

Ministerio de Minas y Energía

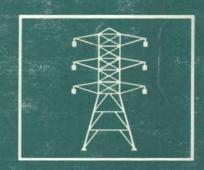
# SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION - TRANSMISION

RESUMEN EJECUTIVO









333.7932

Ei.1

1611s

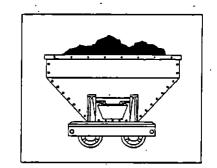
Interconexión Eléctrica S.A.

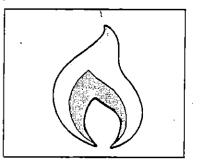
junio de 1992

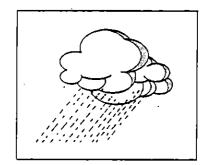
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

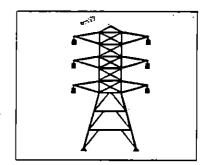
# PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION - TRANSMISION

# RESUMEN EJECUTIVO











ISA Interconexión Eléctrica S.A.

junio de 1992

# PROLOGO

Conscientes de que la historia sabrá juzgar los beneficios que la interconexión eléctrica le ha traído al país, fruto del planeamiento técnico de los sistemas de Generación y Transmisión elaborado por ISA durante sus 25 años de existencia, queremos con este documento entregar una nueva propuesta de expansión con los objetivos, estrategias y acciones que se deben llevar a cabo para lograr que el Sector Eléctrico siga siendo pilar del desarrollo del país.

Así mismo, queremos dedicar este trabajo al Ingeniero Héctor M. Hernández R., ya que sin su entrega incondicional como técnico y ser humano no habrían sido posibles los logros positivos alcanzados por ISA, ni Colombia tendría el grado de madurez en el área de planeamiento eléctrico que coloca a nuestro país como uno de los líderes en este campo en América Latina.

Oficina de Planeación ISA

# INDICE

		Pág.
	~	
	INTRODUCCION	1
1.	ANTECEDENTES	2
2.	OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS DE ACCION EN EL PLAN DE EXPANSION	2
3.	FASES PARA LA CONFORMACION DE LA ESTRATEGIA DE EXPANSION	5
4.	SUMINISTRO DE ENERGIA Y PROYECCIONES DE DEMANDA	6
5.	PERIODO DE ANALISIS	7
6.	OPCIONES DE EXPANSION	7
7.	ELEMENTOS PARA CONFORMAR LA ESTRATEGIA DE INVERSION	9
8 8.1 8.2 8.3 8.4 8.5 8.6 8.7 8.8	ESTRATEGIA DE INVERSION ESTRATEGIAS BASICAS ESTRATEGIA DE GENERACION ESTRATEGIA AMBIENTAL ESTRATEGIA DE TRANSMISION ESTRATEGIA PARA ESTUDIOS EN PROYECTOS CONVENCIONALES ESTRATEGIA PARA EL AHORRO Y LA EFICIENCIA ENERGETICA DESARROLLO DE LAS ESTRATEGIAS COSTOS ESTIMADOS PARA EL DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA	16 16 18 22 23 24 26 26 30
α	ACENDA DE DECISION V DI AN DE ACCION	22

# .

# INTRODUCCION

15

Se presenta un resumen del documento "PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACION-TRANSMISION" de junio de 1992, con las recomendaciones para la adopción de la estrategia de inversiones en los sistemas de generación y transmisión a alta tensión en el Sector Eléctrico Colombiano para el período 1998-2007.

El Plan está enmarcado en las pautas dadas por la Comisión Nacional de Energía -CNE- en el documento "Plan de Referencia para la Expansión Eléctrica - Lineamientos", CNE-012/92, de marzo de 1992, en concordancia con las políticas formuladas por el Gobierno Nacional para la reestructuración del Sector Eléctrico.

Estas recomendaciones presentadas por Interconexión Eléctrica S. A. -ISA- deben complementarse con los análisis financieros a cargo de la Financiera Energética Nacional S. A. -FEN-.

La aprobación de los planes de expansión de generación y transmisión corresponde a la CNE, y la adopción de éstos y la aprobación de las inversiones correspondientes al Consejo Nacional de Política Económica y Social -CONPES-.

En esta ocasión, además del mínimo costo como guía, se introducen cambios fundamentales para la conformación de la estrategia de inversiones, relacionados con la flexibilidad, la consideración de la incertidumbre, la no rigidez en el Plan y el análisis de la vulnerabilidad.

El Plan se ha elaborado con base en información y supuestos suministrados por las Empresas socias de ISA sobre sus sistemas eléctricos y los proyectos considerados para la expansión, parámetros económicos del Departamento Nacional de Planeación -DNP-, esquemas tarifarios de la Junta Nacional de Tarifas -JNT- y disponibilidades y precios de combustibles suministrados por CARBOCOL, ECOPETROL y CNE.

El avance de los análisis del Plan fue presentado a las empresas del Sector, DNP, Ministerio de Minas y Energía y CNE en reunión conjunta de los Comités de Planeación y Técnico del Sector Eléctrico, los días 13 de abril y 25 de mayo de 1992, en la última de las cuales también participó el Comité Ambiental del Sector. Adicionalmente se celebraron otras reuniones con funcionarios de la CNE para analizar los resultados y se ha mantenido informado en reuniones periódicas al Señor Ministro de Minas y Energía sobre el desarrollo de las actividades. Finalmente la versión preliminar de este documento se presentó a Junta Directiva de ISA el 11 de Junio de 1992.

Los resultados de los análisis, las políticas, las estrategias y las recomendaciones presentadas son elementos de juicio que se brindan a los decisores para conformar la estrategia de inversiones más conveniente para los sistemas de generación y transmisión, con la característica de ser flexible bajo condiciones de incertidumbre y con un mecanismo de revisión dinámica.

No se pretende aprobar o desaprobar proyectos, en su lugar, se señalan las características deseables de la estrategia de inversiones que deben guiar a los agentes. Los riesgos asociados a la ejecución de cada proyecto en particular deben ser asumidos por los inversionistas.

Interconexión Eléctrica S.A. - ISA - quiere agradecer al Ministerio de Minas y Energía y a la Comisión Nacional de Energía la confianza depositada en la Empresa para la realización de estos estudios. Igualmente, agradece la colaboración de las Empresas socias y de otras instituciones que han participado en esta tarea.

Este Plan de Expansión de Referencia le brinda al país novedosas estrategias para satisfacer adecuadamente las necesidades de energía eléctrica y aprovechar las ventajas que le ofrece el contexto internacional para optimizar la utilización de los recursos energéticos.

# 1. ANTECEDENTES

El último Plan de Expansión fue aprobado por Junta Directiva de ISA en diciembre de 1988 y por Asamblea General de Accionistas en marzo de 1989; el CONPES lo adoptó en septiembre de 1989. Se aprobó la construcción de los proyectos hidroeléctricos de Urrá I, Miel II y Porce II y los diseños de los proyectos hidroeléctricos de Nechí, Fonce, Porce III y Riachón y de unidades carboeléctricas de 150 y 300 MW. Posteriormente se decidió la construcción del proyecto de interconexión con Venezuela y la desviación del Río Ovejas al embalse Salvajina.

Los proyectos aprobados para construcción completaron sus diseños y tanto éstos como los autorizados para diseños están pendientes de financiación, razón por la cual ninguno ha iniciado las actividades respectivas. Para térmicas a carbón se completó la información con base en consultas a fabricantes.

De acuerdo con las políticas del Gobierno Nacional y por decisión del CONPES (Documento DNP-2534-UINF-DELEC, mayo 21 de 1991), en el Plan de Expansión de Generación se encuentra la continuación de la construcción del proyecto Urrá I.

# 2. OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS DE ACCION EN EL PLAN DE EXPANSION

La Reestructuración del Sector, El Proyecto de Ley Eléctrica y los Lineamientos de la CNE para el Plan de Expansión, han definido una serie de características y objetivos que se deben alcanzar en el Plan de Referencia del Sector Eléctrico. Los objetivos y características así como las estrategias de acción para la conformación del Plan se presentan en la Figura 2.1.

El Plan de Expansión será de Referencia -indicativo-, esto es, dará señales a los agentes públicos y privados para acometer proyectos de generación, de acuerdo con los análisis de los requerimientos futuros para la atención de la demanda, que presenten las soluciones más convenientes para el país. Asimismo, servirá de guía al Estado para tomar las decisiones correspondientes, y evitar que se presenten en el

futuro situaciones de racionamiento, ya sea en caso de requerirse la intervención del Gobierno Nacional como ejecutor directo de proyectos o a través de algunos de sus agentes para asegurar el cubrimiento futuro de la demanda.

4

Como su nombre lo indica -Referencia- este Plan no implica obligatoriedad, no hay secuencias específicas de proyectos, se trata de no hacer señalamientos directos, salvo contadas excepciones, para no obstaculizar el desarrollo de algunos proyectos que puedan ser de interés para los agentes, probablemente por diversas ventajas complementarias no relevadas por los criterios incluidos en los análisis de la expansión que, en algunos casos, pueden estar limitados para reflejar todos los beneficios derivados de la ejecución de un proyecto eléctrico. Desde luego que, en casos como éstos, los agentes deben estar dispuestos a asumir los riesgos asociados con la ejecución de cada proyecto.

El Plan de <u>Referencia</u> se enmarca en los lineamientos básicos fijados por el Gobierno en el documento publicado por el Departamento Nacional de Planeación -DNP- "Estrategia de Reestructuración del Sector Eléctrico", mayo de 1991. Entre los lineamientos se destacan la diversificación energética con participación creciente del gas, y la introducción de la competencia en ambiente de eficiencia con un marco regulatorio a cargo del Estado y con políticas para estimular la participación del sector privado. Los precios de los recursos deben reflejar los costos económicos y su asignación se regirá por criterios de rentabilidad económica y social. Se tendrá libre acceso a las redes de transmisión mediante el pago de los cargos respectivos.

Uno de los cambios fundamentales en el Plan de Expansión lo constituye el adoptar una estrategia flexible de inversiones y un Plan no rígido. Los dos conceptos diferentes en su connotación son complementarios y buscan que là estrategia adoptada se pueda modificar en la medida que cambien las condiciones futuras, que se comprometa en forma definitiva la menor cantidad posible de recursos financieros y que se mantenga siempre abierta la alternativa de incorporar nuevas opciones con mejores características que surjan en el futuro, reemplazando las menos atractivas.

