

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA**

**1991**

333.914  
I125pch  
1978

91

INDICE

CAPITULO I

PROPUESTA PARA LA EJECUCION DE LA CENTRAL

HIDROELECTRICA DE BETANIA

POR

EL INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA, ICEL

Y SUS FILIALES DEL SUROESTE

OFICINA DE PLANEACION  
Bogotá, Diciembre de 1978

CAPITULO II

INVENTARIO HIDROELECTRICO NACIONAL

CAPITULO III

PROGRAMA DE GENERACION DEL SISTEMA INTERCONEC-

INDICE

CAPITULO I

1- INTRODUCCION

CAPITULO II

2- PLANES DE GENERACION Y TRANSMISION DEL SISTEMA

ICEL

2-1 NORDESTE

2.1.1 GENERACION

2.1.2 TRANSMISION

2.1.3. BALANCE DE POTENCIA PICO PARA EL SUB-SISTEMA NORDESTE

2-2- SUROESTE

2.2.1 GENERACION

2.2.2 TRANSMISION

2.2.3 BALANCE DE POTENCIA PICO PARA EL SUB-SISTEMA SUROESTE

CAPITULO III

3- INVENTARIO HIDROELECTRICO NACIONAL

CAPITULO IV

4- PROGRAMA DE GENERACION DEL SISTEMA INTERCONEC-

## TADO NACIONAL

- 4-1 PLAN DE GENERACION DE ISA Y SU ESQUEMA DE FINANCIACION
- 4-2 PLANES DE GENERACION DE LOS SOCIOS DE ISA
- 4-3 BALANCE DE CAPACIDAD INSTALADA - DEMANDA DE LOS SOCIOS DE ISA
- 4-4 INCIDENCIA DEL ESQUEMA TARIFARIO DE ISA POR DESBALANCES DE POTENCIA

CAPITULO V

- 5- FACTIBILIDAD DE LA EJECUCION DEL PROYECTO HIDROELECTRICO DE BETANIA POR ICEL Y SUS FILIALES DEL SUROESTE
  - 5-1 RESEÑA HISTORICA Y ESTADO ACTUAL DE LOS ESTUDIOS DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA
  - 5-2= DESCRIPCION DEL PROYECTO
  - 5-3 MODELO PARA LA EJECUCION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA POR ICEL Y SUS FILIALES DEL SUROESTE
  - 5-4 BENEFICIOS RESULTANTES DE LA CONSTRUCCION DE BETANIA POR ICEL Y SUS FILIALES



CONTENIDO

1 PLAN DE OBRAS DE LA CENTRAL HIDRO-ELECTRICA DE LA CORDILLERA DE LOS ANDES

2 DESCRIPCION DEL PROYECTO

3 MODIFICACIONES A LA CONSTRUCCION DE LA CENTRAL HIDRO-ELECTRICA DE LA CORDILLERA DE LOS ANDES

4 DESCRIPCION DEL PROYECTO

5 DESCRIPCION DEL PROYECTO

6 DESCRIPCION DEL PROYECTO

7 DESCRIPCION DEL PROYECTO

8 DESCRIPCION DEL PROYECTO

9 DESCRIPCION DEL PROYECTO

10 DESCRIPCION DEL PROYECTO

11 DESCRIPCION DEL PROYECTO

12 DESCRIPCION DEL PROYECTO

13 DESCRIPCION DEL PROYECTO

14 DESCRIPCION DEL PROYECTO

15 DESCRIPCION DEL PROYECTO

16 DESCRIPCION DEL PROYECTO

17 DESCRIPCION DEL PROYECTO

18 DESCRIPCION DEL PROYECTO

19 DESCRIPCION DEL PROYECTO

20 DESCRIPCION DEL PROYECTO

CAPITULO VI

6- CONCLUSIONES

CAPITULO VII

7- RECOMENDACION

El presente estudio ha sido realizado con el fin de determinar la viabilidad técnica y económica de la construcción de la Central Hidroeléctrica de la Cordillera de los Andes. Los resultados obtenidos demuestran que el proyecto es técnicamente factible y económicamente viable, siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. Se recomienda la construcción de la central hidroeléctrica, así como la implementación de las medidas de seguridad y mantenimiento necesarias para garantizar el correcto funcionamiento de la obra.

En conclusión, se considera que la construcción de la Central Hidroeléctrica de la Cordillera de los Andes es una inversión rentable y beneficiosa para el país, que contribuirá al desarrollo económico y social de la región.

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

El sistema ICEL comprende, sin incluir los Territorios Nacionales, una superficie superior a los 400.000 km<sup>2</sup>, donde se localiza una población estimada en más de diez millones de habitantes; población que reside fuera de las grandes urbes del país y que se debe beneficiar de una adecuada disponibilidad de energía eléctrica, esencial para su desarrollo económico y social. Para cumplir este objetivo el ICEL tiene en ejecución para el período 1978-1984, planes de generación y transmisión que comprenden por una parte el aumento de la capacidad instalada en 210 MW, con las centrales de Termopaipa III (66 MW), Termotasajero (132 MW), y la Insula (12 MW) y por otra, la expansión de la red de transmisión a alto voltaje en 1997 kms de líneas y el aumento de la capacidad transformadora del sistema en 925 MVA. Dentro de este último grupo de proyectos cabe destacar la transmisión entre Neiva, Betania, Popayán, Pasto y Cali, actualmente en proceso de licitación por ICEL, que inicialmente se utilizará para abastecer las necesidades de energía Eléctrica de los departamentos de Huila, Cauca y Nariño y la Intendencia del Caquetá. Posteriormente, en 1985, su función será

la de evacuar la energía generada por la Central Hidroeléctrica de Betania a los centros de consumo.

Sin embargo, debido a los altos índices de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la provincia Colombiana, los proyectos de generación en ejecución por ICEL no son suficientes para lograr un balance razonable entre la demanda y la capacidad instalada propia del sistema. En el análisis que se ha desarrollado se muestra la clara conveniencia de que los diferentes subsistemas mantengan un nivel adecuado de abastecimiento de su demanda con capacidad instalada propia, a fin de permitir a las empresas una situación financiera estable.

Por otra parte, si tenemos en cuenta que en todo proceso económico, el sector de producción requiere para su subsistencia de mecanismos de distribución suficientemente fuertes y estables, el debilitamiento de las empresas distribuidoras regionales, ocasionará como lógica consecuencia, el debilitamiento de la fase productora y una crisis en todo el sector de la energía eléctrica, cuya capacidad de ensanche depende en última instancia de la magnitud de los recursos que las empresas comercializadoras puedan captar de los usuarios finales.

El análisis de los subsistemas de ICEL, muestra que en el Suroeste se presentará una situación especialmente crítica durante la próxima década, 1978-1988. Esta situación ha llevado al Instituto a plantear la conveniencia de acometer en el futuro inmediato un proyecto de generación, preferiblemente hidroeléctrico mediante el cual se restablezca el balance entre la demanda y la capacidad instalada en el Suroeste y cuya puesta en operación comercial se lleve a cabo en el período mencionado. Adicionalmente, no debe implicar retrasos en el programa de generación, que pongan en peligro el abastecimiento futuro de la demanda de energía eléctrica nacional, debe estar localizado preferiblemente en el Suroeste del país y no debe comprometer la situación financiera de ICEL ni de sus filiales. Por su ubicación y características técnicas y financieras se considera que el único de los proyectos hidroeléctricos que cumple con los objetivos mencionados es la Central Hidroeléctrica de Betania.

Al analizar los resultados arrojados por el Inventario de Recursos Hidroeléctricos desarrollado por el Estudio del Sector de Energía Eléctrica se encontró que contrariamente a lo esperado, la mayor parte de nuestro potencial hidroeléctrico se concentra en proyectos de menos de 200 MW de capacidad instalable y que el pro-



medio general de los 306 proyectos identificados es del orden de los 300 MW, no existiendo sino 17 proyectos con capacidad instalable mayor a los 1000 MW.

De lo anterior se desprende por una parte, la necesidad ineludible de capacitar a las entidades regionales en el estudio y la ejecución de proyectos hidroeléctricos para lograr así el desarrollo armónico y la conservación del vasto recurso hídrico de las diferentes regiones del país, y por otra, el número y tamaño de los proyectos identificados sugiere la posibilidad de hacer un programa de desarrollo industrial para fabricar los equipos que requiere el desarrollo eléctrico nacional.

El sector eléctrico tiene en ejecución un plan de generación que aumentará la capacidad instalada del país en 6652 MW; este incremento de capacidad abastecerá la demanda de energía eléctrica nacional hasta el año 1990. Dentro de este plan, ISA ejecutará el 71.5% del programa, 4759 MW, representados en las centrales de Chivor II, Termozipa, San Carlos, Jaguas, Betania, Playas, Guavio y Urrá. El ICEL por su parte contribuirá con el 3.2% del plan, 210 MW, representados en las centrales de Termopaipa III, Termotasajero y La Insula. Las demás entidades del sector, CORELCA, CVC, EEEB y EPM, instalarán 1683

MW, es decir, el 25.3% del programa de generación 1978-1988.

Vale la pena destacar que no obstante que la repartición de proyectos entre las diferentes entidades del sector muestra una tendencia sustancial hacia la concentración y que no existen criterios suficientemente claros sobre su distribución, el presente documento no entra a analizar las dimensiones óptimas de la entidad coordinadora ni las de sus socios. Ante todo se desea destacar con argumentos específicos la situación crítica del grupo ICEL en los próximos años, sin perjuicio de que en un futuro cercano se establezcan también unas reglas de juego que concilien la dimensión óptima de ISA con las diferentes aspiraciones regionales. En este sentido y de manera general, consideramos que ISA debe moverse dentro de un rango que posibilite su gestión de coordinación y control, en tal forma que su tamaño no esté por debajo de un mínimo que la vuelva ineficaz ni por encima de un máximo que la torne ineficiente.

Del análisis efectuado en este documento se concluye que la construcción de la Central Hidroeléctrica de Betania por ICEL y sus Filiales es factible técnica y económicamente, que no modifica las fechas previstas de puesta en operación de los proyectos del programa nacional de generación y que traerá grandes beneficios

para el país al fortalecer las entidades regionales, las cuales han cumplido y deberán continuar su propósito fundamental de realizar una verdadera descentralización administrativa en la electrificación del país.

Se recomienda en consecuencia, iniciar en el menor plazo posible, las gestiones técnicas, administrativas y los trámites financieros necesarios para acometer conjuntamente por ICEL y sus Filiales la construcción de la Central Hidroeléctrica de Betania.

## CAPITULO II

### PLANES DE GENERACION Y TRANSMISION DEL SISTEMA ICEL

El sistema ICEL puede considerarse dividido en dos Subsistemas conformados éstos por once de sus electrificadoras. El área de influencia y los proyectos de generación y transmisión en ejecución en cada Subsistema, se muestran esquemáticamente en la figura No. 1.

