

Consejo Nacional de Operación CNO

ACTA DE LA REUNION No. 101 EXTRAORDINARIA

Fecha: 29 de julio de 1999
Lugar: Santa fe de Bogotá
Hora: 9.30 A.M.

ASISTENTES PRINCIPALES:

CHIVOR
CODENSA
CORELCA
EBSA
EEPPM
EMGESA
EPSA
ISA
ISAGEN
PROELECTRICA
TERMOFLORES
C.N.D.

Raúl Etcheverry
Pablo Tamayo
Andrés Yabrudy
Libardo Ramírez
Rafael Pérez
Luis Fredes B.
Bernardo Naranjo
Javier Gutiérrez P.
Alberto Olarte A.
Reynaldo Foschini A.
Fernando Gutiérrez
Pablo Corredor A.

INVITADOS:

CODENSA
EEB
EEB
EEPPM
EMGESA
ISA
ISA
ISA
ISA
UPME
CREG
CREG
CREG
CREG
CREG
M.M.E.
Consultor

Omar Serrano
Ernesto Moreno
Enrique Ayobi
Ana C. Rendón
Fabio Quitián
Carlos A. Naranjo
Ancizar Piedrahita
Mauricio Canal
Jorge Valencia
Fabio Sánchez
Angel Castañeda
Alfredo García
Fernando Barrera
Carlos F. Barrientos
Carmenza Chahín
Karen Shultz
Abraham Korman

Consejo Nacional de Operación CNO

SECRETARIO TÉCNICO:

Germán Corredor A.

Presidió la reunión el Dr. Alberto Olarte, representante de Isagen.

TEMARIO:

1. Informe Secretario Técnico
2. Resolución Pérdidas del STN
3. Resolución Calidad del STN
4. Resolución sobre flexibilización de exigencias para el cargo de capacidad
5. Resolución Generaciones de Seguridad y Restricciones de Seguridad

DESARROLLO DE LA REUNIÓN:

Después de verificar el Quórum, el Secretario Técnico, anuncia que se puede dar inicio a la reunión.

1. INFORME SECRETARIO TÉCNICO

El Secretario Técnico informa que el viernes 23 de julio se realizó en la CREG la reunión para tratar el tema de la aplicación de la resolución 19 de 1999 y otros aspectos relacionados con los contratos de distribución.

Se informa que la CREG considera que para el caso de usuarios no regulados no le parece viable modificar el plazo para la adecuación de CTs y PTs, por cuanto los mismos usuarios han manifestado que lo podrían hacer sin ningún problema. Para el caso de fronteras comerciales, se comprometió a analizar el plazo, para lo cual el Sub Comité de revisión y Vigilancia del SIC, en coordinación con el C.N.O., le presentará a la CREG un análisis de los cronogramas reales para cada empresa.

Respecto a los contratos de distribución, la CREG considera que, en el caso de no haber acuerdo entre el distribuidor y el comercializador, éste podrá registrar la frontera comercial aún sin firmar dicho contrato.

Siguiendo con su informe, el Secretario Técnico le plantea al Consejo la necesidad de definir un mecanismo para distribuir los recursos que se aportaron a la fiducia, como remanente de caja de los aportes de los miembros del Consejo durante los seis primeros meses, en los cuales operó el convenio con EMGESA. La situación se plantea ante el hecho que en algunos casos se hicieron retenciones y otros descuentos legales, que produjeron que a la cuenta del C.N.O. ingresaran cuotas diferentes por empresas. El Consejo acuerda, que para facilitar la distribución,

Consejo Nacional de Operación CNO

ésta se haga por partes iguales entre las empresas que estaban al día antes de la firma del contrato de fiducia.

Igualmente, solicita el Secretario que las empresas sugieran temas para tratar en el IV Seminario del Mercado de Energía Mayorista, que se realizará en Cartagena los días 18 y 19 de noviembre del presente año.

Se sugiere que se le dé énfasis al tema de comercialización, a los mecanismos de toma de decisiones, al problema de la estabilidad en las reglas y el impacto en los agentes.

Por último, el Secretario plantea la necesidad de que el Consejo conozca un informe del accidente ocurrido en Cartagena, en el cual murieron operarios de TRANSELCA y contratistas de Siemens. ISA informa que TRANSELCA está trabajando en eso y que en la próxima reunión dará el informe.

2. RESOLUCIÓN PÉRDIDAS DEL STN

La CREG hace una presentación de la filosofía de la Resolución y responde inquietudes de los miembros del Consejo.