45

ESTRATEGIAS OBJETIVOS Y CARACTERISTICAS REFERENCIA (INDICATIVO) . SUMINISTRO DE INFÓRMACION QUE ORIENTE LAS DECISIONES DE LOS AGENTES ECONOMICOS ACORDES CON LAS POLITICAS DE DESARROLLO DEL PAIS GARANTIZAR SUMINISTRO • SATISFACER LA DEMANDA CON ADECUADOS NIVELES DE CONFIABILIDAD, CALIDAD Y INTEGRAL CON EL SECTOR INTERRELACION CON OTROS SUBSECTORES ENERGET I COS ENERGET I CO ■ EFICIENCIA ENERGETICA ■ EVALUACION EXPLICITA DE LA OFERTA Y LA DEMANDA ENTRE SUBSECTORES ■ CONSIDERACION DE COSTOS DE OPORTUNIDAD DE ENERGETICOS ESTIMULAR EFICIENCIA

# ESTIMULAR EFICIENCIA COMPETENCIA PARTICIPACION PRIVADA PROYECTOS ESPECIFICOS DE EFICIENCIA ENERGETICA CAMPAÑAS DE USO RACIONAL SUMINISTRO DE INFORMACION SEÑALES DE PRECIOS PLAN NO OBLIGATORIO

E1 E14 ( B) E	
FLEXIBLE INVOLUCI	RAR PACTORES DE INCERTIDUMBRE
■ ANALISI	S DE ESCENARIOS FUTUROS
	OS EN TAMAÑO PROPORCIONAL EMENTO DE DEMANDA
■ CONSTDE	RACION DE OPCIONES ALTERNATIVAS
■ SEGUTMIE	ENTO PLAN DE ACCION
■ REVISIO	N DINAMICA
PLAN DE	ESTUDIOS

Figura 2.1 (1/2) OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS

÷

ESTRATEGIAS OBJETIVOS Y CARACTERISTICAS . NO SECUENCIAS DE PROYECTOS NO RIGIDO ■ PROYECTOS DE DIFERENTES TAMAÑOS ■ EVALUACION DE OPCIONES ■ RECOMENDACION DE DECISIONES ESTRICTAMENTE NECESARIAS POR PROYECTO MENOS VULNERABLE ■ UBICACION DE PROYECTOS CERCA A CENTROS DE CONSUMO ■ INCREMENTO DE LA FIRMEZA DEL SISTEMA ■ INTERCONEXIONES INTERNACIONALES # INVOLUCRAR RIESGO E INCERTIDUMBRE ■ DISTRIBUCION REGIONAL DE CAPACIDAD ■ OPTIMIZACION DEL USO DE LOS RECURSOS **ECONOM I CO** MINIMO COSTO COMO GUIA ■ CUMPLIMIENTO DE POLITICAS ECONOMICAS GLOBALES MACROECONOMICA Y FINANCIERAMENTE FACTIBLE ■ GARANTIZAR VIABILIDAD FINANCIERA DE LAS OPCIONES ■ IMPULSO A LA AUTOGENERACION Y COGENERACION ■ PARTICIPACION PRIVADA PARA DISMINUIR EL USO DE RECURSOS DEL SECTOR PUBLICO AMBIENTALMENTE FACTIBLE INCLUIR LAS ACCIONES PARA MINIMIZAR LOS IMPACTOS AMBIENTALES

OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS.

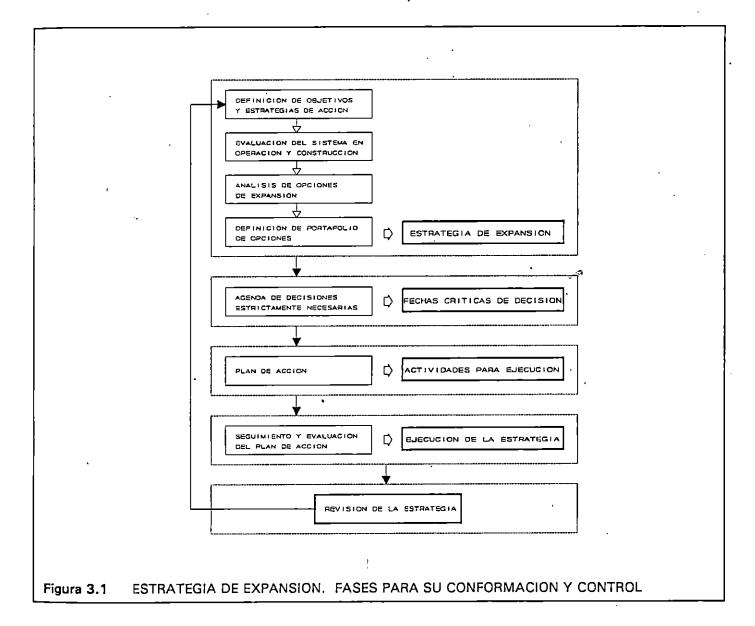
Figura 2.1 (2/2)

# 3. FASES PARA LA CONFORMACION DE LA ESTRATEGIA DE EXPANSION

Con el objeto de conformar, hacer el seguimiento, la evaluación y el control, además de la revisión de la estrategia de expansión eléctrica, tal que se asegure el suministro de electricidad en condiciones de eficiencia económica y energética, se ha definido el esquema presentado en la Figura 3.1.

La definición de los objetivos que se deben lograr con el Plan y las estrategias de acción para conseguirlos, constituyen la base para los análisis técnicos, económicos, financieros, ambientales y de flexibilidad, de tal forma que se permita la selección de un conjunto de opciones de expansión, sobre el cual se deben tomar las decisiones estrictamente necesarias para no comprometer inadecuadamente otras opciones disponibles en el futuro.

La agenda de decisiones sobre la cual se tendrá un plan de acción, con el programa de implementación y seguimiento de las actividades decididas, permitirá revisar la estrategia adoptada en la medida que se vayan revelando las condiciones futuras.



El análisis de las opciones para la generación y transmisión de energía permite encontrar un conjunto de estrategias de expansión que satisfacen los criterios de planeamiento en los aspectos técnico, de calidad, seguridad y confiabilidad. Continúa el proceso de selección, realizando los análisis económicos, de flexibilidad, ambiental y financiero que llevan a elegir un conjunto de estrategias para centrar el análisis en aquellas que cumplan los objetivos y criterios.

El análisis de flexibilidad se divide en tres partes: la flexibilidad económica, que evalúa las consecuencias de la incertidumbre; la vulnerabilidad, que mide el desempeño energético del sistema ante la ocurrencia de condiciones críticas; y la sensibilidad, que estima el efecto de cambios en parámetros no considerados en el análisis de flexibilidad económica.

Las variables de incertidumbre utilizadas son la demanda de electricidad, los costos totales de inversión de las opciones disponibles, la fecha de entrada en operación de los proyectos y los precios de los combustibles.

Las condiciones críticas usadas en el análisis de vulnerabilidad son: bajas hidrologías, similares a las presentadas en los años secos de 1958-1959, indisponibilidad de energía proveniente de Venezuela e indisponibilidad del sistema de transmisión en las distintas regiones del país.

El análisis de sensibilidad se centra en la variación de la tasa de descuento y en las posibilidades de participación privada en la generación de energía.

La evaluación ambiental se realiza con el fin de contribuir a una adecuada escogencia de los proyectos por parte del decisor o de los agentes económicos.

Los resultados que se obtienen son un criterio técnico interno del Sector Eléctrico y no viabilizan ni descalifican ningún proyecto. Es la autoridad ambiental, quien expide la licencia que da la viabilidad ambiental para la construcción de los proyectos.

Los criterios y metodologías aplicados fueron consultados y acordados con las empresas socias de ISA, DNP, MINMINAS e INDERENA, a través del Comité Ambiental del Sector Eléctrico -CASEC-.

Buscando una interacción armónica de los proyectos de generación eléctrica con el medio físico-biótico y el contexto socioeconómico y cultural en donde se localizan, se definieron los siguientes objetivos específicos en el análisis: Estimar los costos de las acciones ambientales, determinar los estudios ambientales complementarios y comparar cuantitativamente los proyectos de generación desde el punto de vista ambiental.

Para la evaluación ambiental se tienen, algunas limitaciones especialmente en cuanto a la información existente, por esta razón, se clasificaron los proyectos en tres grupos de acuerdo con el nivel de calidad de la información: Con información ambiental básica, información ambiental insuficiente, información ambiental escasa.

Con la evaluación de las estrategias de expansión y los análisis complementarios se llega a la identificación de las opciones flexibles que permitirán al decisor conformar la estrategia de inversiones para un período determinado con las soluciones de expansión más convenientes para el Sector y el país.

# 4. SUMINISTRO DE ENERGIA Y PROYECCIONES DE DEMANDA

El Sistema Interconectado Nacional a finales de 1991 tenía una capacidad efectiva de 8356 MW (22% de origen térmico) y una red de transmisión que comprende 524 km de líneas a 500 kV, 7096 km a 230 kV y 6340 km a 115 kV. La demanda atendida fue de 35585 GWh, con 27679 GWh de origen hídrico, 7647 GWh térmicos y el resto importaciones. El país viene soportando un racionamiento intenso desde marzo de 1992.

Están en construcción los proyectos de generación Guavio (1000 MW) y Riogrande II (322.5 MW) y la interconexión con Venezuela con capacidad final de transporte de 200 MW; en ejecución se encuentra el programa de recuperación de capacidad generadora (211.3 MW). De otro lado, se tiene un Plan de Emergencia que aporta recursos para acelerar la terminación de los proyectos anteriores, y adiciona una capacidad de 278 MW y el arriendo de 110 MW por un año.

En transmisión se construye el segundo circuito a 500 kV a la Costa Atlántica y las líneas a 230 kV Pasto-Tumaco y San Carlos-Comuneros programadas para entrar en 1993 y 1994 respectivamente. Próximamente se iniciará la construcción de las líneas 1a Mesa - Mirolindo y Bucaramanga - Ocaña - Cúcuta, además de la subestación La Reforma. Una vez se obtenga la financiación se iniciarán los proyectos a 230 kV, Cerromatoso - Urabá, Cuestecita - Valledupar v Pasto - Mocoa.

El sistema, sin el Plan de Emergencia, podría atender confiablemente una demanda anual de 47880 GWh y una potencia de 8330 MW, siempre y cuando se apropien recursos para asegurar su disponibilidad operativa

Acorde con los programas de masificación de gas propuestos por la CNE-ECOPETROL y DNP, se selecciona para los análisis del Plan de Expansión una frania de provección con tasas de crecimiento con límite superior 4.7%, valor de referencia 4.2% y límite inferior 3.4% para el período 1992- 2000 (Figura 4.1).

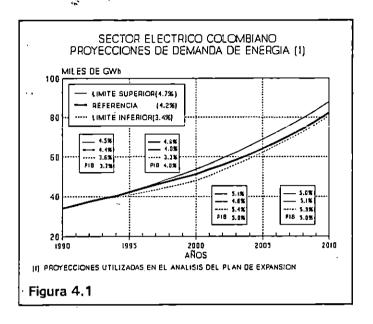
Estas proyecciones no tienen en cuenta el racionamiento que se inició en marzo de 1992 y cuya magnitud v duración totales no se conocen aún, así como los efectos que tendrá, desde los primeros años de proyección, el incentivo a un uso más racional de la energía eléctrica y la penetración acelerada de los sustitutos.

# 5. PERIODO DE ANALISIS

En el análisis de la expansión de generación transmisión del Sector Eléctrico se realiza una descomposición temporal en corto y mediano plazo, como se observa en la Figura 5.1.

Se considera como período de corto plazo los años en los cuales; con los programas enunciados en la figura citada, se atienden la demanda de energía y potencia. Corresponde a los años 1992 a 1997.

El período de mediano plazo está dividido en dos subperíodos, con el fin de facilitar el análisis. Para el primer subperíodo (1998 - 2002) se recomendará tomar las acciones de carácter obligatorio que son



necesarios para poder cumplir con los requerimientos actuales del mercado. Las recomendaciones dadas para el segundo subperíodo (2003-2007) están sujetas a modificaciones, dependiendo del comportamiento futuro del sistema, ya que por tratarse de un período lo suficientemente alejado en el tiempo no es aconseiable tomar decisiones de construcción que posteriormente lleven al Sector a incurrir en sobrecostos.

# **OPCIONES DE EXPANSION**

El Sector Eléctrico dispone de un catálogo actualizado de provectos con información normalizada para efectos de comparaciones técnicas y económicas.