#### 2-1 NORDESTE

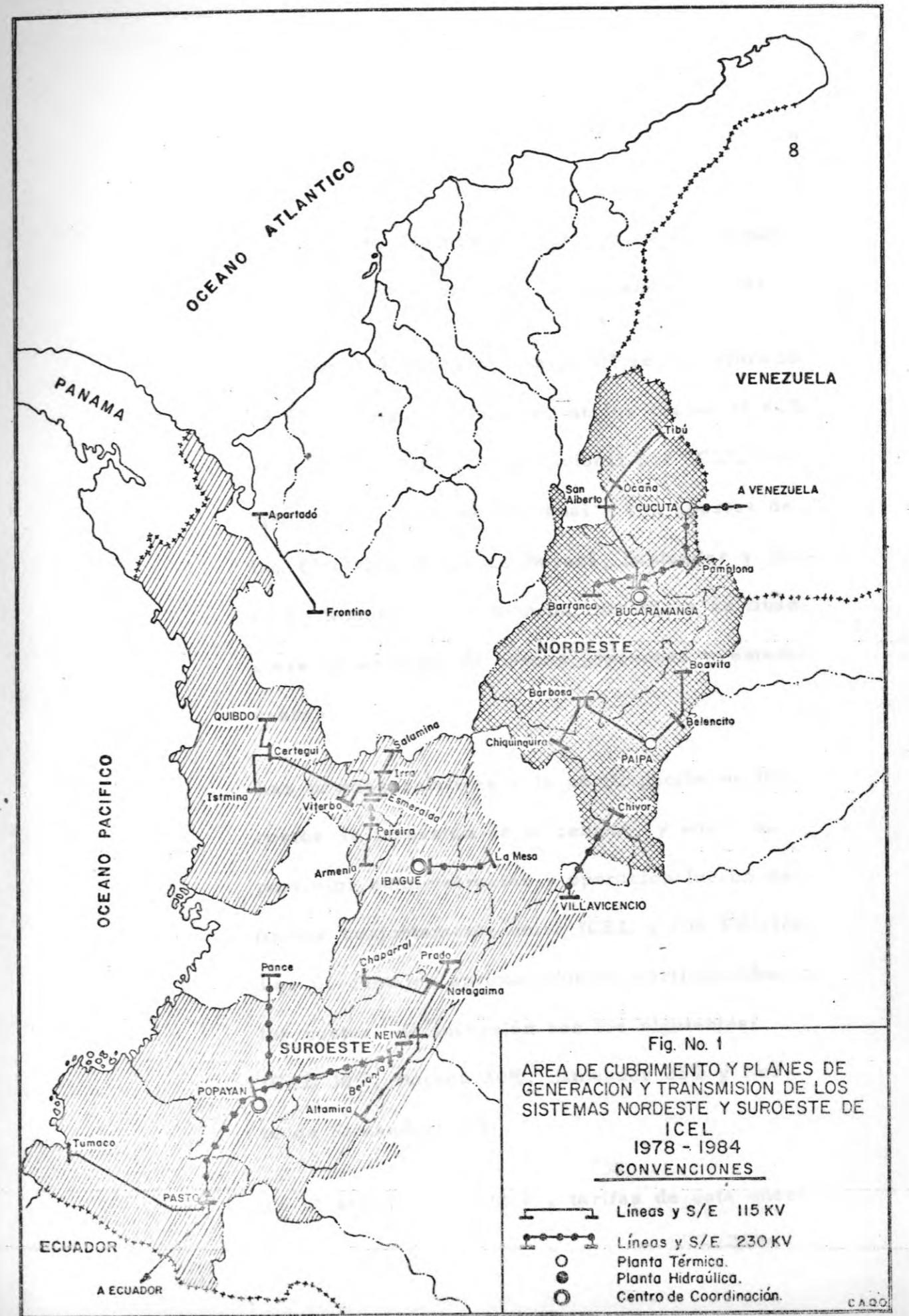
Está integrado por las Centrales Eléctricas de Norte de Santander y las Electrificadoras de Boyacá y Santander. Estas empresas están interconectadas y para conseguir la eficiencia en su operación conjunta se cuenta con un centro de coordinación y despacho, en la ciudad de Bucaramanga.

##### 2-1-1 Generación

La expansión de la capacidad generadora del Nordeste, la cual se ha considerado para el planeamiento de su red de transmisión, está constituida por los siguientes proyectos:

- Termopaipa III: Consiste este proyecto en la ampliación de la Central Térmica de Paipa en





66 MW. Para la alimentación de la unidad correspondiente se utilizará carbón, y su entrada en operación se prevé para mediados de 1981.

El costo final de Termopaipa III se ha estimado en 60 millones de dólares, de los cuales el 42% se financiará en moneda nacional, por ICEL, con aportes del Gobierno Nacional y con aportes de las Electrificadoras de Boyacá, Santander y Norte de Santander. La moneda extranjera se financiará en créditos de bancos japoneses y estadounidenses.

Las normas relativas a la participación en los costos de inversión de la central, y sobre su posterior administración y operación fueron definidas conjuntamente entre ICEL y sus Filiales. Los porcentajes aproximados de participación en los costos de inversión son los siguientes: ICEL 30%, Boyacá 30%, Santander 25% y Norte de Santander 15%.

En el aspecto de ventas y tarifas de esta ener-



gía se establece un trato preferencial para, en primer lugar, las Electrificadoras del Nordeste, en segundo lugar, otros Subsistemas de ICEL y por último ventas de excedentes a ISA.

- Termotasajero: Con el fin de utilizar los yacimientos carboníferos de las cuencas de Zulia y Pamplonita - La Donjuana -, y a la vez disminuir la utilización de combustibles derivados del petróleo, se proyecta la instalación de esta central ubicada en el cerro Tasajero en la ciudad de Cúcuta, con una capacidad inicial de 132 MW. En junio de este año se contrataron los estudios de factibilidad técnica.

Se estima que el costo total de este proyecto sea de 90 millones de dólares cuya financiación se hará siguiendo un modelo similar al empleado para Termopaipa III entre ICEL y las electrificadoras del Nordeste. Su construcción se iniciará a mediados de 1980 y entrará en operación para mediados de 1983.

En lo referente a tarifas y ventas de energía se

seguirá una política similar a la de Termopaipa

### III.

#### 2-1-2 Transmisión:

La expansión de la red de transmisión del Nordeste comprende la construcción de 248 km. de líneas a 230 kV, 224 km., a 115 kV y el aumento de la capacidad de transformación 230/115/34.5 kV en 240 MVA. Estos proyectos se relacionan en el cuadro No. 1

#### 2-1-3 Balace de Potencia Pico para el Subsistema Nordeste.

Se presenta a continuación la evolución esperada, para los próximos siete (7) años, de la demanda de potencia del subsistema Nordeste comparada con los planes de aumento de la capacidad de generación en ejecución:

Año	Demanda MW	Capacidad Insta- lada MW	(1)
1979	316.9	281.5	88.8
1980	363.4	265.0*1	72.9
1981	406.4	331.0*2	81.4



Año	Demanda MW	Capacidad Insta- lada MW	(1)
1982	454.5	312.0* <sup>3</sup>	68.6
1983	508.3	444.0* <sup>4</sup>	87.3
1984	568.4	444.0	78.1
1985	635.8	444.0	69.8

\*1 Retiro de Tibú (16.5 MW)

\*2 Entrada de Termopaipa III (66 MW)

\*3 Retiro de Palenque I y II (19 MW)

\*4 Entrada de Termotasajero (132 MW)

(1) Porcentaje de cubrimiento de la demanda con capacidad propia.

Puede notarse del balance anterior, como gracias al aporte de los planes de generación declarados de emergencia y ya en ejecución, el Subsistema Nordeste logra mantener niveles razonables de cubrimiento de la demanda con su capacidad propia hasta 1985. Si el Subsistema Nordeste no contara con estos planes de generación, para el año 1985 escasamente podría cubrir el 39% de su demanda con recursos propios, siendo por tanto completamente dependiente de las importaciones.

CUADRO No. 1LINEAS

Proyecto	No. de Circuitos	Nivel de Tensión kV	Longitud km	Año de Entrada en operación
Paipa-Belencito-Boavita	1	115	112	1979
2o. Circuito Bucaramanga-Barranca	1	230	90	1982
2o. Circuito Paipa-Belencito	1	115	32	1981
Palenque-San Alberto-Ocaña	1	115	150	1980
Cúcuta-Pamplona-Bucaramanga	1	230	140	1982
Cúcuta-San Antonio	1	230	18	1982
Cambio Conductor Tibú-Convención	1	115	79	1980

SUBESTACIONES

Proyecto	Niveles de tensión kV	Capacidad MVA	Año de entrada en operación
Ampliación Paipa	230/115	90	1980
Pamplona	230/115/34.5	60	1982
Ampliación Belén	230/115	90	1979

## 2-2 SUROESTE

Está integrado por las Electrificadoras del Tolima, Huila, Cundinamarca y Meta, Chocó y Caquetá, la Central Hidroeléctrica de Caldas, CHEC, Las Centrales Eléctricas de Nariño, Cedenar, y las Centrales Eléctricas del Cauca, Cedelca.

Dentro de este Subsistema, el grupo CHEC- Prado, conformado por la CHEC y las Electrificadoras del Tolima, Huila, Cundinamarca y Meta y Caquetá, coordinan su operación con un centro de despacho en El Papayo, Ibagué. Igualmente el grupo Cedelca-Cedenar, coordina su operación en Popayán.

### 2-2-1 Generación:

La actual capacidad de generación de este Subsistema sólo contempla la ampliación de la central de la Insula con una unidad de 12 MW, para aprovechar las aguas del río Campoalegre.

### 2-2-2 Transmisión:

La expansión de la red de transmisión del subsistema Suroeste contempla la construcción de 701 km., de líneas a 230 kV, 824 km., a 115 kV, y el aumento de la capacidad de transformación 230/115/13.2 kV

685 MVA. Estos proyectos se relacionan en el cuadro No. 2.

2-2-3- Balance de Potencia Pico para el Subsistema Suroeste.

La carencia de un plan de aumento de la capacidad instalada llevará en el corto plazo a que el Subsistema Suroeste sea totalmente dependiente de las importaciones, como puede observarse en las siguientes proyecciones:

Año	Demanda MW	Capacidad Instalada MW	(1)
1979	506.7	343.1* <sup>1</sup>	67.7
1980	561.8	343.1	61.1
1981	622.6	343.1	55.1
1982	690.0	343.1	49.7
1983	765.0	343.1	44.8
1984	848.0	343.1	40.5
1985	940.2	343.1	36.5

\*1 Incluye ampliación de la Insula (12 MW)

(1) Porcentaje de cubrimiento de la demanda con capacidad propia.





CUADRO No. 2LINEAS

Proyecto	No. de circuitos	Nivel de Tensión kV	Longitud km	Año de Entrada en operación
Esmeralda-Insula	2	115	12	1979
Esmeralda-Pereira	1	230	31	1982
Esmeralda-Viterbo	1	115	16	1980
Esmeralda-Irrá-Salamina	1	115	55	1980
Viterbo-Certeguí	1	115	80	1981
La Rosa-Regivit	1	115	36	1981
2o. Circuito Prado-Neiva	1	115	110	1979
Pance-Popayán-Betania-Neiva	2	230	290	1982
2o. Circuito Neiva-Altamira	1	115	110	1983
Popayán-Pasto	2	230	250	1982
Pasto - Tumaco	1	115	210	1982
La Mesa-Ibagué	2	230	110	1982
Natagaima-Chaparral	1	115	45	1980
Chivor-Villavicencio	1	230	100	1982
Frontino - Apartadó	1	115	150	1981

SUBESTACIONES

Proyecto	Niveles de tensión kV	Capacidad MVA	Año de entrada en operación
Pereira	230/115	90	1982
Viterbo	115/34.5	20	1980
Irrá	115/34.5	5.2	1980
Salamina	115/34.5	20	1980
Neiva	230/115	90	1982
Popayán	230/115	90	1982
Pasto	230/115	90	1982
Tumaco	115/34.5/13.2	20	1982
Ibagué	230/115	90	1982
Chaparral	115/34.5	10	1980
Frontino	115/44/13.2	20	1981
Ampliación Villavicencio	115/34.5	30	1981
Mariquita	230/115	90	1982
Nare	115/44/13.2	20	1980

### CAPITULO III

#### INVENTARIO HIDROELECTRICO NACIONAL

En febrero de 1974 se inició el Estudio del Sector de Energía Eléctrica cuyo objetivo principal fue la conformación de un plan de desarrollo del sector.

Para llevar a cabo el anterior objetivo el estudio se dividió en tres (3) áreas así:

- Inventario de Recursos Hidroeléctricos
- Planeamiento del Sistema Eléctrico
- Estudio Institucional

El objetivo final del Inventario de los Recursos Hidroeléctricos es estudiar el desarrollo hidroeléctrico completo de todas las cuencas del país, identificar los proyectos mayores de 100 MW y estudiar sus características técnicas y económicas. Posteriormente deberá completarse a nivel regional la identificación de los proyectos menores de 100 MW que complementen el desarrollo de las cuencas estudiadas.

Como conclusiones del Inventario de Recursos Hidroeléctricos se estima en la actualidad que la energía hidroeléctrica técnicamen-

mente aprovechable en proyectos con capacidad instalada mayor de 100 MW es del orden de los 91.8 GW, distribuidos en 306 proyectos, los cuales se encuentran en distintas fases tal como se muestra a continuación:

#### ESTADO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Estado	Número de Proyectos	Capacidad MW
Operación	22	2584
Construcción	6	3437
Diseño	6	3517
Factibilidad	11	11760
Prefactibilidad	9	6087
Estudios Preliminares	252	64382
	<u>306</u>	<u>91767</u>

En el cuadro No. 3 se presenta la distribución de los proyectos según su tamaño, donde puede observarse que sólo existen 17 proyectos con capacidad instalable mayor a los 1000 MW y que el mayor número de proyectos, 177 en total, corresponden a plantas menores a 200 MW. Siendo el promedio general de los proyectos identificados alrededor de unos 300 MW.



