos sectores.

Finalmente, los consumos del alumbrado público se proyectaron según las políticas de cubrimiento del servicio y de consumo por habitante urbano.

La revisión de las proyecciones de demanda utilizando el modelo desarrollado por el ENE se hizo actualizando las previsiones de crecimiento económico, de tarifas de electricidad y de precios de los combustibles. El Cuadro No.1 presenta un resumen de los resultados obtenidos para los dos escenarios estudiados: uno de referencia o más probable y otro alto o de crecimiento económico optimista.

Para el escenario de referencia la demanda de electricidad crece a una tasa promedio anual del 7.1% durante el período 1983-2000, con un crecimiento promedio anual del ingreso nacional del 4.6%. En el escenario alto los mismos porcentajes son del 7.9% y del 5.8%, respectivamente.

Para propósitos de comparación se cita que en los dos últimos años el crecimiento de la demanda de electricidad ha sido del 5.2% anual promedio, eliminando el efecto del racionamiento.

Cuadro No.1

Proyecciones actualizadas de la demanda de electricidad - DNP

| Año | ESCENARIO MAS PROBABLE | | ESCENARIO ALTO | |
|------------------------------------|-------------------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | % Crecimiento Económico | Demanda GWh | % Crecimiento Económico | Demanda GWh |
| 1983 | 2.1 | 22388 | 2.5 | 23061 |
| 1984 | 3.0 | 23711 | 3.5 | 24768 |
| 1985 | 4.5 | 25398 | 5.0 | 26685 |
| 1986 | 4.5 | 26843 | 5.7 | 28629 |
| 1987 | 4.5 | 28755 | 6.0 | 30859 |
| 1988 | 4.5 | 30829 | 6.0 | 33263 |
| 1989 | 4.5 | 32940 | 6.2 | 35903 |
| 1990 | 4.5 | 35190 | 6.3 | 38788 |
| 1991 | 4.8 | 37690 | 6.3 | 41891 |
| 1992 | 5.2 | 40565 | 6.3 | 45265 |
| 1993 | 5.2 | 43648 | 6.3 | 48899 |
| 1994 | 5.2 | 46973 | 6.3 | 52821 |
| 1995 | 5.2 | 50540 | 6.3 | 57051 |
| 1996 | 5.2 | 54412 | 6.3 | 61650 |
| 1997 | 5.2 | 58558 | 6.3 | 66597 |
| 1998 | 5.2 | 63058 | 6.3 | 71984 |
| 1999 | 5.2 | 67853 | 6.3 | 77759 |
| 2000 | 5.2 | 73058 | 6.3 | 84048 |
| Crecimiento promedio de la demanda | | 7.06% | | 7.90% |

IV. El plan de generación

Con el propósito de disminuir la probabilidad de racionamiento y dar un margen de seguridad a la demanda, teniendo en cuenta posibles atrasos de proyectos en construcción o a construir, se ha utilizado como nivel de demanda la proyección del escenario alto, que contempla un crecimiento económico optimista, intensivo en consumo de electricidad. Como se dijo,

este escenario contiene un crecimiento promedio del 7.9% anual para la demanda de energía eléctrica hasta el año 2.000.

Así mismo, se han incluido márgenes de seguridad adicionales, al dar holgura en las fechas de entrada de varios proyectos definidos en planes de expansión anteriores.

Se encontró la mejor secuencia de entrada de plantas que permite cubrir la demanda con una confiabilidad del 95%, considerado como punto de partida el estado de los embalses a 31 de marzo de 1983, cuando se encontraban en un nivel bastante bajo (23% de su capacidad).

Tal secuencia contempla la entrada de las siguientes centrales con posterioridad a 1986:

| Central | Capacidad en MW | Fecha de entrada en operación |
|--------------|-----------------|-------------------------------|
| Betania | 500 | Abril 1987 |
| Playas | 200 | Diciembre 1987 |
| Guavio | 1000 | Octubre 1990 |
| Riógrande II | 320 | Abril 1991 |
| Calima III | 240 | Octubre 1991 |
| Miel I | 384 | Abril 1992 |
| Urrá | 1200 | Octubre 1992 |
| Cañafisto | 1500 | Abril 1994 |
| Miel II | 351 | Octubre 1996 |

Es importante anotar que existen varias secuencias con costos ligeramente superiores a la expuesta y que cubren igualmente la demanda con confiabilidad del 95%. Sobre el mismo punto se observa que ISA ha realizado análisis de secuencias de expansión⁵ para cubrir proyecciones de demanda creciendo al 7.0% anual y al 8.5% anual promedio en los próximos años, encontrándose que existen en cada caso varias secuencias factibles que difieren muy poco en valor presente de la de mínimo costo (entre 0.03% y el 1.81% para el caso de crecimiento de 8.5%).