La opción hidráulica está compuesta por cinco proyectos con diseño completo, Urrá I, Miel II, Porce II, Calima III (240 MW) y desviación del río Ovejas al proyecto de Salvajina; cuatro proyectos con diseño parcial, Miel I, Calima III (805 MW con desviación del río Cauca). Cañafisto y Urrá II y dieciocho proyectos con factibilidad terminada. La característica común de estos proyectos es un período de preconstrucción del orden de 5 años v otro de construcción del orden de 5 a 9 años; la fecha más temprana de entrada del primer proyecto hidroeléctrico es julio de 1999. La mayoría de los proyectos son de capacidad superior a 400 MW. El potencial total de esta opción es de 18655 MW y de

. 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007

ellos 1073 MW en ampliaciones a proyectos

Figura 5.1 PERIODOS DE ANALISIS EN EL HORIZONTE DE EXPANSION.

TOMA
DE
DECISIONES

existentes.

En lo referente a opciones térmicas se dispone de nueve proyectos carboeléctricos de tecnología convencional, con sus estudios de factibilidad minera terminados, cuatro de ellos con posibilidades de ampliación para un potencial de 2700 MW y fecha de entrada más temprana octubre de 1999.

Para las centrales que utilizarían gas natural, se han conformado proyectos con unidades tipo turbogás, stig y ciclo combinado desde 50 MW hasta 300 MW, cuyos presupuestos son de referencia. Se requiere confirmar la disponibilidad de suministro de gas para su factibilidad. En esta opción están los proyectos de repotenciación, que contribuirán a un aumento,

significativo de la eficiencia térmica de las unidades a vapor existentes en Barranquilla y Cartagena, su potencial es de 840 MW. Según recomendaciones de la CNE se consideran inicialmente 240 MW.

Con otros combustibles fósiles, se tiene la posibilidad de instalar una central térmica en el departamento del Meta consumiendo crudo de Castilla o gas.

Para otros proyectos que consumirían crudos pesados, diesel o coque se requiere confirmar la disponibilidad y garantía del suministro de combustible.

A nivel de interconexiones internacionales, con base en estudios preliminares, se tiene la ampliación de la Interconexión con Venezuela en 300 MW con posibilidades de conexión en Guajira, Norte de

60

Santander y Arauca, además se adelantan los estudios para una interconexión con Ecuador con una capacidad de transporte de 50 MW.

Por el sector privado se han presentado las propuestas hidráulicas de Ovejas (Antioquia) 12 MW y Santa Ana de 11 MW en Santafé de Bogotá, las térmicas de: Mamonal de 90 MW; San Jorge (carbón) de 100 a 200 MW, propuestos por Cementos del Caribe; ampliación en unidades diesel-gas de 7.5 MW, en Tolcemento; ampliación mediante ciclo combinado de 28.5 MW, en Cementos del Caribe; y los proyectos de cogeneración de 123.5 MW, que adelanta ASOCAÑA mediante uso de bagazo de caña, y el de ciclo combinado, de SMURFIT-Cartón de Colombia, con una capacidad de 110 MW.

En la Tabla 6.1 se resumen las opciones disponibles en el período 1998-2002 por parte del Sector Eléctrico y en la Figura 6.1 los costos unitarios de producción en función del factor de utilización.

La oferta hasta julio de 1999 (fecha de entrada más temprana del primer proyecto hidroeléctrico) es muy restringida y sólo está integrada por: la segunda interconexión con Venezuela, las repotenciaciones, plantas turbogás y las correspondientes al sector privado. A partir de octubre de 1999, la oferta se amplía básicamente por la disponibilidad de proyectos carboeléctricos e hidroeléctricos aprobados para su construcción en planes anteriores como Miel II, Porce II, Miel I, Desviación del río Ovejas y Riachón. Por información reciente de CVC, Calima III (240 MW) también podría estar disponible para este período.

En cuanto a su composición, hay 1837 MW hidráulicos, 2700 MW carboeléctricos, 300 MW por interconexión internacional, 240 MW iniciales a repotenciar de los 840 MW factibles, y plantas con base en gas (turbogás, stig, y ciclo combinado).

# 7. ELEMENTOS PARA CONFORMAR LA ESTRATEGIA DE INVERSION

De los análisis técnico-económico, de flexibilidad y ambiental se destacan los siguientes elementos con base en los cuales se conformará la estrategia de inversión:

- La alta composición hidroeléctrica del sistema actual y planeado, hace que sea vulnerable a eventos hidrológicos extremos de verano que puedan ocasionar racionamientos mayores a los límites permitidos.
- El ineficiente uso de la energía eléctrica por parte del sector residencial, al que corresponde un 50% del consumo, muestra la conveniencia de apoyar la estrategia de sustitución de electricidad por gas.
- Dado que el catálogo de opciones convencionales de expansión con que cuenta el Sector está limitado por su tamaño y sus características de regulación, se hace necesario adelantar estudios que permitan ampliarlo de acuerdo con las necesidades del sistema y los crecimientos de la demanda. En proyectos hidroeléctricos se deben buscar opciones de menos de 400 MW y también proyectos de gran regulación.
- En el campo térmico se requiere adelantar estudios pertinentes para proponer esquemas atractivos de desarrollo carboeléctrico y a gas.
- Incentivar la participación privada en proyectos carboeléctricos, a gas y pequeñas hidroeléctricas.
- Se han introducido algunas modificaciones menores al catálogo para adaptarlo a los requerimientos actuales con proyectos turbogás, de ciclo combinado, repotenciación, cogeneración y pequeñas hidroeléctricas. Se requiere de un gran esfuerzo en estudios en este campo, como estrategia fundamental para hacer flexible el Plan de Referencia de Expansión.
- Por la desigual distribución de la capacidad instalada, algunas zonas del país, que dependen en altos porcentajes de las redes de transmisión para la atención de su demanda, están sometidas a mayores riesgos de racionamiento. Lo anterior lleva a restricciones adicionales en la operación.

í,,

# Tabla 6.1 OPCIONES DE EXPANSION 1998-2002

				CAPACIDA				RANGO DE COSTOS INDICE								
PROY	ЕСТО	TIPO		ADICIONAL	T INA		INVERSION	INVERSION IN	INVERSION				TOTAL ENERGIA			
		(1)			ENERGIA		TOTAL			ENERGIA		сомв.	TRANS.	US\$/M\Vh		
			MW	MEDIA	OP. CONJ.(2)	FIRME (3)	US\$MILL.	US\$/kW	MEDIA	OP. CONJ.	FIRME	US\$/MWh	US\$/MWh	MEDIA	OPERACION	FIRME
		$ld_{-}$		GWh/Año	GWh/Año	GWh/Año		L	GWh/Año	GWh/Año	GWn/Año		•		CONJUNTA	
						_				_						
GAS	REPOT.(4)	TRE	120	630	-	840	89.3	744	26.3		19.7	5.7	0.9-1.0	32.9-33.0	_	26.3-26.4
	TURBO (5)	TGS	50	260		350	40.9	817	32.7	-	24.3	16.4	2.8-15.6	51.9-64.7	-	43,5-56,3
		τa	150	790	-	1051	63.2	421	19.8	-	14.9	16.7	2.6-20.9	39.1-57.4	_	34.2-52.5
		TGC	150	790		1051	90.0	600	20.6	ï	15.5	15.3	2.4-14.6	38.3-50.5	_	33.2-45.4
			300	1580		2102	170.3	568	20.5	_	15.5	15.3	2.4-14.6	38.2-50.4		33.2-45.4
		, ,													_	
CAR	BON	тсу	150	790		1051	232.6-249.3	1551-1662	43.5-46.5	-	32.7-34.9	8.1-10.2	1.1-7.1	53.8-63.5	-	43.0-51.9
			300	1580		2102	462.7-475.4	1542-1585	45.5-46.7		34.2-35.0	7.8-10.4	0.4-2.2	54.4-57.5	_	43.1-45.8
HIDRAULICO	OVEJAS	HD	-	195	195	180	24.9		17.9	17.9	27.0		ľ	17.9	17.9	27.0
	URRAI	н	340	1280	1176	960	416.0	1224	60.9	66.4	81.2		-	60.9	66.4	81.2
	URRA I (6)	н	340	1280	1175	960	312.0	918	45.7	49.8	60.9	-	1	45.7	49.8	60.9
	RIACHON	н	90	530	520	512	140.8	1564	37.4	38.1	38.7	-	-	37.4	38.1	38.7
	PORCE II	н	392	1910	2078	1438	397.3	1013	37.6	34.6	49.9	_	-	37.6	34.6	49.9
	MIELII	н	400	2010	1975	1000	396.6	991	36.6	37.7	73.6	-	-	36.6	37.7	73.6
	MIELI	н	375	1770	2201	1400	322.9	861	28.0	22.5	35.4	_	-	28.0	22.5	35.4

<sup>(1)</sup> H: Hidroeléctrica, HD: Desviación a una hidroeléctrica, TRE: Repotenciación, mediante adición de turbogás para formar ciclo combinado, TG: Turbogás, TGS: Turbogás tipo STIG, TGC: Térmica de ciclo combinado, TCV: Térmica de vapor con carbón.

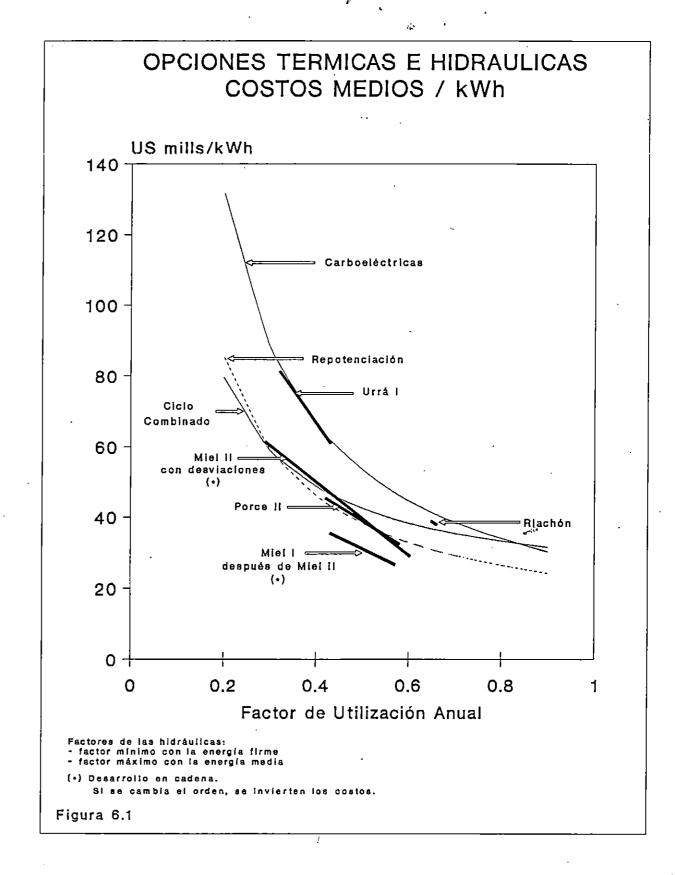
<sup>(2)</sup> Esta energía se obtine como el mínimo (S1,S2) donde S1 es la diferencia de demanda que el sistema atiende con y sin proyecto con nivel de confiabilidad del 91% y S2 es la energía media del proyecto.

<sup>(3)</sup> La Energía Firme de las plantas Térmicas corresponde a un factor de utilización de .80 . Para las plantas Hidráulicas se obtiene como la suma de Energía Firme de verano e invierno, operando de manera alsiada, con el criterio de conflabilidad del 91%.

<sup>(4)</sup> La información de la repotenciación corresponde al proyecto incremental, el costo del combustible y su transporte refleja el ahorro obtenido al remplazar procesos energéticos menos eficientes.

<sup>(5)</sup> La información técnica y los presupuestos de las plantas Turbogás y Ciclo Combinado son de referencia.