Los anteriores resultados indican que el país dispone de considerables fuentes de energía hidráulica y que la ejecución de este gigantesco programa de generación hidroeléctrica, tanto por el número de proyectos como por la magnitud de las inversiones, exigen una gran participación de la ingeniería de todas las regiones del país, permitiendo así la incorporación de la provincia al desarrollo energético nacional y la descentralización en la ejecución de las obras, convirtiendo, por lo tanto, el desarrollo de los recursos hídricos del país en una valiosa herramienta de descentralización y de desarrollo regional.

De las 22 centrales hidroeléctricas mayores de 10 MW que actualmente operan en el país, el 36% han sido ejecutadas por ICEL y sus Filiales, el 27% por E.P.M., el 18% por E.E.E.B., el 14% por la C.V.C. y el 5% por ISA.

Las siguientes son algunas de las principales hidroeléctricas ejecutadas por ICEL y sus Filiales del Suroeste: con la CHEC, las centrales de San Francisco (135 MW), La Esmeralda (30 MW) y la Insula (15 MW); con la Electrificadora del Tolima, la de Prado (51 MW); con las Centrales Eléctricas del Cauca, La de Florida II (24 MW) y con las Centrales Eléctricas de Nariño la de Río Mayo (21 MW), y un sin número de hidroeléctricas meno-

res de 10 MW en todas las Filiales del Suroeste.

Igualmente, el ICEL y diferentes filiales suyas han ejecutado conjuntamente proyectos térmicos con una capacidad total de 869 MW, que representa el 69.4% de la capacidad termoeléctrica total instalada en el país. De estos proyectos los más importantes por su capacidad son los ejecutados con las Filiales del Nordeste: con la Electrificadora de Boyacá, las centrales de Paipa I y II (99 MW); con la Electrificadora de Santander, las de Barranca I, II y III (91 MW) y Palenque (41.4 MW); con las Centrales Eléctricas de Norte de Santander, las de Tibú (15 MW) y Zulia (23 MW).

Por otra parte a nivel de estudios, ICEL ha adelantado los de prefactibilidad y/o factibilidad de los proyectos de Betania (500 MW), Patía I (1200 MW), Julumito (52 MW), Sogamoso (1200 MW), y se están adelantando los estudios de los siguientes aprovechamientos: La Miel I (286 MW), La Miel II (338 MW), Butantán (268 MW), Samaná Medio (228 MW), Patía II (800 MW), Caraño (9 MW), Cusiana (390 MW), Alto Magdalena (1099 MW), Catatumbo I y II (400 MW) y Suárez (396 MW).

Como puede observarse la experiencia técnica acumulada por el ICEL y sus Filiales del Subsistema Suroeste en la ejecución de proyectos hidroeléctricos es muy amplia y no tiene sentido que esta experiencia de más de 30 años en la ejecución conjunta de este tipo de obras deba desperdiciarse, máxime, cuando gracias a la interconexión de todas las Filiales del Suroeste, es factible acometer proyectos de mayor envergadura que signifiquen beneficios para todas las Filiales involucradas.

De acuerdo con las proyecciones de demanda para los próximos 30 años, habría necesidad de tener en operación casi la totalidad de los 306 proyectos identificados, es decir, que en promedio para el período, siendo menor al comienzo y mayor al final, hay que poner en operación 10 centrales de 300 MW por año.

La ejecución de este programa rebasaría la capacidad operativa de las cinco (5) principales empresas del sector.

El ICEL teniendo en cuenta esta tendencia del futuro, considera indispensable el acudir a la infraestructura técnica regional para lograr el desarrollo del potencial identificado e interpretando el propósito del Gobierno Nacional, buscar la descentralización administrativa del sector eléctrico incorporando las

Electrificadoras al desarrollo de la generación eléctrica.

Si se tiene en cuenta que ninguno de los proyectos hidroeléctricos mayores a 100 MW que ICEL tiene en estudio puede entrar en operación antes de 1988 por el tiempo que debe transcurrir desde los estudios iniciales de un proyecto hasta su puesta en operación y por estar prácticamente definido el programa de entrada de plantas hasta 1988. Es por consiguiente necesario que ICEL y sus Filiales del Suroeste acomentan la construcción de algunos de los proyectos hidroeléctricos que están previstos para el futuro próximo y así iniciar la preparación que deberán tener las Electrificadoras departamentales para desarrollar una parte importante de los numerosos proyectos identificados por el Inventario de Recursos Hidroeléctricos.

Dentro del programa de generación que se viene adelantando, la Central Hidroeléctrica de Betania es el único de los proyectos incluídos que, por su localización geográfica, su período de construcción y sus características físicas sirve como instrumento de capacitación para las Filiales del Suroeste al ejecutar ellas su construcción.



CUADRO No. 3

DISTRIBUCION DE LOS PROYECTOS DEL INVENTARIO DE RECURSOS  
HIDROELECTRICOS DE ACUERDO CON SU CAPACIDAD

R E G I O N	100 _ 200 MW		201 _ 500 MW		501 _ 1000 MW		mayores de 1000 MW		T O T A L			
	No.	GW	No.	GW	No.	GW	No.	GW	No.	%	GW	%
Magdalena I-Cauca	86	9.7	35	11.1	4	2.4	6	12.2	131	43	35.4	38.4
Orinoquía-Catatumbo	40	5.2	27	8.1	5	3.5	6	10.8	78	25.4	27.6	29.8
Sierra Nevada	10	0.6	-	-	-	-	-	-	10	3.3	0.6	0.7
Atrato-Sinú	6	0.9	1	.3	1	0.7	2	2.5	10	3.3	4.4	4.7
Pacífico	26	3.1	12	3.7	4	2.3	2	2.7	44	14.3	11.8	13.1
Amazonía	9	1.1	17	5.4	6	4.3	1	1.2	33	10.7	12.0	13.3
<b>T O T A L E S</b>	<b>177</b>	<b>20.6</b>	<b>92</b>	<b>28.6</b>	<b>20</b>	<b>13.2</b>	<b>17</b>	<b>29.4</b>	<b>306</b>	<b>100</b>	<b>91.8</b>	<b>100</b>



CAPITULO IV

PROGRAMA DE GENERACION DEL SISTEMA INTERCONECTA-  
DO NACIONAL

El planeamiento de la expansión de la generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional se realiza mediante modelos digitales de simulación que permiten la evaluación de los diferentes estados del sistema, para las secuencias seleccionadas de acuerdo con criterios económicos de seguridad y confiabilidad.

4-1 PLAN DE GENERACION DE ISA Y SU ESQUEMA DE FINANCIACION.

El Plan de Generación de ISA hasta 1983 se encuentra en ejecución y comprende básicamente la segunda etapa de Chivor, la Central de San Carlos y Jaguas y la Central Térmica de Zipaquirá, recientemente declarada de emergencia.

Para el establecimiento del plan de generación 1984-1988, se incluyeron aquellos proyectos con estudios lo suficientemente avanzados y confiables para permitir su puesta en

Faint, illegible table with multiple columns and rows, possibly a financial or technical schedule.

operación antes de 1990. Se incluyeron en los análisis las siguientes centrales hidroeléctricas que cumplen estas condiciones: Betania (500 MW), Cañafisto (1200 MW), Guadalupe IV (260 MW), Guavio (975 MW), Nechí (750 MW), Patía (1200 MW), Playas (240 MW), San Juan (1500 MW), Sogamoso (1300 MW) y Urrá (1050 MW).

Con base en los análisis efectuados con el modelo de planeamiento se estableció la siguiente secuencia de plantas a ser ejecutadas por ISA

Proyecto	Capacidad Instalada MW	Fecha de entrada en operación
Chivor II	500	Enero/81
Termozipa	66	Enero/81
San Carlos I	620	Julio/82
San Carlos II	620	Julio/83
Jaguas	170	Julio/83
Calderas	18	Julio/83
Betania	500	Enero/85
Playas	240	Enero/86
Guavio	975	Julio/86
Urrá I y II	1050	Mayo/87

La componente en moneda extranjera de este plan se financiará

con recursos de créditos internacionales, las inversiones en moneda local, las financiarán los socios de ISA de acuerdo con su participación en cada proyecto, los aportes programados de cada socio se muestran en el Cuadro No. 4. Es de anotar que el Gobierno Nacional aportará a través de ICEL en el período 1978-1984 \$15.916 millones que representan aproximadamente el 25% de las inversiones de ISA en moneda local en el citado período.

#### 4.2 PLANES DE GENERACION DE LOS SOCIOS DE ISA

Paralelamente con el programa de generación en ejecución por ISA, sus empresas socias tienen el siguiente programa de instalaciones para el período 1978 - 1984.

Proyecto	Capacidad inst. MW	Entidad Ejecutora	Fecha de entrada en operación
Amp. Insula	12	ICEL-CHEC	Febrero/79
Amp. Térmicas en Corelca	198	CORELCA	Octubre/80
Termopaipa III	66	ICEL	Enero/81
Ayurá	19	E.P.M.	Enero/82
Amp. Troneras	26	E.P.M.	Enero/82
El Paraíso-La Guaca	600	EEEB	Enero/82

PROGRAMA DE APORTES A ISA PARA LA EJECUCION DEL PLAN

DE GENERACION PERIDO 1978 - 1984

MILLONES DE \$

CUADRO No. 4

EMPRESA	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
ICEL	466	942	1482	2035	2882	3583	4526
CORELCA	177	435	664	1170	1876	2718	3888
E.E.E.B.	621	1230	1702	2263	3712	5401	7953
E.P.M.	321	751	1010	1331	1725	1979	2222
C.V.C.	262	639	894	1079	1353	1520	1835
<b>T O T A L</b>	<b>1847</b>	<b>3997</b>	<b>5752</b>	<b>7878</b>	<b>11548</b>	<b>15201</b>	<b>20424</b>

Proyecto	Capacidad Inst. MW	Entidad Eje- cutora	Fecha de entrada en Operación
Adiciones Gua- dalupe I	100	EPM	Enero/82
Termotasajero	132	ICEL	Octubre/83
Guadalupe IV	260	EPM	Enero/84
Salvajina	180	CVC	Enero/84
Termocerrejón I y II	300	CORELCA	Octubre/84

Con estos planes se busca por una parte, ejecutar proyectos de interés regional para mantener en lo posible un balance entre la capacidad propia de cada empresa y su demanda, con el propósito de minimizar las exigencias sobre el sistema de transmisión y por otra parte, incrementar en 1893 MW la capacidad instalada del país, correspondiendo el 63% de esta capacidad a Centrales Hidroeléctricas y el 37% a Centrales térmicas a base de carbón.

El ICEL construirá el 28% de las instalaciones térmicas, representadas en las Centrales de Termopaipa III y Termotasajero. En el aumento de la capacidad hidroeléctrica programada por los socios de ISA participará en menos del 1% que corresponde al 0.2% de la capacidad hidroeléctrica total.



Queda así claramente reflejada la necesidad de que el ICEL conjuntamente con sus empresas filiales acometan un proyecto de generación en el corto plazo, para tratar de aminorar la gigantesca desproporción que existe en la ejecución de los proyectos hidroeléctricos del programa de generación, especialmente si se tiene en cuenta que en el área de jurisdicción del grupo ICEL se encuentra el mayor porcentaje del potencial hidroeléctrico del país.

#### 4.3 BALANCE DE CAPACIDAD INSTALADA-DEMANDA DE LOS SOCIOS DE ISA

Es un principio básico y universalmente aceptado que debe existir, en lo posible, un equilibrio entre la demanda y la capacidad instalada de los diferentes subsistemas.

Este principio no es sólo conveniente desde el punto de vista técnico, sino indispensable si se considera que un subsistema con una proporción baja de autoabastecimiento tendrá que soportar, en los casos de déficit, los mayores niveles de racionamiento con toda la secuela de problemas sociales y económicos que esta circunstancia conlleva.