⁵ ISA. Revisión del Plan de Expansión. Anexo No.1. Análisis complementarios. Mayo de 1983.

Para dar mayor confiabilidad al plan de expansión se recomendó mantener la fecha de entrada en operación actualmente vigente para proyectos que se encuentran en un grado avanzado de construcción, incluyendo las hidroeléctricas de Betania y Playas. Para los siguientes proyectos, a partir de Guavio, se proponen fechas con un año de avance respecto a las utilizadas en la simulación, lo cual se considera factible.

De esta manera, el plan de expansión de la generación eléctrica, aprobado por el CONPES, está compuesto por los siguientes proyectos, con sus correspondientes fechas de entrada en operación:

| PROYECTO | Entidad Ejecutora | Capacidad (MW) | Clase | Fecha entrada en operación |
|--------------------------|-------------------|----------------|-------|----------------------------|
| San Carlos I | ISA | 620 | H | Febrero 1984 |
| Paraíso-La Guaca | EEEB | 600 | H | Marzo 1984 |
| Zipaquirá V | ISA-EEEB | 66 | TC | Julio 1984 |
| Tasajero | ICEL | 150 | TC | Julio 1984 |
| Desviaciones Río Tunjita | ISA | | | Diciembre 1984 |
| Salvajina | CVC | 270 | H | Diciembre 1984 |
| San Carlos II | ISA | 620 | H | Febrero 1985 |
| Jaguas | ISA | 170 | H | Febrero 1985 |
| Calderas | ISA | 15 | H | Marzo 1985 |
| Guadalupe IV | EPM | 213 | H | Abril 1985 |
| Cerrejón II | CORELCA | 170 | TC | Junio 1985 |
| Betania | CHB | 500 | H | Abril 1986 |
| Playas | EPM | 200 | H | Junio 1987 |
| Guavio | EEEB | 1000 | H | Octubre 1989 |
| Ríogrande II | EPM | 320 | H | Abril 1990 |
| Calima III | CVC | 240 | H | Octubre 1990 |
| Miel I | CHEC | 384 | H | Abril 1991 |
| Urrá | CORELCA | 1200 | H | Octubre 1991 |
| Cañafisto | ISA | 1500 | H | Abril 1993 |
| Miel II | ICEL-CHEC | 351 | H | Octubre 1995 |

H :Central Hidroeléctrica
 TC :Central Termoeléctrica de Carbón

En la Figura No. 1 se ilustra el plan de ensanches en la capacidad instalada del sistema eléctrico en comparación con el crecimiento de la demanda pico, calculada a partir de la demanda de energía⁶. La diferencia entre la capacidad instalada y la demanda del escenario alto se mantiene entre el 30% y el 60% después de 1984.

Se destaca, entonces, que con la entrada en operación de los proyectos Chivor II y San Carlos I, el sistema eléctrico no presenta riesgos de racionamiento para los años siguientes.

Para el nivel de demanda con crecimiento del 7.9% anual promedio, las necesidades de generación eléctrica se cubren con el plan de expansión mencionado anteriormente.

En cuanto al sistema eléctrico de la Costa Atlántica, se hace evidente la urgencia de construir el segundo circuito de interconexión con el interior del país con el propósito de dar confiabilidad al suministro de electricidad en aquella región, optimizar la operación del sistema hidrotérmico, ahorrar combustibles y garantizar que CORELCA pueda hacer uso efectivo de sus inversiones en plantas hidroeléctricas del interior.

A comienzos de 1984 se deberán definir los proyectos que entrarán en operación a partir de 1996, debido a la prolongada duración de las distintas etapas operativas.