El C.N.O., una vez analizada la Resolución propuesta, conceptúa lo siguiente:

- ◆ El Consejo en términos generales está de acuerdo con la metodología planteada por la CREG.
- ◆ Con el fin de hacerle seguimiento a los equipos de transmisión, una vez están en operación, sería deseable que la UPME efectúe auditorías periódicas sobre la condición física y técnica de los elementos del sistema de transmisión para verificar el cumplimiento de las condiciones iniciales sobre pérdidas. La UPME debe velar por el control y la minimización de las pérdidas del STN.
- ◆ Se debe aclarar con mayor precisión que tipos de consumos en subestaciones no se incluyen para el cálculo de pérdidas y cuales consumos debe comprar, como cualquier usuario, el propietario de los equipos y/o subestaciones.
- ◆ Debe revisarse con los transportadores la viabilidad de la medición de los consumos de auxiliares de forma separada para los activos del STN y los activos de conexión.

3. RESOLUCIÓN CALIDAD DEL STN

LA CREG hace una presentación de la propuesta. El C.N.O., después de debatir el tema, conceptúa lo siguiente:

Consejo Nacional de Operación CNO

- ◆ El Consejo está de acuerdo con establecer parámetros de calidad para el Sistema de Transmisión Nacional.
- ◆ Dado el carácter de agente pasivo de los transmisores y la forma de remuneración de la actividad (costo de reposición), se deben tener señales exigentes de calidad acordes con la estadística operativa del sistema, de tal manera que sea factible su cumplimiento, trazando una trayectoria de mejora de los índices en el futuro cercano, que lo induzcan a una alta eficiencia en el ejercicio de su gestión.
- ◆ Es muy importante establecer la relación entre los índices del STN con los índices de los sistemas de distribución (FES y DES). El distribuidor asume compensaciones a costo de racionamiento, mientras el transportador compensa en función de sus ingresos.
- ◆ Se debe establecer un procedimiento claro para que el CND defina los tiempos razonables para eliminar las causas de indisponibilidad, de tal manera que todos los agentes conozcan las reglas al respecto. Se podría establecer otro mecanismo donde el dueño del activo pudiera intervenir en la definición de estos tiempos.
- ◆ El desarrollo de índices de calidad requiere de un sistema de información estadístico adecuado, que hoy en día no existe en el sistema. Se debe establecer la forma de llevar las estadísticas y el procedimiento a seguir con los datos de los últimos años.
- ◆ Se debe analizar si las longitudes de las líneas influyen para establecer los índices. Igualmente, si la ventana de doce meses es la más adecuada para definir las tasas de falla de los elementos del STN. Es necesario diferenciar las tasas de fallas tanto de las líneas como de los equipos de las subestaciones del STN.
- ◆ Es importante escuchar a los transportadores para precisar los aspectos técnicos de detalle involucrados en la Resolución.
- ◆ Respecto a la calidad de la potencia, la CREG debe especificar otros aspectos relacionados con ésta como son Armónicos, efecto Flicker, Desbalances de fases y cual debe ser el tratamiento para cada uno de estos tópicos que hacen parte de la calidad del servicio.
- ◆ Se debe especificar que las evaluaciones de indisponibilidad se realizarán en forma mensual, aunque la definición sea para períodos anuales.

4. RESOLUCIÓN SOBRE FLEXIBILIZACIÓN DE EXIGENCIAS PARA EL CARGO DE CAPACIDAD

La CREG presenta el contenido de la Resolución y el Consejo, después de una profunda evaluación, conceptúa lo siguiente:

- ◆ El C.N.O. considera importante que se flexibilicen las condiciones para acceder al Cargo por Capacidad, sin embargo tiene comentarios a la propuesta de la CREG.