En el cuadro No.5 se presenta una proyección de la demanda y de la capacidad instalada propia de los socios de ISA. Es de observar que en 1979 los únicos Subsistemas deficitarios son el grupo ICEL y la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, EEEB; sin embargo esta última logra mantener porcentajes de autosuficiencia no tan críticos como los del grupo ICEL durante el período, llegando en 1985 a cubrir el 80.2% de su demanda con capacidad propia. El panorama de las filiales de ICEL es bien diferente, presentándose una declinación anual promedio del 7% en su nivel de autosuficiencia llegando en 1985 a cubrir sólo el 49.9% y en 1988 el 37% de su demanda con la capacidad instalada y operada por sus filiales.

Por otra parte EPM presenta exceso durante todo el período y CVC y CORELCA presentan algunos excedentes y llegan en 1985 a autoabastecer más del 90% de sus necesidades.

PROYECCION DE LA DEMANDA Y CAPACIDAD INSTALADA PROPIA DE LOS SOCIOS DE ISA

CUADRO No. 5

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<b>E. P. M.</b>							
Demanda (MW)	775	837	909	982	1076	1167	1263
Capacidad Disponible (MW)	999	999	999	1144	1144	1404	1404
% Demanda Cubierta con su propia capacidad	Exceso	Exceso	Exceso	Exceso	Exceso	Exceso	Exceso
<b>E.E.E.B.</b>							
Demanda (MW)	913	1003	1103	1211	1333	1466	1613
Capacidad Disponible (MW)	694	694	694	1294	1294	1294	1294
% Demanda Cubierta con su propia Capacidad	76.0	69.2	62.9	Exceso	97.1	88.3	80.2
<b>C. V.C.</b>							
Demanda (MW)	512	557	607	660	718	778	846
Capacidad Disponible (MW)	584	584	584	584	584	764	764
% Demanda Cubierta con su propia Capacidad	Exceso	Exceso	96.2	88.5	81.3	98.2	90.3
<b>CORELCA</b>							
Demanda (MW)	500	550	727	810	884	971	1133
Capacidad Disponible (MW)	585	585	758	758	908	908	1058
% Demanda Cubierta con su propia Capacidad	Exceso	Exceso	Exceso	93.6	Exceso	93.5	93.4
<b>ICEL</b>							
Demanda (MW)	823.6	925.2	1029.0	1144.5	1273.3	1416.4	1576.0
Capacidad Disponible (MW)	624.6	608.1*	674.1	655.1**	787.1	787.1	787.1
% Demanda Cubierta con su propia Capacidad	75.8	65.7	65.5	57.2	61.8	55.6	49.9

Notas: \* Retiro de Tibú (16.5 MW)  
 \*\* Retiro de Palenque I y II (19 MW)

#### 4-4 INCIDENCIA DEL ESQUEMA TARIFARIO DE ISA POR DESBALANCES DE POTENCIA

De acuerdo con lo estipulado en los estatutos de ISA y en los contratos de préstamo con el BIRF y el BID la estructura tarifaria y su nivel le deben garantizar a la sociedad ingresos anuales que cubran los siguientes costos:

- 1- Gastos de administración operación y mantenimiento.
- 2- Depreciación
- 3- Rentabilidad

Tanto la depreciación (2.5%) como la rentabilidad (9%) son calculadas sobre el valor actualizado de todos los activos que intervienen en la Generación y Transmisión, para lo cual se incurre en un proceso de revaluación que tiene en cuenta, para las inversiones en moneda local, el crecimiento del índice de precios al consumidor, y para las inversiones en moneda extranjera la devaluación del peso con respecto al dólar y la inflación externa.

La composición mostrada para el cálculo del nivel tarifario implica que el 72% de la tarifa corresponde a utilidad, el 20%

a gastos de depreciación y el 8% a gastos de administración, operación y mantenimiento.

Por otra parte, se tiene una estructura tarifaria con diferenciación en cargos por potencia y cargos por energía, de tal forma que el 65% de los ingresos son generados por la energía vendida y el 35% restante por la potencia. A su vez, existen cargos diferentes para las ventas de energía en invierno y en verano, siendo esta última superior en un 30% a la primera para considerar los costos adicionales ocasionados por las obras de regulación.

La figura No.2 muestra la influencia del anterior esquema tarifario sobre el costo unitario promedio de las compras de energía que las diferentes empresas efectuaron a ISA durante las estaciones de verano e invierno de este año. Así mismo se muestran estos valores para las proyecciones de compras previstas tanto de potencia como de energía para los años 1979 y 1980.

Puede observarse de la figura citada, cómo los mayores costos los están pagando y deberán pagarlos las empresas con bajo porcentaje de cubrimiento de su demanda de potencia pico,



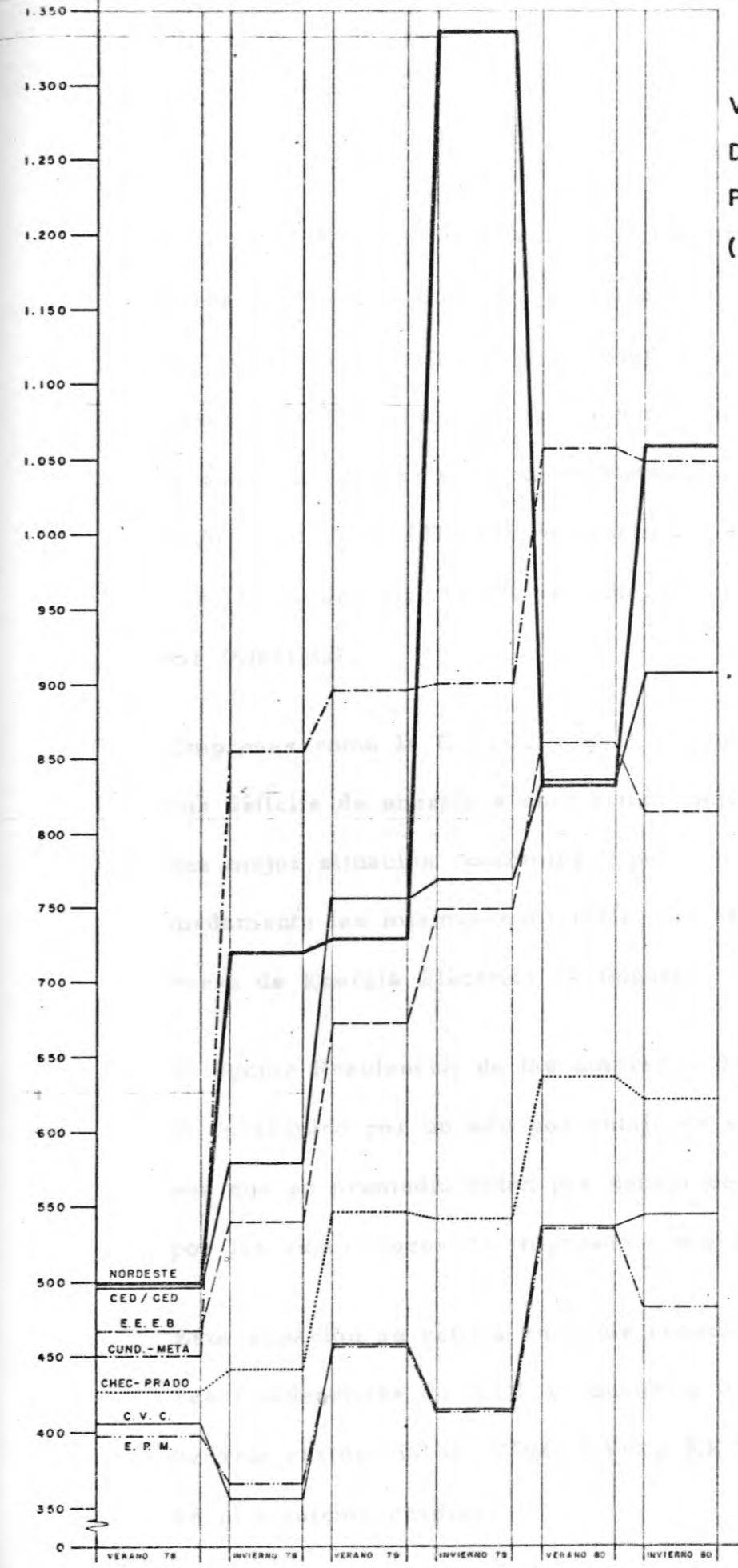
con capacidad instalada propia, como Electrocundinamarca, Cedelca, Cedenar, Nordeste y EEEB.

Se nota igualmente de la figura No. 2 que los menores costos corresponden a las importaciones que efectúen empresas como C.V.C. y E.P.M. las cuales poseen excedentes de potencia instalada.

Los costos promedio mostrados dependen fundamentalmente del factor de carga de compra de las empresas, el cual es a su vez una característica típica del mercado atendido por cada una de ellas y de las costumbres de las regiones, sobre las cuales las empresas no tienen ninguna capacidad de regulación.

Las empresas altamente deficitarias en potencia, a más de tener que efectuar sus importaciones a los mayores precios, poseen mercados con ventas mayoritariamente al sector residencial. Este es el caso de Electrificadoras típicas del grupo Suroeste como Cedelca, Cedenar y Electrocundinamarca, cuyas ventas de energía, en 1977 se efectuaron en la siguiente proporción: 63.5% al Sector Residencial, 14.6% al Sector Comercial y 21.9% al Industrial.

VARIACION DEL COSTO UNITARIO DE LA ENERGIA PROGRAMADA PARA COMPRAS A ISA (\$/MWH)



CONVENCIONES

- NORDESTE \_\_\_\_\_
- CEDELCA-CEDENAR - - - - -
- E. E. E. B.            ······
- CUND.-META        - · - · -
- CHEC.-PRADO      - - - - -
- C. V. C.             \_\_\_\_\_
- E. P. M.             - - - - -

NORDESTE  
 CED / CED  
 E. E. E. B.  
 CUND.-META  
 CHEC-PRADO  
 C. V. C.  
 E. P. M.

VERANO 78    INVIERNO 78    VERANO 79    INVIERNO 79    VERANO 80    INVIERNO 80

La figura No, 2 muestra como las compras que efectúe la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá también se harán a costos relativamente altos. No obstante, la situación de esta empresa no es la misma de las empresas del sistema ICEL. Esto se demuestra si se tiene en cuenta la composición de su mercado, el cual en 1977 estuvo constituido por 43.9% en ventas al Sector Residencial, 20.9% al Sector Comercial y 35.2% al Sector Industrial.

Empresas como la C.V.C. y E.P.M., que pueden absorber sus déficits de energía a costos más bajos, tienen además una mejor situación económica, pues su mercado tiene aproximadamente las mismas características del mercado de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.

El Sector Residencial de las empresas del Sistema ICEL está constituido por un alto porcentaje de suscriptores con ingresos que en promedio están por debajo de aquellos percibidos por los suscriptores de empresas como EPM, CVC y EEEB.

Esta situación se refleja en bajos consumos para los suscriptores residenciales de ICEL y consumos muy superiores para el usuario residencial de EPM, CVC y EEEB, como se muestra en el siguiente cuadro:

CONSUMO ANUAL PROMEDIO POR SUScriptor EN 1977 SEC-  
TOR RESIDENCIAL (KWH/SUS-AÑO)

E.P.M.	5060
C.V.C.	2630
E.E.E.B.	3080
CEDELCA	2055
CEDENAR	1906
Electrificadora de Santander	1582
Electrificadora del Tolima	1411
Centrales Eléctricas del N. de Santander	1912
Electrificadora de Boyacá	1276
Electrificadora de Cundinamarca	1551
Central Hidroeléctrica de Caldas	2042
Electrificadora del Huila	1167

La estructura tarifaria del país establece cargos considerablemente menores para los suscriptores con bajos consumos y mayores para los consumos altos. Este tipo de estructura tarifaria y la composición del Sector Residencial según su nivel de ingresos, hace que las empresas del Sistema ICEL estén en una situación desventajosa cuando intentan trasladar a sus suscriptores los mayores costos provenientes de compras



de energía.

La aplicación de la estructura tarifaria vigente, con cargos por energía y potencia cuando se tienen subsistemas con alto déficit de capacidad instalada, dificulta el manejo de una política de tarifas con sentido social en regiones que presentan altos segmentos residenciales de estratos muy pobres. La baja capacidad instalada y los bajos factores de carga que se derivan de las circunstancias descritas, fuerzan a que la tarifa promedio de compra de energía en bloque sea necesariamente más alta que la que se lograría con un subsistema más autosuficiente. Esta realidad, puede verse en la figura No. 2, donde se observa que para la estación de verano/78, cuando el cargo por potencia no tenía el peso que adquirió a partir de la siguiente estación, las tarifas de compra de energía eran ligeramente diferentes para las diversas empresas del sector eléctrico. Ya para el invierno/78, la diferencia en tarifas se hizo considerable y con una tendencia a aumentar dado que el déficit de potencia es cada vez mayor.