<sup>(6)</sup> En este caso la inversión del proyecto Urrá 1 se considera igual al 75% de la inversión total.



- En cuanto sea posible, se debe tener una oferta de proyectos equilibrada a nivel regional y en diversidad de tamaños, acordes con los incrementos de demanda previstos, a fin de no introducir rigideces en la estrategia de expansión y disminuir la vulnerabilidad de las diferentes regiones ante la indisponibilidad de líneas del Sistema Nacional de Transmisión.
- De acuerdo con los análisis de generacióntransmisión y dadas las características de los proyectos incluidos en el catálogo, en las circunstancias actuales el Sector requiere continuar o iniciar acciones de estudios, diseño, financiación y construcción de proyectos para el período 1998-2002 y adelantar estudios a diferentes niveles para el período 2003-2007.
- Los requerimientos de capacidad instalada para las diferentes proyecciones de demanda durante el período 1998-2002 se presentan en la Tabla 7.1. La magnitud depende de las características de los proyectos considerados y de las posibles evoluciones en la entrada en operación de los proyectos.

Tabla 7.1

REQUERIMIENTOS DE POTENCIA
PERIODO 1998-2002

CRECIMIENTO DE	REQUERIMIENTOS (MW)			
DEMANDA	MINIMO	MAXIMO		
3.4%	1040	1540		
4.2%	1460	2015		
4.7%	1840	2415		

■ En las distintas estrategias analizadas, al comparar los consumos históricos (año 1990) del carbón y el gas (932 miles de toneladas/año y 151 MPCD) con los proyectados para 1995, se presenta un incremento cercano al 50% en carbón, manteniéndose constante el gas, y para el período 2000-2002 se alcanzan incrementos en consumos de carbón entre el 150% y el 300%, y para el gas del orden del 35% si se consideran plantas que requieran cupos adicionales, de lo contrario se mantiene constante.

1

Entre las distintas proyecciones de demanda, las diferencias en los incrementos en generación y consumo oscilan entre el 15% y el 25% para el carbón del interior, variaciones pequeñas para el gas, y una amplia variación en el caso de los intercambios con Venezuela.

La máxima utilización del gas se alcanza en el año 2000 y empieza su disminución a medida que se incrementa el uso del carbón. Como ya se mencionó, si no se consideran plantas que requieran cupo adicional de gas, el suministro de este combustible se puede mantener alrededor de los 150 - 160 MPCD.

- Las opciones carboeléctricas, dentro de los análisis de las estrategias de generación trabajan a factores de utilización entre 0.7 y 0.85 para las distintas proyecciones de demanda. En la Costa Atlántica las opciones a gas presentan un factor de utilización anual entre 0.6 y 0.8 si hay reemplazo de generación en plantas menos eficientes; y si no hay esta posibilidad, presentarían factores entre 0.4 y 0.6.
- presentan menores costos de instalación y altas eficiencias térmicas, se recomienda hacer uso de opciones de repotenciación o ciclos combinados nuevos en la Costa Atlántica. Para optimizar la cuota actual de 160 MPCD que tiene esta zona del país para generación de electricidad, se encontró que se pueden instalar unos 600 MW adicionales con

la repotenciación de unidades en Barranquilla o Cartagena o con ciclos combinados nuevos. Para los 90 MW del proyecto privado de Mamonal y los 150 MW a instalar por CORELCA dentro del Plan de Emergencia 1992, se tendrá un cupo adicional de 40 a 50 MPCD.

- Los análisis de transmisión para el período 1998-2002 indican la necesidad de refuerzos de transmisión y compensación reactiva en las zonas de la Costa Atlántica y el Suroccidente del país. Se destaca la línea a 500 kV, San Carlos-Cartago-Cali, en tres etapas. Los análisis de transmisión indican la necesidad de instalar capacidad adicional de generación en estas zonas, con beneficios importantes para la operación del Sistema Interconectado.
- Los resultados de la flexibilidad económica indican la conveniencia de desarrollar una estrategia de expansión que incluya diversidad de recursos, con énfasis en proyectos térmicos a gas y carbón; la prioridad del refuerzo a la Interconexión con Venezuela, como elemento fundamental para flexibilizar la estrategia de expansión y para dar robustez al Plan; y la inclusión de recursos hídricos como complemento al aporte térmico.
- Los análisis de vulnerabilidad hidrológica refuerzan las bondades de incrementar la componente térmica del sistema, por los menores racionamientos que se presentan cuando se consideran hidrologías extremas.
- Los análisis de la vulnerabilidad a la Interconexión con Venezuela indican la importancia de este proyecto para la atención de la demanda; no obstante que se puede esperar una alta estabilidad en las relaciones a nivel técnico, con baja interferencia por factores geopolíticos, es aconsejable desarrollar una estrategia que permita beneficiarse de un proyecto como éste pero que minimice sus efectos en caso de salidas prolongadas de servicio; para estas situaciones resulta más efectivo un respaldo térmico.

El examen de la vulnerabilidad por transmisión refuerza la necesidad de disponer de generación adicional, lo antes posible, en la Costa Atlántica, en el Suroccidente del país y en el Nordeste.

7.5

En el caso de la Costa, además de Urrá I, se requiere de unos 270 MW para cubrirse contra posibles salidas de uno de los circuitos a 500 kV y de 480 MW en el caso de los dos circuitos, para mantener los niveles de racionamiento por debajo de los valores máximos permitidos.

En el caso del Suroccidente, los requerimientos serían de 300 MW ante salida de los circuitos a 230 kV desde La Esmeralda, de la línea a 500 kV o de la línea Betania-Popayán.

En el caso del Nordeste se requiere capacidad adicional de 450 MW para el año 2002, con el fin de cubrirse contra la vulnerabilidad. desarrollándola por etapas. La primera sería de unos 100 MW de la interconexión con Venezuela y debe entrar en operación lo más pronto posible, las otras etapas dependen de la evolución de la capacidad de exportación del sistema venezolano por esta zona, con las cuales se podría ampliar a unos 300 MW. En esta región a principios de siglo se requiere la instalación de 150 MW térmicos en Paipa. Si la capacidad de la interconexión con Venezuela es de 150 MW o menos, se requiere la construcción del proyecto Tasaiero II de 150 MW para que entre en operación hacia el año 2002.

La región central presenta la necesidad de instalar 150 MW hacia finales del año 2002, para disminuir la vulnerabilidad de esta zona.

En la estrategia de inversión que adopte el Sector, es necesario que se instale nueva capacidad en estas zonas. En cuanto sea posible, las características de esta capacidad deben ser tales que permitan cumplir con otros de los objetivos propuestos para la expansión de referencia del Sector.

120

La evaluación ambiental permite diferenciar varios grupos de proyectos como se resume en la Tabla 7.2.

De acuerdo con los anteriores elementos y basados en los análisis realizados a través de todo el estudio, se define el portafolio de opciones presentado en la Tabla 7.3, el cual servirá de base para la conformación de la estrategia de inversión del Sector Eléctrico Colombiano.

Para conformar la estrategia de inversión en estudios para atender las necesidades del sistema se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La disponibilidad de proyectos a gas diseñados para contratación rápida, como solución a contingencias o soluciones críticas con el objeto de darle flexibilidad al plan.
- Adelantar los estudios ambientales complementarios y la obtención de la licencia

ambiental para aquellos proyectos que se decidan y no posean un nivel adecuado de información.

14

- Estudiar la posibilidad de incorporar en los diseños carboeléctricos tecnologías mas avanzadas.
  - Desarrollar un programa de estudio en las diferentes cuencas y regiones del país, partiendo de estudios anteriores ejecutados a nivel nacional como el ESEE y el reconocimiento de proyectos de 10 a 100 MW que se adelanta actualmente a nivel regional.
  - El programa de estudios debe cubrir el campo de la generación termoeléctrica, incluyendo las investigaciones y estudios para explorar y confirmar la disponibilidad y confiabilidad en el suministro de los diferentes combustibles, los estudios complementarios sobre la factibilidad

Tabla 7.2 EVALUACION AMBIENTAL VS ENERGIA MEDIA

	ENERGIA MEDIA (GWh/año)				
IMPACTO AMBIENTAL	BAJA (0 - 1500)	MEDIA {1500 - 3000}	ALTA (> 3000)		
ALTO (> 0.30)	Urrá I		Upía		
MEDIO (0.15 - 0.30)	Cartagena IV		Arrieros del Micay (1) Sogamoso Nechí		
BAJO (< 0.15)	Amagá (150 MW) Ciclo combinado (150 MW) Ovejas Paipa IV (150 MW) Repotenciación. C/gena 3 Riachón Tasajero II (150 MW) Turbogás (50 y 150 MW) Zipa VI (150 MW)	Amagá (300 MW) Ciclo combinado (300 MW) Fonce La Loma (300 MW) Miel I Miel II Porce II San Jorge (300 MW) Tibita (300 MW)	Porce III Calima III (1) (2)		

<sup>(1)</sup> Falta información sobre impactos aguas abajo.

<sup>(2)</sup> Corresponde al proyecto de 805 MW.

Tabla 7.3

•
PORTAFOLIO DE OPCIONES PARA SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD JUNIO DE 1992 (1) PERIODO 1998 - 2002
OPCIONES A GAS
CARBOELECTRICAS
OPCIONES CON OTROS COMBUSTIBLES FOSILES
HIDROELECTRICAS
GENERACION PRIVADA
SEGUNDA INTERCONEXION CON VENEZUELA
LINEA A 500 kV (POR ETAPAS) SAN CARLOS – CALI
COMPENSACION REACTIVA
PROGRAMA DE ESTUDIOS
PROGRAMA DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGETICA
OPTIMIZACION USO SISTEMA EN OPERACION GENERACION Y TRANSMISION

La revisión permanente de la estrategia de expansión puede llevar a (1) cambios en el portafolio

de los proyectos de repotenciación en la Costa Atlántica, los estudios de factibilidad y diseño de proyectos con plantas turbogás en ciclos simples y ciclos combinados, los estudios de normalización de plantas térmicas, y las investigaciones sobre la implantación de nuevas tecnologías orientadas a incrementar la eficiencia de la generación termoeléctrica.

- Igualmente, se recomienda estimular el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW. asignando recursos para la realización de estudios y construcción de proyectos de estas características, con una adecuada orientación y planificación, por los importantes beneficios que pueden presentar, especialmente en el caso de comunidades rurales apartadas y para sustitución de combustible.
- Es necesario impulsar el programa de ahorro y eficiencia energética, que comprendería la promoción de nuevas modalidades de oferta energética, la optimización del uso de la infraestructura existente, el gestionamiento del mercado eléctrico y el programa de manejo de la demanda, entre otros.