Consejo Nacional de Operación CNO

- ◆ Se debe establecer un procedimiento para las Auditorías, donde se identifiquen claramente los parámetros a auditar, las excepciones y los procedimientos. Estas auditorías se deben hacer sobre las plantas que no salen despachadas, puesto que a las otras se les verifica su disponibilidad en el momento mismo del despacho.
- ◆ Debe quedar claro si la disponibilidad a medir es de potencia, o de energía, o de ambas.
- ◆ Parece muy drástico eliminar del derecho del cargo por siempre a un generador cuando incumple con la disponibilidad. Si bien, el Consejo está de acuerdo con que esta es una falta grave, se deben establecer los casos específicos en que esto puede ocurrir. Un esquema de penalización podría ser el siguiente: A partir del momento en que se compruebe el incumplimiento de la disponibilidad en la estación de verano, se pierde la remuneración del cargo en los meses siguientes del verano y en la siguiente estación de invierno.
- ◆ En el caso de las plantas térmicas que permanecen fuera del despacho o bajo factor de utilización por un período largo, es injusto penalizarlas con la pérdida definitiva del cargo por capacidad, por un arranque fallido, que es normal que se presente en estos casos.
- ◆ Se podría pensar en un mecanismo de mercado secundario para transar CRTs, de tal manera que quienes no tengan disponibilidad la puedan adquirir de quienes les sobra disponibilidad que no ha sido remunerada por el cargo. Respecto a esta propuesta, CODENSA mostró sus reservas.
- ◆ No es claro a que CRT se refiere cuando se habla de penalizar por el incumplimiento de $0.9 \times \text{CRT}$. Se trata de la CRT promedio de la estación o de la CRT mensual? (Parece mucho más justo hacer la evaluación en forma estacional). El valor de 0.9 podría resultar muy drástico cuando se trata de fallas inesperadas y graves (rompimiento de calderas, daños en turbina o generador, etc.). Es importante destacar que no todas las causas de indisponibilidad se pueden catalogar como información falsa del generador
- ◆ Se debe estudiar un mecanismo para incentivar la terminación de los contratos de compra de gas que se firmaron a muy largo plazo, para colocar a todos los agentes del mercado en igualdad de condiciones.
- ◆ Se deben crear mecanismos adecuados para que los balances de disponibilidad de gas sean de público conocimiento de parte de los agentes. La forma como hoy se presentan hace que esta información no sea transparente para todos.
- ◆ La Fuerza Mayor debe ser una causa para el incumplimiento de la disponibilidad.
- ◆ TERMOFLORES, planteó respecto al Artículo 3º, que no es coherente en mercados competitivos, que la decisión de poseer un costo variable mínimo, con costo fijo alto, versus la decisión de otro agente de poseer costo variable alto, con un costo fijo bajo, sea desconocida y, por lo tanto el modelo de despacho del Cargo por Capacidad utilice el 50% del costo total de transporte de combustible. El considerar los valores negociados por cada uno de los

Consejo Nacional de Operación CNO

agentes del mercado es más coherente con la propuesta de resolución CREG 028/99.

5. RESOLUCIÓN GENERACIONES DE SEGURIDAD Y RESTRICCIONES DE SEGURIDAD

La CREG presenta la filosofía y los aspectos más relevantes de las tres Resoluciones propuestas. El Consejo analiza las propuestas y conceptúa lo siguiente:

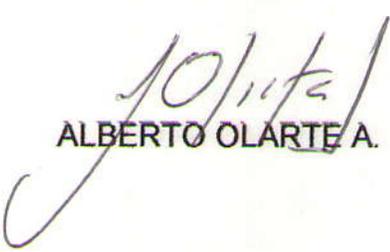
- ◆ El C.N.O. considera de gran importancia que se establezca la regulación definitiva sobre generaciones de seguridad y restricciones, teniendo en cuenta que el objetivo debe ser la disminución de los costos de estas restricciones, dentro de parámetros técnicos y económicos.
- ◆ La utilización del criterio N-1 y del VERPC, tal como lo establece la Resolución propuesta, incrementa las generaciones de seguridad y, por ende, el costo de las restricciones. Sería deseable definir los criterios y los niveles de confiabilidad a utilizar, con base en una evaluación técnica y económica del sistema colombiano. Por lo tanto, antes de tomar una decisión al respecto, se debe conocer una evaluación de los resultados económicos de la propuesta.
- ◆ El C.N.O. comparte la filosofía de que las restricciones las paguen los comercializadores, incluyendo estos costos en la fórmula tarifaria, pero la metodología que se implemente debe minimizar los costos y ubicarlos en un valor menor que el actual.
- ◆ Las reglas sobre precio a utilizar como remuneración a la generación de seguridad, podrían perder eficacia si el valor total de las restricciones se eleva demasiado.
- ◆ Es muy importante regular sobre restricciones y solucionar rápidamente el tema de generaciones y consumos de reactivos a nivel del STN. En ese sentido, se debe conocer una propuesta filosófica al respecto.
- ◆ Se estaría cambiando el paradigma económico del mercado colombiano, si en algún caso se remunera a los generadores por debajo del precio marginal (precio de bolsa). Con la propuesta se podría presentar ese caso. Igualmente, la metodología del $\min(\max\{P_{of}, P_b\})$, puede llegar a producir ofertas altas planas todo el día, que incrementan los costos de operación.
- ◆ Debe tenerse más claridad en el modelamiento y definición de las áreas operativas. La metodología que se proponga debe ser clara y objetiva para que pueda ser auditable por cualquier agente del mercado.
- ◆ Debe definirse claramente el alcance de las consideraciones económicas que debe tener en cuenta el CND en la definición de las áreas operativas y para la eliminación de restricciones.
- ◆ En la definición de generaciones de seguridad para las diferentes áreas operativas, es necesario aclarar el tema de la reserva rodante.
- ◆ Se ha identificado que en la operación, en el muy corto plazo, es imposible aplicar criterios probabilísticos para la generación de seguridad.