La conveniencia planteada en los capítulos anteriores de que ICEL y sus Filiales del Suroeste emprendan un programa de generación que disminuya su alto déficit de capacidad instalada, se tornó prácticamente ineludible con la adopción del esquema tarifario vigente para las compras en bloque.



CAPITULO V

FACTIBILIDAD DE LA EJECUCION DEL PROYECTO HIDROELECTRICO DE BETANIA POR ICEL Y SUS FILIALES.

5-1 RESEÑA HISTORICA Y ESTADO ACTUAL DE LOS ESTUDIOS DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA.

Desde el año de 1948 se reconoció la importancia del aprovechamiento hidroeléctrico del río Magdalena, en las inmediaciones de la población de Betania, Huila y por ese motivo ICEL, entonces ELECTRAGUAS, contrató estudios de prefactibilidad con la firma Boshell y Manrique y, posteriormente con Salgado, Piedrahita y Escallón en el año de 1967.

Estos estudios fueron revisados y evaluados en 1971 por una Misión Francesa de asistencia técnica, la cual recomendó continuar con la factibilidad del proyecto.

Los estudios de factibilidad fueron contratados con el consorcio Sedic-Harza por ICEL y se iniciaron el día 10. de julio de 1972. Las actividades acordadas en el plan de trabajo por las partes contratantes se adelantaron en forma eficiente y dentro de los plazos estipulados. La Etapa A fue terminada el 30

de junio de 1973. La Etapa B, se inició el 10. de julio de 1973 y se terminó en mayo de 1976. La inversión en los estudios de prefactibilidad y factibilidad fue de \$57 millones.

En el año de 1977 el proyecto fue entregado a ISA para su inclusión en el programa de generación 1984-1988 y se empezaron los estudios de diseño contratados por ISA, con la firma Sedic Ltda., de Medellín. Actualmente se están ejecutando las investigaciones de campo necesarias para el diseño de las obras civiles. Se espera que para el primer semestre del año 1979 se completen los diseños y que para finales del mismo año estén listos los pliegos de licitación y se comience su construcción en 1980.

#### 5-2 DESCRIPCION DEL PROYECTO

Este proyecto está localizado sobre el Río Magdalena en el departamento del Huila, cerca de la población de Betania, unos 30 km. al sur de la ciudad de Neiva.

El proyecto contempla, además de la generación hidroeléctrica, irrigación de zonas alrededor del embalse y del Valle del Río Neiva en cantidad de 10.000 hectáreas aproximadamente,

control de inundaciones, explotación ictiológica y aspectos turísticos.

Los estudios de factibilidad de este proyecto dieron una capacidad a instalarse de 500 MW y una generación anual promedia de 2250 GWH. Una presa de tierra con núcleo central impermeable, una altura máxima de 80 m. y un volumen de 4.9 Mm<sup>3</sup> de llenos. El embalse cubre un área de 7.200 hectáreas, tiene un volumen total de 1900 Mm<sup>3</sup> de los cuales se utilizan 1050 para regulación. El vertedero principal es de tipo canal abierto controlado con compuertas y está diseñado para una descarga máxima de 9500 m<sup>3</sup>/seg; el vertedero auxiliar tipo fusible tiene una capacidad de descarga de 18200 m<sup>3</sup>/seg. La casa de máquinas es superficial del tipo convencional cerrada y en concreto, con capacidad para alojar cuatro (4) unidades generadoras con una potencia de 166.7 MW cada una, de las cuales se instalarán en una primera etapa tres, que serán impulsadas por turbinas tipo Francis de eje vertical. Los transformadores serán trifásicos y elevarán la tensión al nivel de 230 kV y desde la subestación localizada cerca de la casa de máquinas, mediante líneas de transmisión de doble circuito de 230 kV, se conectará a la red de Interconexión Nacional en el área de Cali y al sur del país con

las ciudades de Popayán y Pasto. Así mismo se hará una conexión con la ciudad de Neiva a 230 kV. Estos proyectos de transmisión se encuentran actualmente en ejecución por ICEL.

El programa de desembolsos de la central se presenta en el cuadro No. 6 el cual presenta un costo global del proyecto de US\$534 millones.

#### 5-3 MODELO PARA LA EJECUCION DE LA CENTRAL HIDRO-ELECTRICA DE BETANIA POR ICEL Y SUS FILIALES

Para asegurar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de sus Filiales, el ICEL aporta recursos del Presupuesto Nacional al programa de generación de ISA.

Con base en las necesidades de las Filiales se han definido los siguientes porcentajes de participación de ICEL en la potencia y los costos de los proyectos del programa de generación de ISA para el período 1978-1984.

Proyecto	Participación Potencia %	Participación Costos %
Chivor I	27.6	27.6
Chivor II	12.0	12
San Carlos	29.47	29.47
Termozipa	56.2	40.6

CENTRAL BETANIA  
 PRESUPUESTO TOTAL Y DESEMBOLSOS  
 COSTO DIRECTO, INGENIERIA, IMPREVISTOS, INTERESES Y ESCALACION  
 CIFRAS EN MILES DE DOLARES  
 CUADRO No. 6

DESCRIPCION	1979		1980		1981		1982		1983		1984		1985		Subtotales		TOTALES US\$ Miles
	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	MN	ML	ME	ML	ME	ML	ME	
<b>Costos Directos</b>																	
Total Central																	
a- Obra Civil	3444	1476	6270	8191	11676	16422	15621	22587	17096	25925	11275	15697	3107	3807	68489	94105	162594
b- Equipos	-	-	-	-	331	3277	779	6835	1316	12103	2407	19780	894	6995	5727	48990	54717
<b>Costos Directos con Escalación</b>																	
a- Obra Civil	4285	1963	8229	12083	16166	26648	22819	40315	26349	50901	18333	33901	5330	9044	101511	174855	276366
b- Equipo	-	-	-	-	458	4572	1138	10203	2028	19331	3914	33804	1534	12791	9072	80701	89773
<b>Imprevistos</b>																	
a- Obra Civil	643	294	1234	1813	2425	3997	3423	6047	3952	7635	2750	5085	800	1357	15227	26228	41455
c- Equipos	-	-	-	-	46	457	114	1020	203	1933	391	3381	153	1279	907	8070	8977
<b>Ingeniería y Administración</b>																	
a- Obra Civil	4160	759	4054	474	4053	473	4054	474	4053	473	4054	474	4053	474	28481	3601	32082
b- Equipos	-	-	-	-	1264	173	1264	172	1264	173	1264	172	1264	172	6320	862	7182
<b>Subtotal Sin Intereses (B+C+D):</b>																	
a- Obra Civil	9088	3016	13517	14370	22644	31118	30296	46836	34354	59009	25137	39460	10183	10875	145219	204684	349903
b- Equipos	-	-	-	-	1768	5202	2516	11395	3495	21437	5569	37357	2951	14242	16299	89633	105932
<b>Intereses</b>																	
a- Obra Civil	-	136	-	919	-	2965	-	6473	-	11236	-	15667	-	17932	-	55328	55328
b- Equipos	-	-	-	-	-	234	-	1946	-	5104	-	7426	-	8067	-	22777	22777
<b>Total con Intereses (E+F)</b>																	
a- Obra Civil	9088	3152	13517	15289	22644	34083	30296	53309	34354	70245	25137	55127	10183	28807	145219	260012	405231
b- Equipos	-	-	-	-	1768	5436	2516	13341	3495	26541	5569	44783	2951	22309	16299	112410	128709
<b>TOTAL</b>	9088	3152	13517	15289	24412	39519	31812	66650	37849	96786	30706	99910	13134	51116	161518	372422	533940

- Moneda local en Miles de dólares equivalentes  
 = Moneda Extranjera en miles de dólares.

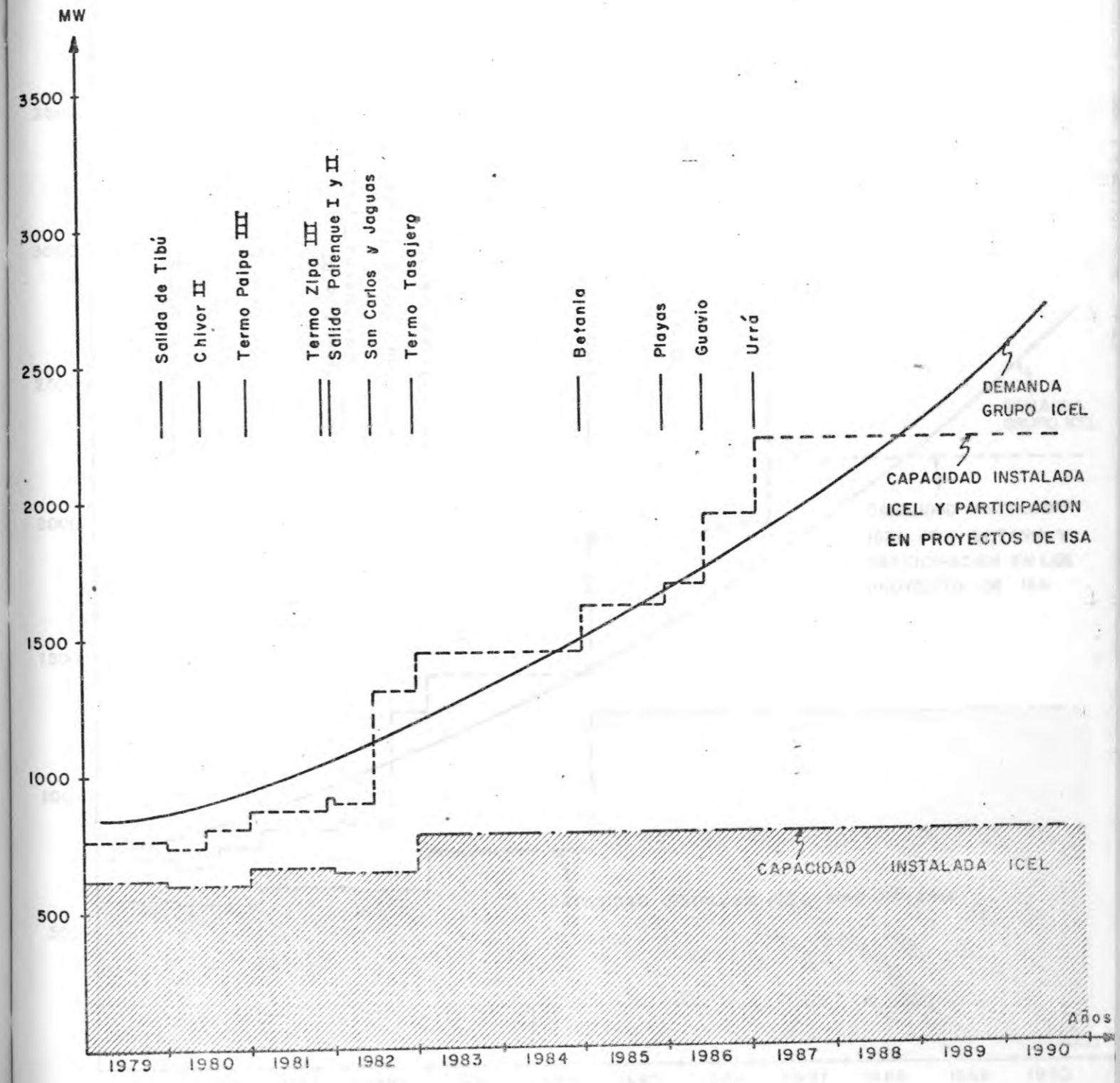


Proyecto	Participación Potencia %	Participación Costos %
Betania	33.2	24.8
Playas	29.3	23.8
Guavio	27.0	22.4
Urrá	25.6	21.4