# **ESTRATEGIA DE INVERSION**

# **ESTRATEGIAS BASICAS**

Acorde con los análisis planteados se recomienda desarrollar una estrategia de inversiones con las siguientes características básicas (Figura 8.1):

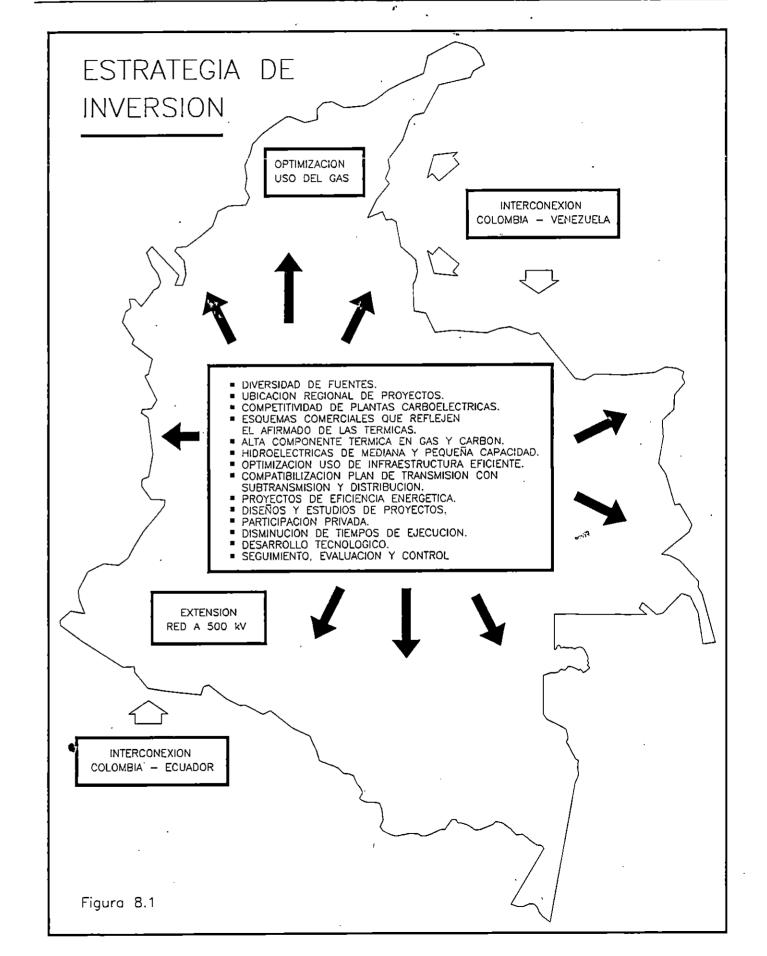
- Diversidad de fuentes
- Ubicación regional de proyectos
- Alta componente térmica en gas y carbón
- Mejoramiento de la competitividad de plantas carboeléctricas.
- Utilización de hidroeléctricas de mediana y pequeña capacidad

÷ .

- Optimización del uso de la infraestructura existente generación y transmisión.
- Extensión de la red a 500 kV hasta el Suroccidente del país.
- Compatibilización del Plan de transmisión con los de subtransmisión y distribución.
- Consideración del refuerzo a la interconexión con Venezuela como proyecto de respaldo y para dar flexibilidad.
- Adelanto de diseños y estudios de proyectos de generación, transmisión y ahorro y eficiencia energética.
- Ejecución de los proyectos piloto, para dar inicio en el corto plazo a los subprogramas de eficiencia energética planteados por el estudio de la CNE.
- Optimización del uso del cupo de gas en la Costa Atlántica.
- Impulso a la participación privada a través de legislación, regulación y esquemas comerciales
- Disminución de tiempos de preconstrucción y construcción
- Desarrollo tecnológico con especial énfasis en provectos térmicos a carbón y gas, y proyectos no convencionales.
- Modificación de los esquemas comerciales y operativos para que reflejen el afirmado del sistema por las plantas térmicas.

La adopción de un plan flexible, como el recomendado con estas estrategias básicas implica:

- Consideración explícita de la incertidumbre de las condiciones futuras.
- Sobrecostos adicionales en preconstrucción y construcción, con respecto a un plan rígido.



No toda la capacidad recomendada es para iniciar construcción inmediatamente. La necesidad de tomar decisiones se determinará de acuerdo con los cronogramas de construcción, los requerimientos de demanda y las estrategias básicas.

18

El adelantar acciones sobre los 2000 MW recomendados para construcción, los 300 MW de la interconexión con Venezuela y unos 300 MW del sector privado, le aseguraría al sistema atender la demanda con una confiabilidad superior al 95%, aún en la proyección de demanda con tasa de crecimiento 4.7%, y superior al 91% en el caso de la proyección de demanda del 5.1%, que corresponde a la tasa más alta presentada en el estudio; la energía firme del sistema con esta estrategia propuesta sería del orden de los 66000 GWh/año. Estos cálculos no consideran la capacidad que adiciona el plan de emergencia

Adicionalmente, para dar respaldo por vulnerabilidad en el período 1996-1997, a más de mantener la capacidad adicionada por el plan de emergencia, se debe disponer de la segunda interconexión con Venezuela o adeiantar la construcción de las opciones a gas propuestas para 1998, al menos en 150 MW, para que estén en operación en estos años.

### Distribución de Capacidad por Fuentes

Con base en los análisis de flexibilidad económica y vulnerabilidad se recomienda que los 2000 MW a construir para el período 1998-2002, tengan una composición de 67% térmico y 33% hidráulico, lo cual representa construir 1200 MW térmicos distribuidos en carbón y gas en partes iguales, adicionalmente es necesario adelantar el refuerzo a la interconexión con Venezuela, que en unión con los térmicos, totalizan 1500 MW que dan firmeza al sistema. Con esta distribución se logra una composición 68% hidráulica y 32% térmica, en este último porcentaje se incluyen las interconexiones con Venezuela, que representan un 4% del total.

En la Tabla 8.1 se discriminan los proyectos sobre los cuales se deben adelantar acciones para contar con esa capacidad y se especifica las capacidades mínimas en proyectos hidráulicos y térmicos que deben construirse para garantizar la atención de la demanda en el período 1998 - 2002.

- Necesidad de opciones disponibles acordes con la evolución de la demanda.
- Menores riesgos de racionamiento en el futuro.
- Toma secuencial de decisiones.
- No rigidez y agilidad en la toma de decisiones.
- Revisión dinámica.
- Mayor seguimiento y control por parte del Gobierno Nacional.
- Participación de varios agentes económicos (públicos, privados y mixtos).
- Mayor compromiso de los agentes participantes.
- Mayor velocidad de respuesta de los agentes participantes a los cambios en las condiciones futuras.

### 8.2 ESTRATEGIA DE GENERACION

### Requerimientos de Capacidad

De acuerdo con los análisis efecuados, se recomienda para el período 1998-2002:

- Construir 2000 MW adicionales por requerimientos de demanda.
- Disponer de 500 MW para respaldo a vulnerabilidad, incluída la interconexión con Venezuela y los proyectos privados.
- Adelantar acciones en otros 1500 MW de acuerdo con sus cronogramas para que puedan estar disponibles para dar fexibilidad al Plan.

Estos 4000 MW se deben distribuir en diferentes tecnologías y regiones.

# Tabla 8.1 ESTRATEGIA DE INVERSIONES DE GENERACION PROYECTOS PARA ADELANTAR ACCIONES (1)

	OPCIONES	CAPACIDAD MINIMA A CONSTRUIR PARA EL PERIODO 1998-2002 (2)	PROYECTOS DISP (3) (4)	ONIBLES	FECHAS LIMITES DE DECISION	RESPONSABLES (6)
	GAS Repotenciación/Ciclo Combinado Turbogás/Ciclo Combinado	600 MW	Certagena Berranquilla Suroccidente Cundinemerca/Meta <sup>17</sup>	360 MW 480 MW 150 MW	Primer trimestre 1993	CORELCA-Entes regionales Empr. Eléctricas -Entes regionales
NHCE%-C	CARBON	600 MW	Paipa IV Tasajero II Tibita San Jorga Zipa VI Amagá La Loma San Luis	150 MW 150 MW 300 MW 300 MW 150 MW 150 MW 300 MW 150 MW	Cuerto trimestre 1993	EBSA CENS-ISA EEB ISA-Entes ragionales EEPPM-Entes regionales CORELCA-Entes regionales ESSA-Entes regionales
D A D E S	HIDROELECTRICAS	800 MW	Urrá I <sup>(6)</sup> Porce II Miel I y Miel II Riachón Calima III Desv. Ovejas	340 MW 392 MW 375/400 MW 90 MW 240 MW	Tercer trimestre 1992	CORELCA-Entes regionales EEPPM CHEC-ISA-Entes regionales EEPPM-P ivados CVC-Entes regionales CVC
	VENEZUELA	300 MW	Cúcuta Guajira Arauca	300 MW <sub>.</sub>	·	ISA-Emp. eléctricas reg.
R E S P A	PRIVADO		Mamonal Asocaña Ovejas (Ant.) Santa Ana Cem. Caribe Smurfit-Cartón de Col.	90 MW 123 MW 12 MW 11 MW 155/255 MW 110 MW		Privados
0 L	PLAN DE EMERGENCIA	278 MW	Ecopetrol Corelca Importaciones	68 MW 150 MW 60 MW		

- (1) Para cada proyecto se debe adelantar la actividad siguiente en el cronograma de acuerdo con el estado actual del proyecto.
- (2) Estimada de acuerdo con los resultados del análisis de flexibilidad económica.

  (3) Para tener un plan flexible se deben adelantar acciones en por lo menos dos veces la capacidad mínima requerida.
- Proyectos propuestos de acuerdo con el catálogo disponible, en el futuro pueden presentarse modificaciones si aparecen nuevas alternativas.
- (5) Urrá I continúa construcción.(6) Propuesta de ISA. Los entes regionales corresponden a agentes públicos, privados o mixtos.
- (7) Puede desarrollarse para consumir crudo de Castilla.

Atlántica y Cundinamarca - Meta.

# Decisiones Estrictamente Necesarias para

En el caso de los proyectos a gas se requiere decidir durante los tres primeros meses de 1993 la construcción de los 600 MW recomendados.

Para los proyectos a carbón la fecha límite es finales

De todas maneras se recomienda dar la mayor prioridad a los proyectos térmicos, que son los que pueden entrar más pronto, de acuerdo con sus cronogramas de construcción, especialmente los de gas, para que estén en operación antes de 1998 de

Para los hidroeléctricos, además de Urrá I que debe continuar con sus actividades desde va, al menos uno de los otros proyectos con diseño (Porce II, Miel I, Miel II y Calima III) también debe continuar desde va con su cronograma de actividades para asegurar que entre en operación lo más pronto posible.

La Interconexión con Venezuela se debe acometer lo

# Otras opciones térmicas

Tasajero !!.

CARBOCOL.

Opciones Carboeléctricas

Para la zona central, de acuerdo con el análisis de vulnerabilidad, se presenta una necesidad de generación hacia el año 2002, por tanto se recomienda adelantar los estudios para disponer de una central térmica de 150 MW en el área del Meta. que podría utilizar como combustible crudo de Castilla o gas, si se confirma su disponibilidad.

En cuanto a las carboeléctricas es necesario adelantar

diseños y los respectivos estudios ambientales. A

corto plazo analizar las distintas alternativas de

desarrollo y suministro para mejorar la competitividad de este recurso, abundante en el país, frente a otras

opciones. Como estrategia de largo plazo dedicar

recursos humanos y técnicos a la investigación y desarrollo de este tipo de proyectos para incrementar

El examen de vulnerabilidad por transmisión en la zona

nordeste del país, plantea la necesidad de disponer de

generación adicional en el año 2001. Por tal razón, se

recomienda dar prioridad a los provectos Paipa IV v

La ubicación de las opciones carboeléctricas debe ser

seleccionada de acuerdo con las propuestas que se

presenten por parte de agentes públicos y/o privados

y de la disponibilidad y precio del carbón, por parte de

el desarrollo tecnológico del país en este campo.

También es prioritario realizar las acciones para disponer de opciones térmicas que utilicen combustibles como diesel, crudos pesados y coque.