V. Las inversiones del sector eléctrico para el período 1983-1986

Dentro del plan de desarrollo recientemente presentado por el Gobierno para el período 1983-1986, al sector eléctrico le corresponde proseguir con las obras de generación iniciadas en años anteriores así como emprender la construcción de las nuevas centrales contempladas en el programa de expansión aprobado por el CONPES.

De otro lado, para garantizar el suministro de la energía generada se reforzará la red de interconexión, se construirán los sistemas de conexión de las nuevas centrales a la red nacional, se harán nuevas subestaciones transformadoras o se ampliarán las existentes y se extenderán las redes de

⁶ Con un factor de carga de 0.6.

subtransmisión y distribución en todo el país. Es de reiterar que se reforzará la interconexión entre el centro del país y la Costa Atlántica energizando a 500 kV el circuito San Carlos-Sabanalarga y ampliando la capacidad de transformación en las subestaciones terminales e iniciando la construcción del segundo circuito de interconexión.

Así mismo, se continuarán los trabajos de electrificación en áreas rurales mediante las obras del Plan Nacional de Electrificación Rural y del Plan de Electrificación Rural de la Costa Atlántica. Como complemento, y en zonas en donde se justifique por localización con respecto a la red de interconexión, se emprenderán programas de microcentrales y de aprovechamiento de fuentes de energía nuevas y renovables.

Finalmente, se apoyarán los estudios de nuevos proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos a desarrollar en el futuro, así como los diseños de nuevos sistemas de transmisión y distribución, siguiendo las recomendaciones del Estudio de Pérdidas de Energía y del Plan Maestro de Distribución, preparados por el sector eléctrico con el fin de mejorar la prestación del servicio de electricidad.

Las inversiones correspondientes a desarrollo de estos programas asciende a \$450.000 millones durante el período 1983-1986. De este monto total el 68 % se destinará a programas de generación, el 11 % a transmisión, el 12 % a subtransmisión y distribución, el 6 % a electrificación rural y el 3 % a estudios.

Lo elevado de las cifras correspondientes al sector eléctrico dentro del plan de desarrollo indica el esfuerzo que deberá hacer el Gobierno junto con el sector eléctrico y cada una de sus empresas para ejecutar las obras que les corresponden en el plan de desarrollo. Tal esfuerzo se hace más grande si se tiene en cuenta que se deben cumplir importantes obligaciones relacionadas con el servicio de la deuda de créditos tanto internos como externos.

Incluyendo el servicio de la deuda, que representa obligaciones que pueden ascender a \$250.000 millones en el período 1983-1986, se llega entonces a unos requerimientos totales aproximados de \$700.000 millones en el mismo período los cuales se espera cubrir con las siguientes fuentes:

| | \$ Millones |
|--------------------------------|----------------|
| — Generación interna de fondos | 320.000 |
| — Créditos externos | 220.000 |
| — Créditos internos | 100.000 |
| — Presupuesto Nacional | 60.000 |
| Total | 700.000 |

VI. Comentario final

El sector eléctrico es posiblemente aquel dentro de la economía nacional que cuenta con más y mejores elementos de planeamiento, desarrollados dentro del trabajo continuo de muchos años. El esfuerzo por mejorar los modelos de planeamiento se mantiene y en la actualidad se realiza un diagnóstico de las diferentes herramientas utilizadas, de manera que se integren y optimicen los varios programas de planeamiento operativo y de expansión hoy en marcha.

Los avances en el planeamiento, sin embargo, deben ser complementados con una acción efectiva para financiar los programas previstos, que se consideran de mínimo costo y acordes con el crecimiento esperado del país. La acción a realizar es responsabilidad conjunta de las empresas de energía eléctrica y de los demás organismos del Gobierno involucrados en las actividades del sector, de manera que los proyectos se culminen en sus fechas previstas, sin atrasos ni sobrecostos, evitando la necesidad de onerosos planes de emergencia. Se deben mantener los cronogramas de construcción dentro de lo previsto y para hacer tal meta posible se requiere también que los recursos financieros se provean en su debido momento, con el apoyo de los créditos externos e internos, de los recursos propios de las empresas y con la contribución del presupuesto nacional.

Figura N° 1
CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA PICO