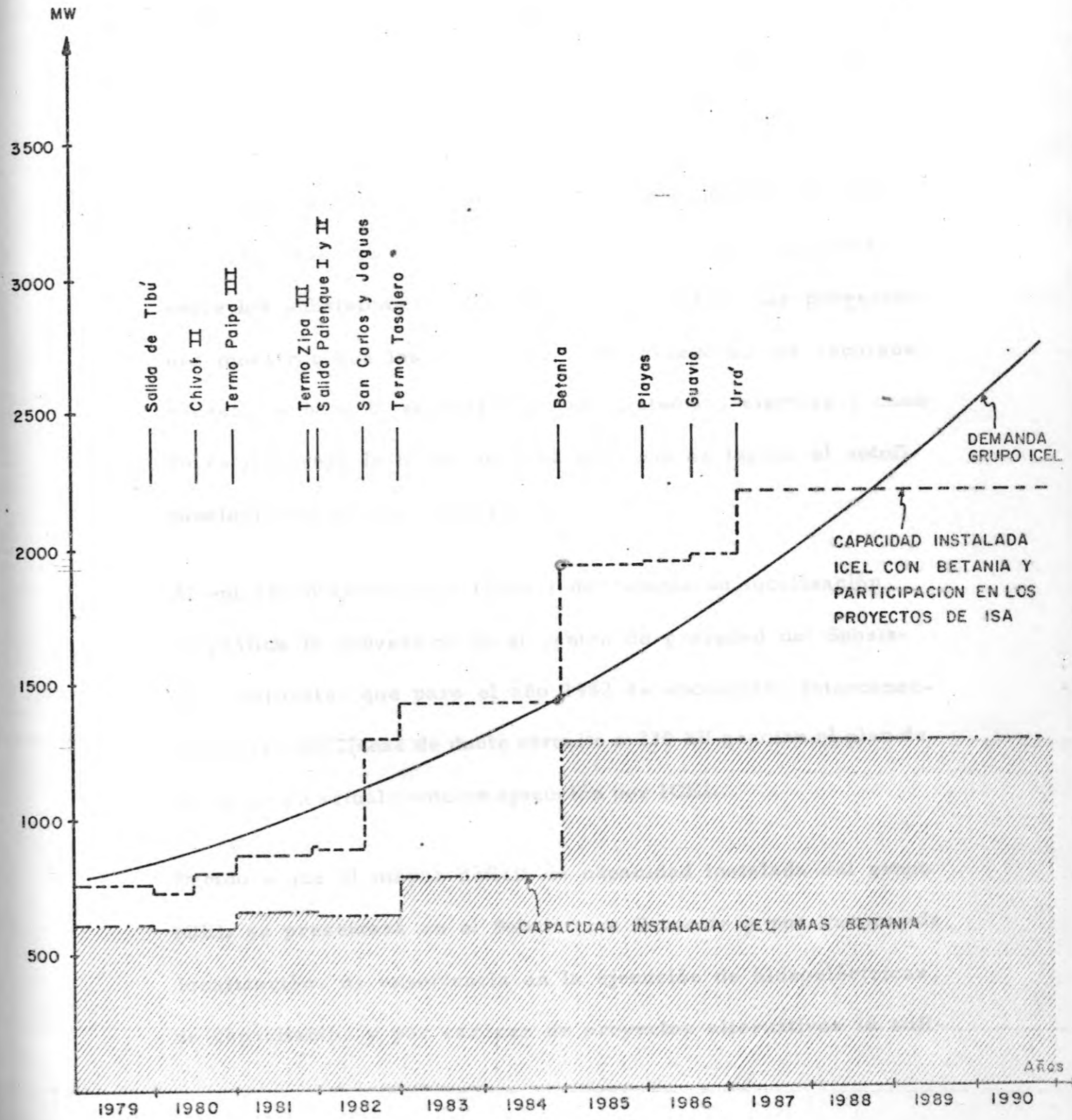
La figura No. 3 muestra la evolución de la capacidad instalada del grupo ICEL en el caso de ajustarse a los anteriores porcentajes de participación en la potencia de los proyectos de ISA; es de anotar que al completarse el programa de generación 1984-1988 el grupo abastecerá únicamente la tercera parte de sus necesidades con capacidad instalada propia.

La figura No. 4 supone los mismos porcentajes de participación definidos arriba para los proyectos anteriores a Betania, es decir, para Chivor I, Chivor II, San Carlos-Jaguas y Termozipa. Por otra parte, se asume que la Central Hidroeléctrica de Betania será construída por ICEL y sus Filiales y que la participación de ICEL en la potencia de los proyectos posteriores a Betania, o sea, Playas, Guavio y Urrá, se reducirá a 3%, 9.1% y 11.5% respectivamente y la participación en costos a: 3%, 7.1% y 9%.

PROYECCION DE DEMANDA Y CAPACIDAD INSTALADA DEL GRUPO ICEL  
 INCLUYENDO SU PARTICIPACION EN LOS PROYECTOS DE ISA



PROYECCION DE DEMANDA Y CAPACIDAD INSTALADA DEL GRUPO ICEL INCLUYENDO BETANIA Y SU PARTICIPACION EN LOS PROYECTOS DE ISA



Puede observarse de la figura No. 4 que en 1988, aún con la construcción de la Central Hidroeléctrica de Betania, por el grupo ICEL, el sistema abastecerá únicamente un 60% de su demanda con capacidad propia.

En el cuadro No. 7 se presenta una proyección de los ingresos y egresos del sistema ICEL hasta 1983, discriminados entre los subsistemas del Nordeste y Suroeste. Las proyecciones muestran que las filiales de ICEL generarán los recursos necesarios para la expansión de sus sistemas, siempre y cuando se mantenga la actual política tarifaria de lograr el autofinanciamiento de las empresas.

Al entrar en servicio la Central de Betania su localización geográfica la convertirá en el centro de gravedad del Subsistema Suroeste, que para el año 1982 se encontrará interconectado mediante líneas de doble circuito a 230 kV gracias al plan de transmisión actualmente en ejecución por ICEL.

Debido a que el mayor déficit de capacidad instalada del grupo ICEL se presentará en el Subsistema Suroeste y por razones de localización, de experiencia en la ejecución de hidroeléctricas, de capacitación y por carecer de proyectos alternativos lo sufi-



INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA  
 EMPRESAS FILIALES DE ICEL  
 PROYECCION DE INGRESOS Y EGRESOS  
 MILLONES DE COL \$  
 CUADRO No. 7

	1978			1979			1980			1981			1982			1983		
	N	S	T	N	S	T	N	S	T	N	S	T	N	S	T	N	S	T
<b>VENTAS DE ENERGIA</b>																		
(GWh)	1202	1947	3149	1331	2156	3487	1466	2373	3839	1710	2770	4480	1924	3114	5038	2159	3497	5656
Tarifa Media (\$/KWH)	0.87	0.84	0.85	1.07	1.04	1.05	1.32	1.28	1.30	1.63	1.57	1.59	2.00	1.94	1.96	2.47	2.39	2.42
<b>INGRESOS</b>																		
- Ventas de Energía	1044	1637	2681	1424	2242	3666	1935	3037	4972	2787	4349	7136	3848	6041	9889	5332	8358	13690
- Otros Ingresos	83	103	186	84	92	176	90	96	186	103	113	216	113	124	237	124	137	261
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>1127</b>	<b>1740</b>	<b>2867</b>	<b>1508</b>	<b>2334</b>	<b>3842</b>	<b>2025</b>	<b>3133</b>	<b>5158</b>	<b>2890</b>	<b>4462</b>	<b>7352</b>	<b>3961</b>	<b>6165</b>	<b>10126</b>	<b>5456</b>	<b>8495</b>	<b>13951</b>
<b>EGRESOS</b>																		
- Salarios, Prestaciones	305	438	743	376	537	913	462	661	1123	568	813	1381	699	1000	1699	860	1230	2090
- seguros, material, otros	97	221	318	122	276	398	152	345	497	190	432	622	237	540	777	297	674	971
= Compras de Energía	212	639	851	265	798	1063	332	998	1330	412	1247	1659	515	1559	2074	634	1949	2583
- Combustible	184	15	199	228	19	247	283	24	307	352	29	381	437	36	473	546	45	591
- Intereses	59	82	141	105	126	231	94	95	189	93	84	177	47	57	104	36	44	80
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>857</b>	<b>1395</b>	<b>2252</b>	<b>1096</b>	<b>1756</b>	<b>2852</b>	<b>1323</b>	<b>2123</b>	<b>3446</b>	<b>1615</b>	<b>2605</b>	<b>4220</b>	<b>1935</b>	<b>3192</b>	<b>5127</b>	<b>2373</b>	<b>3942</b>	<b>6315</b>
<b>RECURSOS PARA IN- VERSION</b>	<b>270</b>	<b>345</b>	<b>615</b>	<b>412</b>	<b>578</b>	<b>990</b>	<b>702</b>	<b>1010</b>	<b>1712</b>	<b>1275</b>	<b>1857</b>	<b>3132</b>	<b>2026</b>	<b>2973</b>	<b>4999</b>	<b>3083</b>	<b>4553</b>	<b>7636</b>

N = NORDESTE; S= SUROESTE; T= TOTAL.



cientemente adelantados, es conveniente que sean las empresas que componen este subsistema las que conjuntamente con ICEL financien y construyan la Central Hidroeléctrica de Betania, utilizando un esquema de financiación similar al empleado por el Nordeste para financiar y operar las centrales Termoeléctricas de Paipa III y Termotasajero. La participación de la CHEC, las Electrificadoras del Tolima, Huila, Cundinamarca y Meta, Chocó y Caquetá y las Centrales Eléctricas de Nariño y Cauca, en los costos de inversión en moneda nacional, se definirán de acuerdo con las necesidades y posibilidades económicas de cada empresa.

La participación de ICEL en la Central de Betania será tal que no implique mayores erogaciones del Presupuesto Nacional a las ya programadas como aportes a ISA para su programa de generación. La componente en moneda extranjera se financiará con recursos de créditos externos.

En el cuadro No. 8 se muestra el programa de desembolsos de la componente en moneda nacional de los proyectos del programa de generación 1984-1988. Al afectar los valores de este cuadro por los porcentajes de participación en costos de ICEL en los proyectos del programa de generación, se obtienen las

DESEMBOLSOS EN MONEDA NACIONAL PARA  
EL PROGRAMA DE GENERACION 1984-1988  
VALORES EN MILLONES DE \$  
CUADRO No. 8

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Betania	-	404	655	1289	1831	2375	2100	979	-	-	-
Playas	-	-	-	444	613	1451	2312	2769	2100	-	-
Guavio	-	-	1007	2072	3176	5299	6242	9896	11579	-	-
Urrá	-	-	-	813	1790	3115	4737	7834	10092	7018	-
<b>T O T A L</b>	-	404	1662	4618	7410	12240	15391	21487	23771	7018	

Incluye Intereses y Escalación de precios.

cifras del cuadro #9, que representan aproximadamente los aportes de ICEL en los costos de los proyectos del programa de generación, en el caso de que el sistema ICEL no construya Betania.

El cuadro No. 10 muestra los aportes de ICEL a ISA para el programa de generación 1984-1988 al construir el sistema ICEL, Betania.

En el cuadro No. 11 se muestra que, al construirse la central de Betania con el modelo propuesto, las necesidades de presupuesto nacional se disminuyen en el período 1983-1987, en \$7.100 millones. En este mismo cuadro se muestra que los aportes de las Filiales del Suroeste alcanzarán en el primer año de ejecución del proyecto, un 52.6% de sus recursos para inversión, para luego descender al 33.5%, 24.7%, 18.2% y al 6.3% en los años 80, 81, 82 y 83.

En el cuadro No. 12 se ha calculado una tarifa de venta preferencial durante el período 1985-1994, que genere los recursos necesarios para cubrir los gastos de administración, operación y mantenimiento y que permita cubrir el servicio de la deuda, el cual ha sido calculado en base a la propuesta

INVERSIONES DE ICEL EN EL PROGRAMA DE GENERACION 1984 - 1988 SIN  
 LA CONSTRUCCION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA POR  
 EL GRUPO ICEL

VALORES EN MILLONES DE \$

CUADRO No. 9

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Betania	-	100	162	320	454	589	521	243	-	-	-
Playas	-	-	-	106	146	345	550	659	500	-	-
Guavio	-	-	226	464	711	1187	1398	2217	2594	-	-
Urrá	-	-	-	174	383	667	1014	1676	2160	1502	-
<b>T O T A L</b>	-	100	388	1064	1694	2788	3483	4795	5254	1502	-

Incluye Intereses y Escalación de precios

INVERSIONES DE ICEL EN EL PROGRAMA DE GENERACION 1984-1988 AL CONS-  
 TRUIR EL GRUPO ICEL LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA  
 VALORES EN MILLONES DE\$.