# Opciones Hidroeléctricas

Respecto a los proyectos hidroeléctricos en diseño, se considera que es necesario continuar con sus programas de actividades para evitar que sufran desplazamientos adicionales en sus fechas de entrada mas tempranas, en atención a las incertidumbres que se tienen sobre las opciones a gas y carbón y la vulnerabilidad de Venezuela, como también por las limitaciones de la oferta disponible v los

En cuanto el recurso gas, se busca optimizar el uso de la cuota disponible que tiene el Sector, incrementando la productividad del parque térmico, con repotenciación o instalación de nuevas unidades de ciclo combinado, y por lo tanto se recomienda que se dé prioridad a la construcción de este tipo de proyectos en la Costa Atlántica con base en el cupo de gas que tiene disponible el Sector Eléctrico. Dadas las reservas de gas en Colombia, y la posibilidad de este combustible para usos diferentes a la generación de energía eléctrica, no parece conveniente impulsar la instalación de proyectos de gas que impliquen cantidades adicionales importantes de este combustible, hasta tanto no se tengan definiciones más claras sobre Cusiana, producción adicional en la Guajira o importación desde Venezuela. No obstante, es prioritario adelantar los estudios de factibilidad para plantas a gas en diferentes sitios del país, preferencialmente en el Suroccidente, la Costa

requerimientos del período 1998-2002, ante la necesidad de tener una estrategia flexible.

### Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Se recomienda estimular la explotación de estos recursos y contribuir a la realización de estudios y construcción de proyectos de estas características, con adecuada orientación y planificación.

Disponer de estos recursos trae al Sector, entre otras ventajas las siguientes:

- Permitirá extender la provisión de energía con recursos renovables a la frontera rural, apartada de los grandes centros de producción y consumo, mediante el uso de fuentes energéticas locales sin necesidad de líneas de interconexión.
- Posibilitará la sustitución de energía interconectada cuando los recursos se encuentran ubicados cercanos a pequeñas poblaciones y ciudades intermedias.
- Estimulará la generación de tecnología nacional de bajo costo, adecuada a las particularidades locales y regionales, y promoverá la investigación en materia de productos para pequeñas centrales hidroeléctricas.
- Incrementará la actividad inversionista, estimulando el capital privado para que participe en estas obras.
- Permitirá mayor participación de la ingeniería y la industria nacional.
- Creará mayores fuentes de empleo.

Se sugiere, entonces, que se le dé continuidad a estudios y diseños como los que adelanta el ICEL o puedan presentar otras entidades, que posibiliten las inversiones en este tipo de desarrollos.

### Generación Privada

Se considera importante apoyar el desarrollo de las propuestas de proyectos que se han venido presentando por parte del Sector Privado, que pueden representar unos 300 MW adicionales.

Una opción a la que se debe dar prioridad es la presentada por Cementos Caribe para adelantar el proyecto carboeléctrico San Jorge.

Así mismo, corresponde al Gobierno Nacional crear los incentivos para que el sector privado participe en el desarrollo de proyectos térmicos e hidroeléctricos, de pequeña y mediana capacidad, asegurando que estos inversionistas cuenten con las garantías y claridad en las reglas comerciales y operativas que le ofrece el proyecto de Ley Eléctrica; además de establecer los correctivos necesarios al esquema tarifario, permitiendo que los precios a nivel de generación de energía se formen siguiendo las pautas de un mercado competitivo.

Estos proyectos también requieren licencia ambiental para su ejecución.

# Valoración Proyectos Térmicos

Se debe propender por introducir modificaciones en los esquemas comerciales y operativos para reflejar adecuadamente el aporte de los proyectos térmicos al afirmado de la energía de los proyectos hidroeléctricos.

# Mantenimiento y Recuperación del Sistema en Operación

Es responsabilidad de las empresas garantizar la disponibilidad prevista en los estudios mediante un adecuado mantenimiento, la modernización de los equipos y planes de reposición cuando sea necesario. De lo contrario, los niveles de capacidad recomendados pueden ser insuficientes para satisfacer la demanda.

De acuerdo con las estadísticas de las empresas eléctricas colombianas y las experiencias

internacionales, se considera razonable una meta de i) disponibilidad del 85%.

Se debe desarrollar un seguimiento y control a los planes de mantenimiento y recuperación de capacidad instalada, para garantizar las condiciones óptimas de operación que se han supuesto en el desarrollo del estudio.

Una actividad que debe ser desarrollada en forma permanente es la evaluación de la vida útil y el estado general de cada una de las plantas en operación, la cual debe ser adelantada por alguna entidad reguladora o coordinadora (Ministerio de Minas y Energía, CNE o algún organismo que sea creado para el efecto).

# Períodos de Preconstrucción y Construcción

Con el objeto de dar flexibilidad y dinamismo tanto a la estrategia de expansión como a la toma de decisiones, se recomienda el buscar mecanismos ágiles y eficientes que permitan reducir los tiempos de estudios, financiación, contratación y construcción de proyectos de generación y transmisión.

# Proyecto Urrá I

De acuerdo con las políticas del Gobierno Nacional en el Plan de Expansión de Generación vigente se encuentra la continuación de la construcción de este proyecto.

El proyecto multipropósito Urrá I es una opción de alto interés regional para la Costa Atlántica, especialmente para el departamento de Córdoba, por los beneficios económicos de la regulación de caudales, la recuperación de 10000 hectáreas de ciénagas y la mejora del drenaje de 16000 hectáreas de zonas inundables, además de la complementariedad hidroeléctrica al sistema de generación térmica en esta zona del país.

Dado el estado del proyecto Urrá I, y con el fin de asegurar un desarrollo normal de sus actividades, y evitar problemas en la construcción y operación como ha sucedido con otros proyectos del Sector, se recomienda que se adelanten las siguientes acciones:

Definir la participación del Sector Agropecuario u otros agentes en los costos totales del proyecto para que sea económica y financieramente factible para el Sector Eléctrico. Según estudios preliminares elaborados por ISA, esta participación debe ser por lo menos del 25%. De otra forma, los costos de la expansión para el Sector Eléctrico serían superiores a los obtenidos con las otras opciones disponibles.

22

- Esclarecer las incertidumbres ambientales originadas por la regulación de caudales aguas abajo, asignar los recursos financieros para adelantar los planes de mitigación correspondientes y obtener la licencia ambiental por parte de las autoridades competentes.
- iii) Definir el esquema para la ejecución del proyecto y la estructura de capital.

Adicionalmente, se propone que el esquema de conexión de la central Urrá I sea de dos líneas de circuito sencillo a 230 kV en lugar de una línea a 500 kV, de tal forma que la primera se adelante al año 1994, para configurar la línea Cerromatoso - Urabá. La segunda entraría a ser parte integral de la central Urrá I.

Las principales ventajas de la anterior propuesta son:

- Reducir los costos de conexión del proyecto
- ii) Lograr evacuar la potencia y energía del proyecto con los criterios técnicos establecidos para medir la calidad y seguridad del sistema y ofrecer mayor confiabilidad al tener dos líneas en lugar de una.
- iii) Permitir mayor flexibilidad en el desarrollo del Sistema Nacional de Transmisión a menor costo.

# 8.3 ESTRATEGIA AMBIENTAL

Realizar los estudios ambientales para los proyectos de térmicas a gas, repotenciaciones y proyectos de ciclos combinados.

ISA	PLAN DE EXPANSION GENERACION - TRAN	ISMISION. RESUMEN EJECUTIVO
		F
	•	4
•	Adelantar los estudios ambientales complementarios para aquellos proyectos que así se decidan, previo a su paso a la etapa de	Betania-Mirolindo y el pr San Carlos-Cartago-Cali en
	diseño.	Los anteriores proyectos deben est totalidad antes del año 1999, esp
•	Estudiar la posibilidad de incorporar en los	Betania-Mirolindo y las dos pri

# liar la posibilidad de incorporar en los diseños de las térmicas, tecnologías mas avanzadas tales como el lecho fluidizado y ciclos combinados dado que brindan mejor calidad ambiental v pueden ser competitivas económicamente.

- Para todos los proyectos que pasen a las etapas de diseño o construcción deben adelantarse las gestiones tendientes a la consecución de las respectivas licencias ambientales, en caso de que no cuenten con ellas.
- Los proyectos del sector privado deben homologarse en cuanto a sus características ambientales de manera similar a lo desarrollado para los proyectos del sector público.
- Los proyectos que se consideren para avanzar a la siguiente etapa, bien sea esta de prefactibilidad, factibilidad o diseño, deben desarrollar los estudios ambientales correspondientes.

# **ESTRATEGIA DE TRANSMISION**

# Interconexión entre Regiones

Con base en los análisis de transmisión y de vulnerabilidad se recomienda adelantar todas las acciones necesarias para:

- Aumentar la capacidad de transporte de la línea a 500 kV del Sistema Central hacia la Costa Atlántica, mediante instalación de compensación en la subestación Chinú.
- Reforzar la transmisión al Suroccidente mediante la construcción a 230 kV de la línea

Betania-Mirolindo y el proyecto a 500 kV San Carlos-Cartago-Cali en tres etapas.

23

Los anteriores proyectos deben estar en servicio en su totalidad antes del año 1999, especialmente la línea Betania-Mirolindo y las dos primeras etapas del proyecto a 500 kV a Cali, la primera debe estar en operación para el verano de 1997 y la segunda para el verano de 1998. La fecha de entrada de la tercera etapa dependerá de la instalación o no de generación adicional en el Suroccidente del país.

En la Tabla 8.2 se presenta una descripción de los proyectos hacia la Costa Atlántica y el Suroccidente del país, los cuales se recomienda sean ejecutados por ISA.

# Interconexión Regional

En la Tabla 8.3 se presentan los proyectos regionales que se deben adelantar en las diferentes zonas del país durante el período 1998-2002 y que serán responsabilidad de cada una de las empresas regionales. Es necesario que cada una dé estas empresas adelante los estudios para compatibilizar este plan con los de subtransmisión, distribución, reducción de pérdidas y programas masivos de sustitución de energía eléctrica, por gas.

### Interconexiones Internacionales

ISA adelantará todas las acciones, lo más pronto posible, para que el proyecto de refuerzo a la Interconexión con Venezuela con una capacidad del orden de 300 MW cumpla su objetivo de proyecto de respaldo, dar flexibilidad y disminuir vulnerabilidad.

Las alternativas más atractivas en este proyecto son: La construcción en el corto plazo de un circuito a 230 kV entre las subestaciones El Corozo y San Mateo, con una capacidad de 100 MW; y en el mediano plazo, el segundo circuito Cuestecita -Cuatricentenario y la instalación del segundo circuito entre las subestaciones San Mateo y El Corozo.

ISA PLAN DE EXPANSION GENERACION - TRANSMISION. RESUMEN EJECUTIVO

Tabla 8.2

ESTRATEGIAS DE INVERSION EN TRANSMISION

PROYECTOS DE INTERCONEXION ENTRE REGIONES

8

	PROYECTO	FECHA
•	LINEA BETANIA - MIROLINDO, 230 kV, 1C	Diciembre 1997
■,	PROYECTO SAN CARLOS - CALI, 500 kV	
	PRIMERA ETAPA: COMPENSACION SERIE ESMERALDA - CALI, 2C	Enero 1997
	SEGUNDA ETAPA: LINEA SAN CARLOS - CARTAGO - SAN MARCOS, 500 kV, 1C (ENERGIZADA A 230 kV)	Enero 1998
	CONEXION 1C LINEA ESMERALDA - SAN MARCOS, 230 kV, A SUBESTACION CARTAGO CVC	Enero 1998
	TERCERA ETAPA: SUBESTACIONES CARTAGO, SAN MARCOS Y AMPLIACION SAN CARLOS 500 kV.	1999 - 2000
	ENERGIZACION A 500 kV DE LA LINEA SAN CARLOS - CARTAGO - SAN MARCOS	1999 - 2000
•	TRANSFORMADOR SUBESTACION CERROMATOSO, 300 MVA, 500/230 kV	Enero 1998
•	SUBESTACION URABA, 230 kV	Enero 1998
•	TRANSFORMADOR SUBESTACION CHINU, 150 MVA, 500/115 kV	Diciembre 1998
=	COMPENSACION PARALELO SUBESTACION CHINU (-75,+175 Mvar)	Julio 1999
-	COMPENSACION LINEA PALOS - ARAUCA	Diciembre 1998
•	CONEXION SUBESTACION SAN FELIPE A LA LINEA ESMERALDA - LA MESA	Diciembre 1999

Se recomienda adelantar los estudios de factibilidad técnica, económica y financiera de la interconexión Colombia - Ecuador a tensiones superiores de 115 kV.

# 8.5 ESTRATEGIA PARA ESTUDIOS EN PROYECTOS CONVENCIONALES

Esta estrategia tiene como objetivo fundamental el efectuar la programación de nuevos estudios en todos los niveles desde Reconocimiento hasta Factibilidad y Diseño que requiere el Sector, de acuerdo con las necesidades y perspectivas de expansión a largo plazo.

del sistema y el número de alternativas de decisión disponibles.

24

En el país existe un potencial de generación hidroeléctrico evaluado a nivel de Reconocimiento en el cual se encuentran proyectos por debajo de los 400 MW de capacidad, que en la actualidad se muestran más acordes con el crecimiento de la demanda y la estrategia de dar flexibilidad a la expansión.

Para suplir estas necesidades el Sector deberá incurrir en inversiones en estudios de Factibilidad en dos etapas, que representarían el contar con un potencial

15.

PROYECTO	AREA	RESPONSABLE
Línea Sabanalarga-Fundación Línea Sabanalarga-Ternera Compensación Valledupar (50 MVAR)	Costa Atlántica	CORELCA
S/E Balsillas a la línea Noroeste-La Mesa S/E Mirador a 2C Guavio-Circo	Cundinamarca	EEB
Línea Barbosa-Occidente Línea El Salto-Barbosa Línea Barbosa-Bello Línea La Tasajera-Bello	Antioquia	EEPPM
S/E Tuluá al circuito Cartago-Juanchito S/E Guabinas a los circuitos Alto Anchicayá-Yumbo y Yumbo-Pance Línea Guabinas-San Marcos	Valle del Cauca	cvc

de 1655 MW con factibilidad terminada en 1996 y continuar el reconocimiento de proyectos entre 10 y 100 MW actualmente en ejecución e incentivar el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas (menores a 10 MW).

Se propone que los estudios de Reconocimiento sean ejecutados en forma directa por las empresas con

recursos propios, dado que el nivel de inversiones es bajo.

Adicional a lo anterior, el Sector deberá ejecutar estudios complementarios de carácter técnico o ambiental, a algunos de los proyectos del Catálogo actual, con el objeto de completar su nivel de factibilidad e igualar sus condiciones de comparación, lo cual optimizará la base de evaluación de los Planes de Expansión.

En el campo de la generación termoeléctrica es prioritario acometer las siguientes acciones: ejecutar estudios para confirmar la disponibilidad de combustibles, bajo la coordinación de la CNE; adelantar y complementar los estudios y diseños de plantas turbogás con ciclos simples y ciclos combinados; realizar estudios de normalización de plantas térmicas; y adelantar investigaciones sobre la implantación en el país de nuevas tecnologías ya disponibles para la generación termoeléctrica, como estrategia orientada hacia la utilización más eficiente de los combustibles.

Como complemento necesario a la base de información, se propone además, ampliar el Catálogo de

proyectos a nivel de diseño básico para licitación, lo que se considera una medida en beneficio del proceso de optimización para la toma de decisiones relativas a la construcción de centrales para abastecimiento de la demanda.

En el caso de los proyectos carboeléctricos para unidades de 150 y 300 MW, se adelantarían los diseños adaptando los de proyectos ya desarrollados

en Colombia para ser contratados bajo la modalidad llave en mano; estos estudios pueden demorar alrededor de seis meses a un año y se podrían revisar según los resultados de los estudios de normalización de térmicas.

En la Tabla 8.4 se resume la recomendación de ISA, de acuerdo con la información disponible a la fecha. de los estudios a realizar en proyectos convencionales y los posibles responsables. Esta estrategia debe ser revisada con la información suministrada por otras empresas.

De esta forma, para fines de la década se podrá tener un Catálogo suficientemente amplio y sólido que permita tomar decisiones de expansión sobre una base más segura.

### 8.6 ESTRATEGIA PARA EL AHORRO Y LA EFICIENCIA ENERGETICA

Dado que el desarrollo e implementación del plan de Ahorro y Eficiencia Energética brinda grandes beneficios al país, se requiere de una amplia participación y apoyo tanto del sector público como del privado, para que la ejecución de sus programas tenga una estrategia definida de diseño, evaluación, monitoreo, financiamiento, regulación y asistencia. Estos proyectos, al igual que en otros países, se deben considerar como una de las opciones más importantes dentro de las estrategias de expansión, materializándolos en metas que sean un porcentaje de la demanda. Se sugiere como valor de referencia el 2% de la demanda para los años 1998-1999, cuando se está requiriendo la entrada de los nuevos proyectos.

Teniendo en cuenta la potencialidad que tiene el sistema existente, tanto de generación como de transmisión para incrementar su eficiencia a través de la modernización de sus equipos, el uso alterno de combustibles en plantas térmicas, la compensación de líneas de transmisión, entre otros, se recomienda adelantar la investigación en este campo que conduzca a la definición de proyectos específicos.

Es importante fomentar la utilización de recursos renovables no convencionales para la generación de

energía eléctrica, especialmente en zonas rurales o no interconectadas donde no sea técnica ni económicamente factible el suministro de energía a través de la red de interconexión.

Se debe incentivar la utilización de la energía eólica, solar, de biomasa y residuos sólidos urbanos, que podrían transformarse en programas importantes si son vinculados a planes de desarrollo regionales.

También es conveniente impulsar programas de gestión de carga que propendan por un aumento del factor de carga del sistema y de esta forma obtener beneficios tales como:

- Disminución de costos de operación.
- Disminución de requerimientos de capacidad instalada.
- Un mejor aprovechamiento de las plantas de carga base (aumento del factor de utilización de dichas plantas).
- Reducción de los costos medios de suministro.

Así mismo, se deben seguir adelantando los programas de reducción de pérdidas, con el fin de lograr la meta del 16% en el año 2002, con una disminución de 2 puntos con respecto a la meta actual.

En la Tabla 8.5 se resume la estrategia de inversión para el Ahorro y la Eficiencia Energética.

La responsabilidad del desarrollo y ejecución de esta estrategia estará a cargo de la CNE en coordinación con las empresas regionales.

### 8.7 **DESARROLLO DE LAS ESTRATEGIAS**

### Participación del Gobierno

El Gobierno Nacional deberá determinar los proyectos en que está interesado en participar o apoyar, fijando sus prioridades, así como aquellos en que desea la participación del sector privado.

Tabla 8.4 ESTRATEGIA EN ESTUDIOS

45

ESTUDIOS EN HIDROELECTRICAS	PROPUESTA DE ISA DE ENTIDADES RESPONSABLES
1. DISEÑOS HIDROELECTRICAS	
NECHI Ó PORCE III FONCE Ó SOGAMOSO · · PROYECTOS CUENCA RIO CALIMA Y MICAY RIACHON	EEPPM ISA CVC - EMCALI - CRC EEPPM
2. FACTIBILIDADES (1)	
ALTO ARAUCA (2) ALTO CAQUETA (2) ALTO PUTUMAYO (2) RIO ARMA (2) RIO SUMAPAZ (2) RIO POZO GUACAICA (2) EL QUIMBO ERMITANO	Empresas o entidades regionales ISA Empresas o entidades regionales ISA - EEPPM EEB CHEC Elect. Huila o entidades reionales EEPPM
3. ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS	
TECNICOS (PROYECTO NECHI) AMBIENTALES	EEPPM Todas las Empresas del Sector
4. OTROS ESTUDIOS  PROYECTOS ENTRE 10 Y 100 MW PEQUENAS CENTRALES HIDROELECTRICAS (<10 MW)	Todas las Empresas del Sector Todas las Empresas del Sector
	[

ESTUDIOS EN TERMOELECTRICAS	ENTIDAD RESPONSABLE
5. DISEÑOS TERMOELECTRICAS	
PAIPA IV TASAJERO II TERMICA SAN JORGE (300 MW) TERMICA TIBITA (300 MW) ZIPA VI LA LOMA (300 MW) (3)	ELECTROBOYACA CENS - ISA AMBIENTAL: ISA - CARBOCOL OISEÑO: ISA EEB EEB ISA
6. ESTUDIOS DE TERMICAS Y GAS	,
COMPLETAR FACTIBILIDAD REPOTENCIACION Y DISEÑOS EN TERMO-BARRANQUILLA Y TERMO-CARTAGENA	CORELCA
FACTIBILIDAD Y DISEÑO DE PLANTAS TURBOGASES EN CENTROS DE CARGA	CNE - ISA - EMPRESAS REGIONALES
NORMALIZACION PLANTAS TERMICAS (TV,TG,CC)	CNE - ISA - CARBOCOL - ECOPETROL
NUEVAS TECNOLOGIAS DE GENERACION TERMOELECTRICA	COORDINACION: CNE EJECUCION: ISA-ECOPETROL-CARBOCOL
DISPONIBILIDAD DE GAS Y COMBUSTIBLE	COORDINACION: CNE EJECUCION: ECOPETROL
PLANTA CON CRUDO CASTILLA O GAS	ELECT. META - Entidades regionales

Información disponible en ISA. La estrategia se debe revisar y complementar de acuerdo con la información suministrada por otras empresas.
 Estudios de Factibilidad en Dos Etapas (F2E)
 Requiere estudios hidrológicos para confirmar su factibilidad.

ISA	PLAN	DE	EXPANSION	GENERACION - TRANSMISION.	RESUMEN EJECUTIVO

28

# Tabla 8.5 ESTRATEGIAS DE INVERSION PARA EL AHORRO Y LA EFICIENCIA ENERGETICA

ĺ			
	PROGRAMAS DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGETICA		META PARA LOS AÑOS 1998-1999, 2% DE LA DEMANDA DE ENERGIA
•	OPTIMIZACION USO SISTEMA EN OPERACION GENERACION Y TRANSMISION	0	REPOSICION DE EQUIPOS ALARGAMIENTO VIDA UTIL U S O A L T E R N O D E COMBUSTIBLES PARA PLANTAS TERMICAS COMPENSACION
•	UTILIZACION DE RECURSOS R E N O V A B L E S N O CONVENCIONALES	0 0	ENERGIA EOLICA ENERGIA SOLAR BIOMASA RESIDUOS SOLIDOS URBANOS
•	EVALUACION DEL POTENCIAL DE AUTOGENERACION Y COGENERACION		AHORRO DE ENERGIA PRIMARIA
•	PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS	· · ·	META PARA EL AÑO 2000 16% DE LA DEMANDA DE ENERGIA

De acuerdo con los lineamientos del Gobierno, los agentes presentarán propuestas para la ejecución de proyectos, con sujeción a los requisitos establecidos.

El Gobierno estará atento a que se esté desarrollando la cantidad suficiente de proyectos para asegurar el cubrimiento de la demanda, caso contrario debe acometer su ejecución bien sea en forma directa o indirecta.

La participación del Gobierno se puede desarrollar con aportes accionarios de capital y con el otorgamiento del aval cuando se requiera, o sólo con esta última, en cualquier caso exigiendo las contragarantías necesarias.