CUADRO N. 10

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Betania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Playas	-	-	-	13	18	44	69	84	63	-	-
Guavio	-	-	71	147	225	376	443	703	822	-	-
Urrá	-	-	-	73	161	280	426	705	908	632	-
<b>TOTAL</b>	-	-	71	233	404	700	938	1492	1793	632	-

Incluye intereses y escalación de precios.



ESQUEMA PARA LA FINANCIACION DE LAS INVERSIONES EN MONEDA NACIONAL  
 DEL PROYECTO HIDROELECTRICO DE BETANIA  
 VALORES EN MILLONES DE \$  
 ESTIMACION DE LA CUADRO No. 11

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Inversiones de ICEL en el programa de generación actual (Cuadro #9)	-	100	388	1064	1694	2788	3483	4795	5254	1502
Inversiones de ICEL en el programa de generación propuesto (Cuadro #10)	-	-	71	233	404	700	938	1492	1793	632
Diferencia entre el programa propuesto y el actual	-	100	317	831	1290	2088	2545	3303	3461	870
Programa de desembolsos de Betania	-	404	655	1289	1831	2375	2100	979	-	-
Aportes de ICEL para la construcción de Betania (US\$ 000)	-	100	317	831	1290	2088	2100	979	-	-
Menores aportes del Presupuesto Nacional	-	-	-	-	-	-	445	2324	3461	870
Aportes del sistema Suroeste para la construcción de Betania	-	304	338	458	541	287	-	-	-	-
Recursos para Inversión del Sistema Suroeste (Cuadro # 7)	345	578	1010	1857	2973	4553	-	-	-	-
% de las Utilidades que aportaría el sistema Suroeste a la construcción de Betania	-	52.6	33.5	24.7	18.2	6.3	-	-	-	-

CUADRO N° 11  
 AUTORES EN MILLONES DE \$  
 DEL PROYECTO HIDROELECTRICO DE LA ANIMA  
 ESTIMACION DE LAS TARIFAS PREFERENCIAL Y RENTABLE PARA LA

**ESTIMACION DE LAS TARIFAS PREFERENCIAL Y RENTABLE PARA LA  
 ENERGIA DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE  
 BETANIA**

**CUADRO No. 12**

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Servicio Deuda (US\$ 000)	56464	56464	56464	56464	56464	56464	56464	56464	56464	56464
Operación y Mantenimiento (US\$ 000)	1800	1980	2178	2396	2635	2899	3189	3508	3858	4244
Total recuperación Anual (US\$ 000)	58264	58444	58642	58860	59099	59363	59653	59972	60322	60708
Tarifa Preferencia (Mills/KWH)	25.90	25.98	26.06	26.16	26.27	26.38	26.51	26.65	26.81	26.98
Rentabilidad (US\$ 000)	48055	51659	55623	59984	64781	70058	75862	82247	89270	96996
Depreciación (US\$ 000)	13349	14683	16.52	17767	19544	21498	23648	26012	28614	31475
Operación y Mantenimiento (US\$ 000)	1800	1980	2178	2396	2635	2899	3189	3508	3858	4244
Total Recuperación Anual (US\$ 000)	63204	68322	73953	80147	86960	94455	102699	111767	121742	132715
Tarifa Rentable (Mills/KWH)	28.09	30.36	32.87	35.62	38.65	41.98	45.64	49.67	54.11	58.98
Superávit (US\$ 000)	4940	9878	15311	21287	27861	35092	43046	51795	61420	72007

de financiamiento ofrecida por el grupo de bancos franceses encabezados por el "Banque de Paris et des Pays Bas". Así mismo se calcula cual sería la tarifa que además de cubrir todos los gastos y la depreciación de la planta, genera una rentabilidad del 9% sobre su costo actualizado.

Durante los primeros 10 años de operación de la planta se tiene que con la aplicación de la tarifa con criterio de rentabilidad del 9% no sólo se pagará la totalidad del crédito obtenido para la construcción de la planta sino que se generarán recursos adicionales por \$46.750 millones que les permitirán a las empresas que participaron en el proyecto, realizar nuevas inversiones para la expansión de sus sistemas. Durante los cuatro (4) primeros años de operación (85, 86, 87 y 88) estos recursos alcanzan la suma de \$4.600 millones que podrán ser aplicados a la siguiente expansión de generación hidroeléctrica del sistema Suroeste.

5-4 BENEFICIOS RESULTANTES DE LA CONSTRUCCION DE BETANIA POR ICEL Y SUS FILIALES

La construcción de la Central de Betania por el grupo ICEL reducirá los aportes que el Presupuesto Nacional hará al ICEL

DESCRIPCIÓN	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020									
Costo de construcción (Miles \$)	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000	11000	12000	13000	14000	15000	16000	17000	18000	19000	20000	21000	22000	23000	24000	25000	26000	27000	28000	29000	30000	31000	32000	33000	34000	35000	36000	37000	38000	39000	40000	41000	42000	43000	44000	45000	46000	47000	48000	49000	50000
Costo de operación (Miles \$)	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	3100	3200	3300	3400	3500	3600	3700	3800	3900	4000	4100	4200	4300	4400	4500	4600	4700	4800	4900	5000
Beneficio Neto (Miles \$)	900	1800	2700	3600	4500	5400	6300	7200	8100	9000	9900	10800	11700	12600	13500	14400	15300	16200	17100	18000	18900	19800	20700	21600	22500	23400	24300	25200	26100	27000	27900	28800	29700	30600	31500	32400	33300	34200	35100	36000	36900	37800	38700	39600	40500	41400	42300	43200	44100	45000

ESTADO DE CUENTAS  
 DE LA COMPAÑÍA  
 DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE COLOMBIA S.A.  
 DEL GRUPO ICEL

para la ejecución del programa de generación de ISA, puesto que las Filiales participarán con contrapartidas regionales para las inversiones en moneda nacional. De esta forma se liberarán unos recursos importantes que se podrán aplicar para el desarrollo de otros sectores de la economía nacional.

La participación de las Electrificadoras Departamentales en la ejecución de proyectos de generación, incentivará a sus respectivas regiones y se buscarán objetivos de más alta eficiencia que redundarán en su propio beneficio, lográndose además la participación de otros sectores en el desarrollo eléctrico del país y, una concientización de los usuarios sobre los costos de la energía eléctrica que facilita la aplicación de políticas tarifarias.

La construcción de Betania por el ICEL y las Filiales del Suroeste permitirá utilizar en forma inmediata la capacidad técnica desarrollada en las diferentes regiones, que de lo contrario se fugaría o tendería a atrofiarse. Así mismo se utilizará la planta de personal técnico de ICEL que desde el año de 1948 hasta 1977 estuvo manejando los estudios de identificación, prefactibilidad y factibilidad del proyecto de Betania. Simul-



táneamente se iniciará el proceso de capacitación de las empresas regionales para poder llevar a cabo los estudios y construcción de una parte importante de los numerosos proyectos, identificados en el Inventario de Recursos Hidroeléctricos.

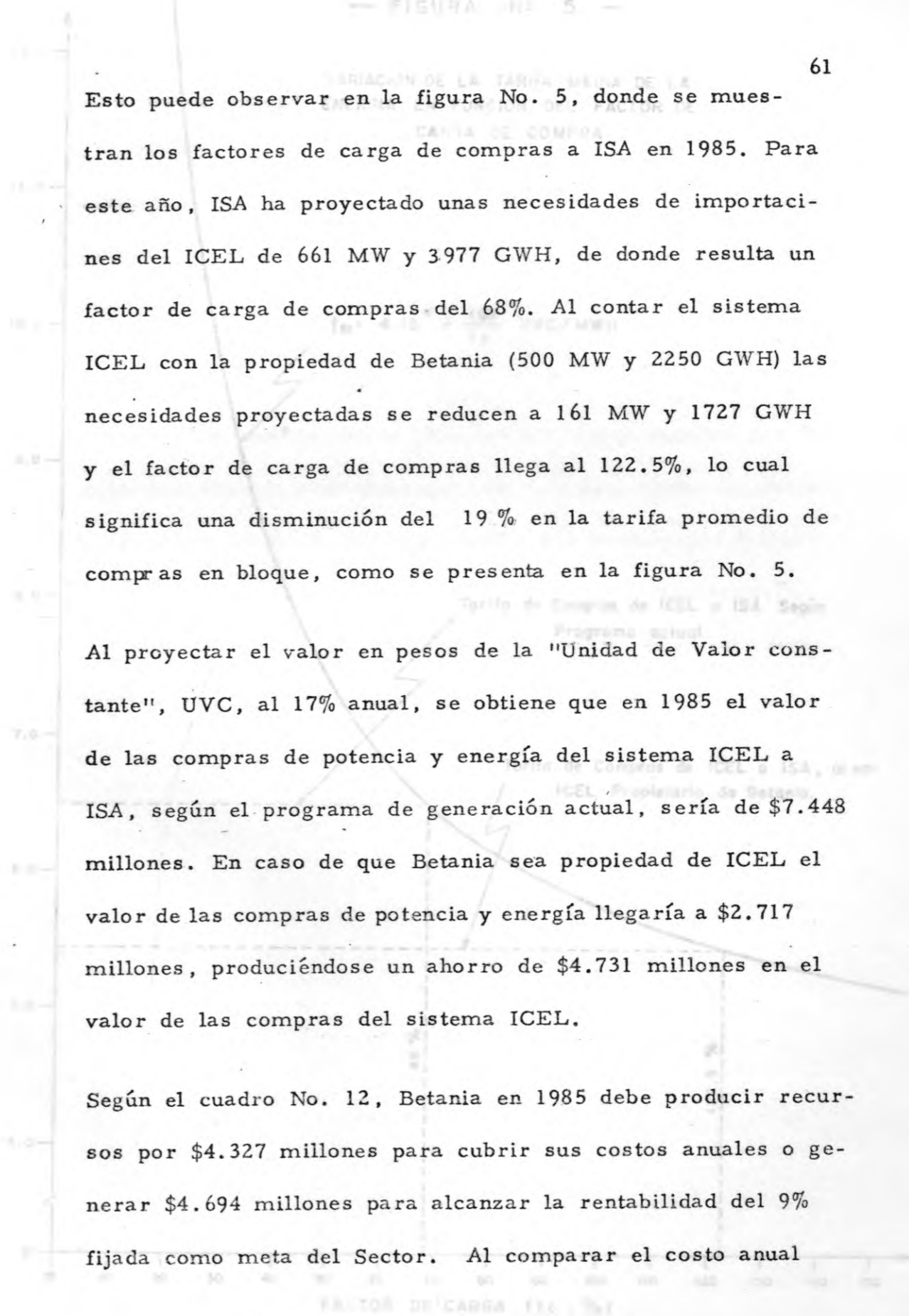
Al canalizar los aportes del Presupuesto Nacional directamente a la provincia se fortalecerá la situación financiera de las Filiales, haciendo más fácil llegar a las metas de rentabilidad fijadas para tener los recursos necesarios para la expansión de sus sistemas. Esto permitirá que los aportes del Presupuesto Nacional para el ICEL se utilicen en mayor proporción en completar la labor de fomento de la electrificación de las zonas más deprimidas del país.

El fortalecimiento de las entidades encargadas de la distribución de la energía eléctrica redundará en un desarrollo estable de las empresas encargadas de la producción.

Al contar el Subsistema Suroeste con la propiedad de la Central de Betania, se tendrá, por una parte, una mayor confiabilidad en la prestación del servicio al reducirse los riesgos de racionamiento y por otra, la tarifa promedio de compra de energía a ISA se reducirá, al mejorarse sustancialmente el factor de carga de la energía comprada.



— FIGURA No. 5 —



Esto puede observar en la figura No. 5, donde se muestran los factores de carga de compras a ISA en 1985. Para este año, ISA ha proyectado unas necesidades de importaciones del ICCEL de 661 MW y 3977 GWH, de donde resulta un factor de carga de compras del 68%. Al contar el sistema ICCEL con la propiedad de Betania (500 MW y 2250 GWH) las necesidades proyectadas se reducen a 161 MW y 1727 GWH y el factor de carga de compras llega al 122.5%, lo cual significa una disminución del 19% en la tarifa promedio de compras en bloque, como se presenta en la figura No. 5.