# Toma de Decisiones de Inversión

En el caso de <u>los proyectos hidroeléctricos, además de</u>
<u>Urrá I que continúa su construcción, al menos uno</u> de
los proyectos con diseño (Porce II, Miel I, Miel II y
Calima III) debe continuar desde ya con sus
actividades, para garantizar que entre lo más pronto
posible y asegurar los 800 MW, requeridos en esta
opción.

En el caso de los proyectos carboeléctricos se deben iniciar diseños desde ya y, a más tardar, a finales del año 1993 se debe haber tomado la decisión de construir al menos 600 MW. De estos 600 MW, según los análisis de vulnerabilidad, se recomienda dar prioridad a la construcción del proyecto Paipa IV y Tasajero II. La definición de los restantes proyectos carboeléctricos dependerá de las diferentes propuestas que presenten los agentes económicos.

En el caso de <u>los provectos a gas, debe decidirse la construcción en el primer trimestre de 1993 de al menos 600 MW</u>, primero para asegurar el cubrimiento de la demanda en 1998, y segundo para cubrirse contra posibles eventos críticos antes de esta fecha, dada la vulnerabilidad del sistema a pérdidas de equipos de generación y a bajas hidrologías. <u>Estos provectos deben ubicarse en la Costa Atlántica, con repotenciación o con ciclos combinados nuevos</u>, dada la no definición de disponibilidad de gas por parte de ECOPETROL para otras regiones del país.

Los proyectos de <u>Interconexión con Venezuela se</u> deben acometer lo más pronto posible, para asegurar niveles adecuados de reserva.

# Actividades para Flexibilidad

Si paralelamente se acometen otros provectos por parte de inversionistas privados o públicos, pudieran presentarse desplazamientos en la fecha de entrada de los proyectos antes mencionados.

Otros proyectos incluidos en la agenda, que desarrollan sus actividades paralelamente y no decididos para construcción, continuarán avanzando hasta estar listos para iniciar su construcción. Estos proyectos son el respaldo a la flexibilidad y estarán disponibles para las siguientes decisiones. En un momento dado, si los agentes propietarios tienen la capacidad técnica, económica y financiera requerida podrían iniciar su construcción sin aprobación oficial y asumiendo los riesgos respectivos.

### Requisitos para la Ejecución de Provectos

Para dar ejecución a la estrategia de expansión propuesta y teniendo en cuenta que el Estado tiene la obligación constitucional de "asegurar la prestación eficiente del servicio de electricidad a todos los habitantes del territorio nacional", según artículo 365 de la Constitución Nacional, los agentes participantes deben cumplir los requisitos técnicos, administrativos y financieros que se exigen para su desarrollo, rigiéndose por el reglamento que expida el Gobierno o entidad competente para este fin.

### Esquema de Desarrollo de Proyectos

Para el desarrollo de los proyectos se contará con recursos de capital público y privado, y <u>es deseable conformar sociedades de economía mixta</u>. Se considera especialmente prioritaria la participación del capital privado en los proyectos térmicos.

Se deben adelantar las acciones para <u>crear los</u> incentivos que le permitan al sector privado participar en la expansión del Sector.

Es importante que <u>los agentes públicos participantes</u>, dentro de la preparación de su propuesta de esquema

agentes públicos para la construcción de los provectos se hará siempre y cuando éstos cumplan con todas las normas y reglamentos que demande la Ley según los incisos primero y último del artículo 333 de la Constitución Nacional, exigiendo además las contragarantías reales por el hecho, amparados en el artículo 20 del Proyecto de Ley Eléctrica, en el cual se estipula que "las decisiones de inversión en generación de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos".

# Seguimiento, Evaluación y Control

Así mismo, es obligación del Gobierno garantizar que se tomen las decisiones de modo tal que la estrategia de expansión adoptada esté compuesta por una oferta diversificada, dándole prioridad al uso del carbón y el gas para que así se le brinde al sistema la composición que le permita reducir su vulnerabilidad ante hidrología crítica e indisponibilidad del sistema de transmisión. El Gobierno debe designar los responsables para ejecutar el seguimiento y control de la estrategia y estar atento para que se revise oportunamente.

El desarrollo de la estrategia del Sector Eléctrico debe estar acorde con el entorno energético mundial, las perspectivas de integración energética con otros países, la realidad financiera nacional e internacional, el medio ambiente, la política macroeconómica y el marco institucional, regulatorio, competitivo, comercial y legal que definan la reestructuración del

sector y los proyectos de Ley Eléctrica y Servicios Públicos Domiciliarios.

# 8.8 COSTOS ESTIMADOS PARA EL DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA

Los costos estimados de la estrategia de expansión se

- Inversiones en proyectos de generación y transmisión.
- Costos de administración, operación v mantenimiento.
- Costos de combustibles de centrales térmicas.
- Inversión en estudios de proyectos convencionales de generación de energía.
- Inversión en el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética.

Las inversiones en proyectos de generación y transmisión no incluyen escalación ni gastos financieros, además sus cifras son presentadas en millones de dólares constantes de diciembre de 1990.

# Generación - Transmisión

La estimación de los costos de abastecimiento del sistema, para cada uno de los subperíodos de análisis. teniendo en cuenta las inversiones faitantes en el plan de ejecución y la proyectada para atender la demanda en el período 1998-2007, junto con los costos de AOM y combustibles se presentan en la Tabla 8.6.

En el período 1992-1996 los costos totales de abastecimiento en el Sector ascienden a 1947 millones de dólares (2251 millones de dólares corrientes) que equivalen a una anualidad de 389 millones de dólares promedio (450 millones de dólares corrientes).

Los costos estimados para el período 1997-2003 se estiman aproximadamente en 5493 millones de dólares (8183 millones de dólares corrientes) que equivalen a costos anuales del orden de 916 millones de dólares (1364 millones de dólares corrientes).

PLAN DE EXPANSION GENERACION - TRANSMISION. RESUMEN EJECUTIVO

Tabla 8.6

ESTRATEGIA DE INVERSION

COSTOS ESTIMADOS DE GENERACION - TRANSMISION

(Millones de dólares constantes de diciembre de 1990)

	PERIODO			
COSTOS	1992 - 1996	1997 - 2002	2003 - 2007	
INVERSION	898	3579	2305	
Generación Transmisión	500 398	3439 140	2149 156	
AOM	471	704	715	
OPERACION (1)	580	1210	1127	
TOTAL -	1947	5493	4147	

) Incluye compras a Venezuela

Se estima que los costos totales en el período 2003-2007 ascenderían a los 4147 millones de dólares (7633 millones de dólares corrientes) que representarían unos costos anuales aproximados de 829 millones de dólares (1527 millones de dólares corrientes).

Dado que los períodos de ejecución de los proyectos en el Sector Eléctrico son prolongados, para atender la demanda en el período posterior al 2007, se estima que en el período 1997-2002 habría que realizar inversiones en proyectos de generación del orden de los 115 millones de dólares (184 millones de dólares corrientes) y en el período 2003-2007 las inversiones ascenderían a 1621 millones de dólares (3152 millones de dólares corrientes).

El costo incremental promedio de generación presenta en el largo plazo una tendencia hacía valores entre 30 y 35 US mills/kWh para las tres proyecciones de demanda analizadas, con un valor esperado de 32.3 US mills/kWh.

El costo medio anual de transmisión presenta una tendencia decreciente, empezando en 8.5 US mills/kWh en 1993 y llegando a 6.5 US mills/kWh en el año 2002.

31

Los costos incrementales promedio de largo plazo de transmisión varían entre 3.3 y 4.2 US mills/kWh, dependiendo de la proyección de demanda y de la estrategia generación-transmisión.

# Estudios de Proyectos Convencionales

El plan de estudios se divide en dos fases, con el fin de racionalizar las inversiones y superar los inconvenientes de tipo operativo en la consultoría nacional, así como en la capacidad de las mismas empresas que administran los diferentes estudios y diseños. Se incluyen proyectos hidroeléctricos y térmicos a carbón, a gas y otros combustibles fósiles.

La primera fase contempla un programa de preinversiones en el Sector Eléctrico del orden de los

33000 millones de pesos a precios de 1991 (aproximadamente 47 millones de dólares) aplicado a los citados frentes de estudio, el cual deberá iniciarse en el segundo semestre de 1992 y finalizar en 1997.

Las inversiones de la segunda fase, que irían hasta el año 2000 con la continuación de diseños, se estiman del orden de los 18200 millones de pesos (26 millones de dólares) en consultoría nacional más 1.4 millones de dólares en consultoría internacional.

Así el total de inversiones en estudios de provectos convencionales asciende a los 75 millones de dólares. sin contar con otros estudios que podrían aparecer en el período y harían incrementar estos costos al orden de los 100 millones de dólares, que está alrededor del 2% de las inversiones en generación.

# Plan de ahorro y Eficiencia Energética

Las inversiones estimadas en el Plan de Ahorro v Eficiencia Energética, corresponden a la ejecución del programa de eficiencia energética que adelanta la CNE, estas inversiones ascienden en el corto plazo a 4.1 millones de dólares, discriminados en los tres subprogramas pilotos siguientes:

- i) Normalización, certificación y rotulado de electrodomésticos: 1.5 millones de dólares.
- Implantación de estándares de conservación de energía: 0.7 millones de dólares.
- Administración de la demanda: 1.9 millones de dólares.

No se tiene información sobre el costo de los subprogramas restantes que competen a:

- La definición de una política de precio adecuada, reflejando los costos económicos y relativos.
- La educación del público mediante un flujo adecuado de información, acoplado a un sistema de cumplimiento, basado en certificaciones y rotulados.

Ni tampoco de los costos de las actividades, una vez se tenga un panorama completo de las potencialidades de ahorro de energía, incluvendo todas las fuentes, y las condiciones institucionales que se requieren para lograrlas. En este aspecto se espera la creación del Centro de Conservación de Energía y la ejecución de un Programa de Eficiencia Energética que coordine la política en todos los sectores consumidores y todas las fuentes de energía.

32

# AGENDA DE DECISIÓN Y PLAN DE ACCION

Con base en la evaluación de las estrategias de expansión se conforma la agenda de las actividades necesarias a realizar durante los años 1992 y 1993, relacionadas con la oferta, la demanda, la transmisión, la integración con los otros subsectores energéticos, las interconexiones internacionales, la legislación, regulación y comercialización de la energía.

Todas estas actividades constituyen el elemento primordial para la toma de decisiones que conlleven a un Plan de Expansión flexible, que se adapte a la condiciones futuras tanto internas como externas al Sector Eléctrico y que permitan la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica de la población colombiana cumpliendo con los objetivos, estrategias v criterios formulados para la elaboración de este plan.

Se debe acometer la actividad siguiente en el cronograma para cada uno de los proyectos en la agenda. Estar en la agenda no implica aprobación para construcción. Si la actividad siguiente es construcción, el proyecto alcanza la situación de no retorno.

Como primera actividad para la complementación de la estrategia de inversión, una vez la CNE y el CONPES tomen las decisiones correspondientes, se debe proceder a conformar el Plan de Acción con las actividades, responsables, cronogramas, especificación de recursos financieros y técnicos, y demás aspectos necesarios para que la entidad a la que se asigne pueda llevar a cabo el seguimiento y control del Plan, en forma continua, para garantizar que se tenga una estrategia flexible y no rígida.

333.7932 I611s Ej. 1  CATALOGADO POR: HELPFILE LTDA  FECHA PEDIDO  PRESTADO A  FECHA DEVUELTO		de referencia, generación, transmisión : resumen ejecutivo/Interconexión Eléctrica S.A.		
FECHA PRESTADO A FECHA	333.7932		LPFILELTDA	
	FECHA PEDIDO		1	
	•			