Al proyectar el valor en pesos de la "Unidad de Valor constante", UVC, al 17% anual, se obtiene que en 1985 el valor de las compras de potencia y energía del sistema ICCEL a ISA, según el programa de generación actual, sería de \$7.448 millones. En caso de que Betania sea propiedad de ICCEL el valor de las compras de potencia y energía llegaría a \$2.717 millones, produciéndose un ahorro de \$4.731 millones en el valor de las compras del sistema ICCEL.

Según el cuadro No. 12, Betania en 1985 debe producir recursos por \$4.327 millones para cubrir sus costos anuales o generar \$4.694 millones para alcanzar la rentabilidad del 9% fijada como meta del Sector. Al comparar el costo anual

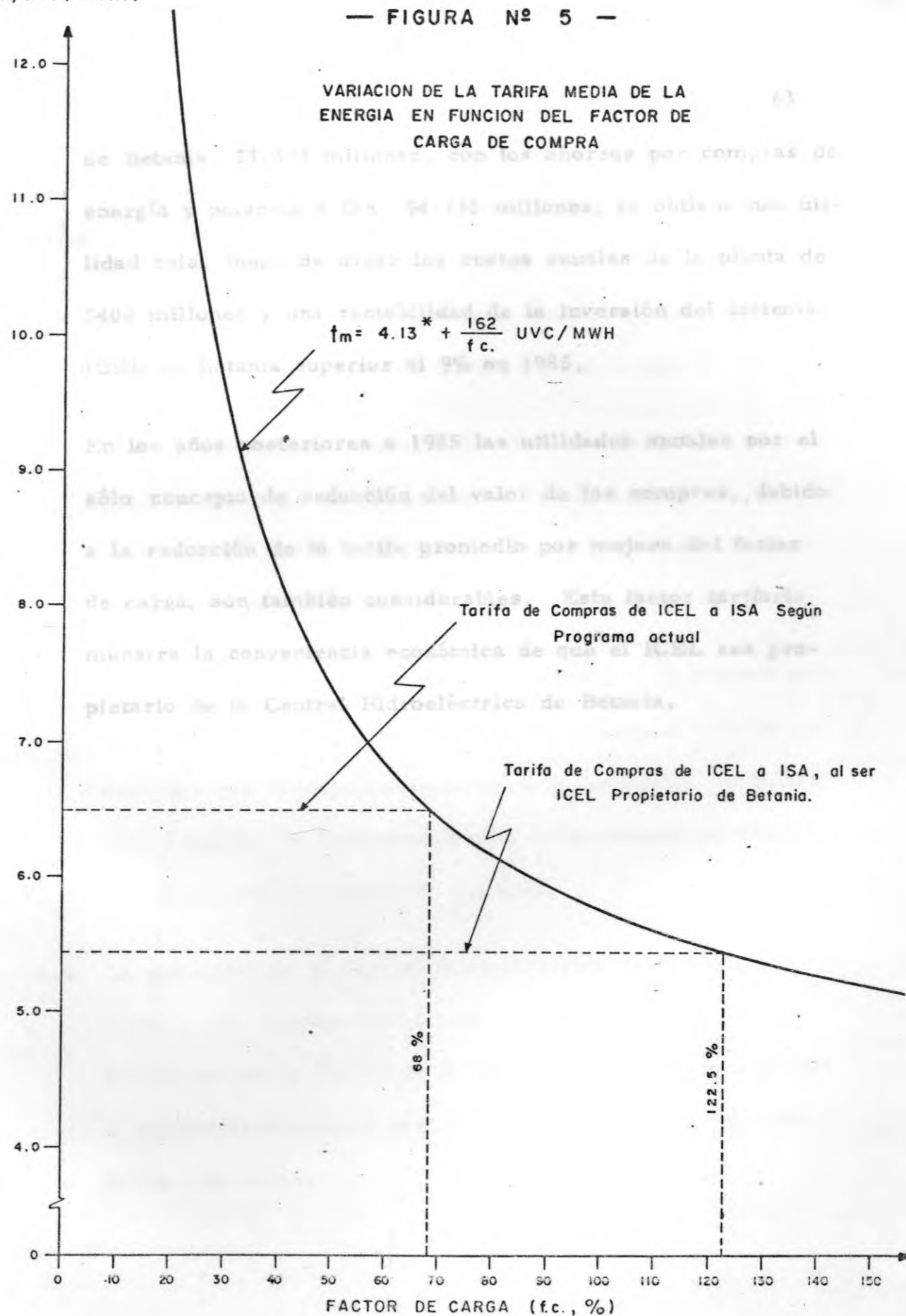
El fortalecimiento de las actividades en el área de la distribución de la energía eléctrica requiere un desarrollo estable de las empresas encargadas de la producción.

Al contar el Subsistema Sistema con la propiedad de la Central de Betania, se tendrá, por una parte, una mayor confiabilidad en la prestación del servicio al reducirse los riesgos de racionamiento y por otra, la tarifa promedio de compra de energía a ISA se reducirá. Al mejorar específicamente el factor de carga de la energía comprada.

TARIFA MEDIA  
(fm, UVC/MWH.)

— FIGURA Nº 5 —

VARIACION DE LA TARIFA MEDIA DE LA  
ENERGIA EN FUNCION DEL FACTOR DE  
CARGA DE COMPRA

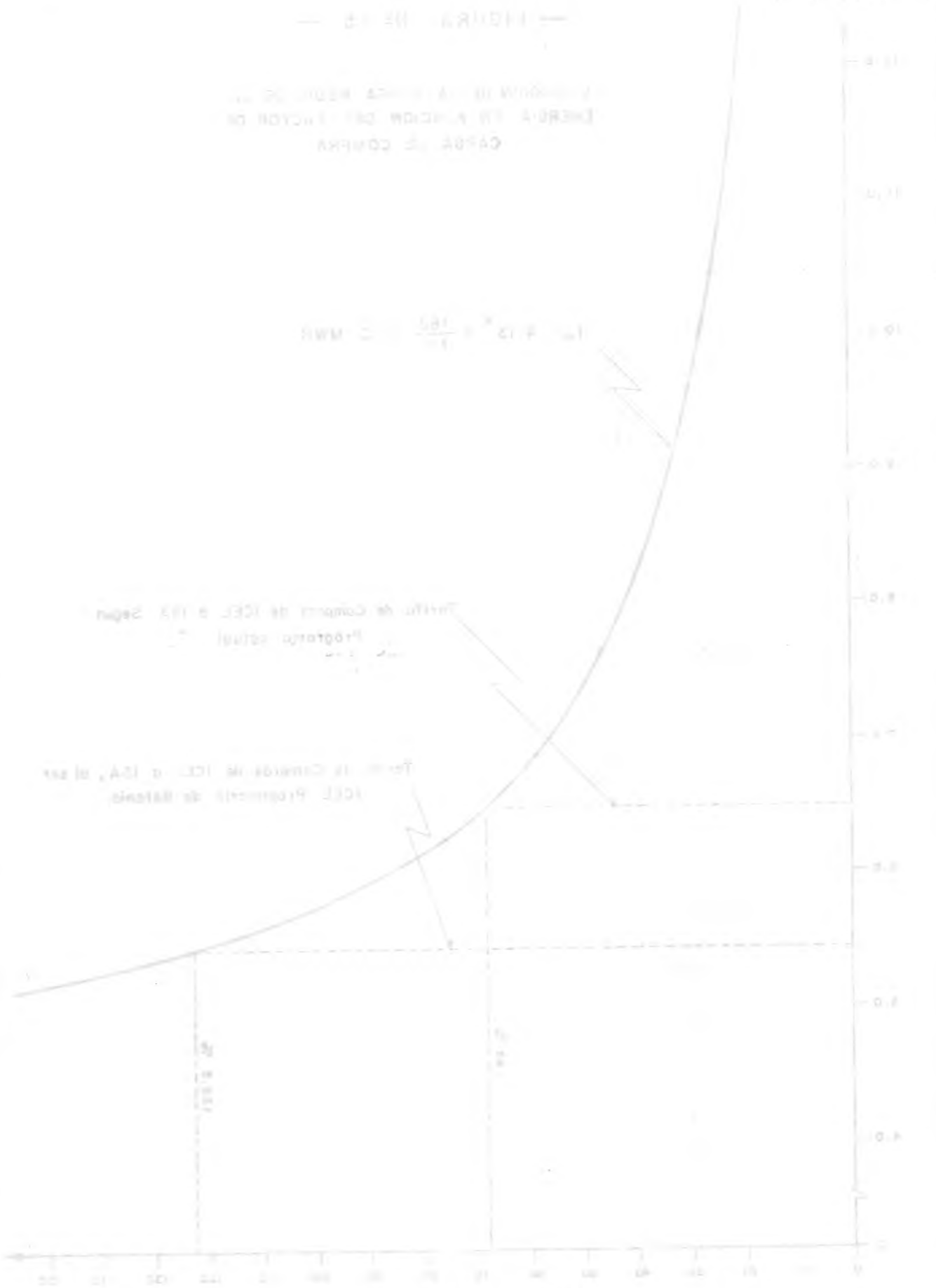


\* Costo ponderado del valor de la energía de verano e invierno

FIGURA 11.12

DETERMINACIÓN DE LA UTILIDAD ANUAL EN LA CENTRAL DE ENERGÍA EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE CARGA DE COMPRA

UTILIDAD ANUAL (%)



$$RWM = \frac{C_{12}}{C_{11}} \times 100$$

Tarifa de Compra de ICEL a ISA según el contrato actual

Tarifa de Compra de ICEL a ISA, al ser ICEL propietario de Betania

Este gráfico del valor de la utilidad de la planta de energía en función del factor de carga

de Betania, \$4.327 millones, con los ahorros por compras de energía y potencia a ISA, \$4.731 millones; se obtiene una utilidad neta, luego de pagar los costos anuales de la planta de

CONCLUSIONES

\$404 millones y una rentabilidad de la inversión del sistema ICEL en Betania superior al 9% en 1985.

En los años posteriores a 1985 las utilidades anuales por el sólo concepto de reducción del valor de las compras, debido a la reducción de la tarifa promedio por mejora del factor de carga, son también considerables. Este factor tarifario muestra la conveniencia económica de que el ICEL sea propietario de la Central Hidroeléctrica de Betania.

La construcción de la Central Hidroeléctrica de Betania por ICEL y sus Filiales fortalece una transferencia directa de recursos del Presupuesto Nacional a la provincia, propiciándose además, la descentralización de la generación eléctrica que impulsará el desarrollo regional.

La ejecución de la Central y sus Filiales de Betania por ICEL y sus Filiales fortalece la infraestructura técnica, administrativa y financiera de las Filiales participantes en el proyecto, aportando por consiguiente, importantes beneficios regionales.

CAPITULO VI

## CONCLUSIONES

- 6-1 Es necesario mantener un balance razonable entre la demanda y la capacidad instalada propia de los socios de ISA.
- 6-2 La ejecución de la Central Hidroeléctrica de Betania por ICEL y sus Filiales no modifica en modo alguno, las fechas previstas de puesta en operación de los proyectos del programa de generación en ejecución.
- 6-3 La construcción de la Central Hidroeléctrica de Betania por ICEL y sus Filiales permitirá una transferencia directa de recursos del Presupuesto Nacional a la provincia, propiciándose además, la descentralización de la generación eléctrica que impulsará el desarrollo regional.
- 6-4 La ejecución de la Central Hidroeléctrica de Betania por ICEL y sus Filiales fortalecerá la infraestructura técnica, administrativa y financiera de las Filiales participantes en el proyecto, aportando por consiguiente, importantes beneficios regionales.

6-5 No existen en el Suroeste del país proyectos hidroeléctricos lo~~s~~ suficientemente adelantados que sustituyan los beneficios económicos y sociales que aportará la construcción de la Central de Betania por ICEL y sus Filiales.

6-6 La construcción de la Central Hidroeléctrica de Betania por ICEL y sus filiales es factible técnica y financieramente.



CAPITULO VII

## RECOMENDACION

Iniciar, en el menor plazo posible, las gestiones técnicas, administrativas y los trámites financieros necesarios para ejecutar conjuntamente por ICEL y sus Filiales la construcción de la Central Hidroeléctrica de Betania.

20-XII-78  
OP-tder.

Propuesta para la ejecución de la central  
hidroeléctrica de Betania /Instituto Colombiano  
de Energía Eléctrica

333.914 I597p Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

FECHA