Consejo Nacional de Operación CNO

- ◆ Respecto al tratamiento del AGC, no es clara la forma en que operativa y comercialmente se manejará el esquema de holguras propuesto.
- ◆ Deben regularse, como todo monopolio, los precios de las generaciones fuera de mérito que por circunstancias topológicas se convierten en monopólicas.
- ◆ Los transportadores plantearon que el pago de restricciones por parte de ellos, como agentes pasivos, no es consistente. Por lo tanto se considera que las señales de eficiencia que se pasen a estos deberán estar en función del ingreso que reciben por la prestación del servicio.
- ◆ No se debería descartar del todo el desarrollo de un mercado de confiabilidad, que elimina definitivamente el problema de las restricciones.
- ◆ Es necesario aclarar los roles de la UPME y del CND respecto al planeamiento de la expansión del STN.
- ◆ La entrada en vigencia de la resolución debe tener en cuenta los tiempos de implementación por parte del CND y del MEM.
- ◆ En conclusión, el CNO considera que, por tratarse de un problema que afecta tan sensiblemente al mercado, se debe conocer con claridad el impacto económico de las medidas propuestas. El C.N.O., está dispuesto a prestar toda su colaboración para que los cálculos que se requieran se hagan de la manera más rápida posible.
- ◆ PROELECTRICA expresa su preocupación por la gran insistencia del C.N.O. sobre el tema del impacto económico de las restricciones, dejando a un lado un tema tan fundamental y delicado como lo es las condiciones en que se está prestando el servicio de energía a muchos usuarios del país, en términos de confiabilidad y calidad, asunto prioritario de conformidad con lo mandado por la Constitución Nacional y las Leyes 142 y 143 de 1994.

Siendo las 4:30 P: M. se da por terminada la reunión.

El Presidente,


ALBERTO OLARTE A.

El Secretario Técnico,


GERMAN CORREDOR A.



Agosto 4 de 1999

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
831451

Doctor
GERMÁN CORREDOR AVELLA
Secretario Técnico
Consejo Nacional de Operación
Carrera 69 No. 43B-44 Oficina 801
Santafé de Bogotá, D.C.

Asunto: Comentarios al borrador sobre conceptos del CNO, Reunión 101.

Las observaciones que de parte de EPPM se tienen al borrador citado, son:

1. Pérdidas STN

- En general sin observaciones.

2. Calidad del STN

- En el 2º punto, se consideró que dado el carácter de agente pasivo que se le quiere dar al STN, se deben tener señales exigentes de calidad acordes con la estadística operativa, la responsabilidad y alto impacto económico de este agente en el mercado, que lo induzcan a una alta efectividad en el ejercicio de su gestión.
- En el tercer punto, se dijo que se debía tener coherencia con el grado de exigencia que se esta haciendo al distribuidor, pues este asume compensaciones a costo de racionamiento, cuando el transportador se le exige compensaciones en función de sus ingresos.
- El esquema de calidad en el STN y en los sistemas de transmisión regional y de distribución debe tener tratamientos semejantes en el tema de la calidad, no se entiende como a un agente que se estableció con cero riesgo y con cargos a costo de reposición no se le exija en forma similar a las otra dos etapas del sector eléctrico señaladas.
- En el 7º punto, de acuerdo al desarrollo de la reunión, debe decir: los transportadores solicitaron a la CREG ser escuchados para precisar sus planteamientos técnicos con respecto a la resolución planteada.

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
831451

Hoja 2

3. Flexibilidad de exigencias para el cargo de capacidad

- Consideramos como EMGESA que se debe adicionar un comentario en el punto de penalizar el 0.9XCRT, estimamos que el 0.9 es elevado ya que los problemas técnicos en las máquinas pueden ser de especial magnitud y de carácter completamente súbito.
- Se deben crear mecanismos que dirijan los contratos de suministro de gas de largo plazo vigentes hacia la flexibilización que se pretende con la resolución, dado que en el pasado el marco de reglamentación y las condiciones del sector gas eran absolutamente diferentes.
- Se deben crear los mecanismos adecuados para que los balances de disponibilidad de gas sean de público conocimiento de parte de los agentes, la forma como hoy se presentan, hacen que la oferta de gas no sea claramente visible por todos.
- En el punto 4°, la propuesta de penalización esbozada queda más clara como la plantea EMGESA y esa fue la discutida en el CNO, (cuando se compruebe el incumplimiento en la estación de verano, se pierde la remuneración en los meses siguientes).

4. Generaciones de seguridad y restricciones de transmisión

- En el tercer punto, lo manifestado fue, el CNO comparte la filosofía de que las restricciones las paguen los comercializadores, pero la metodología que se implemente debe minimizar los costos y ubicarlos en un valor menor que el actual. Aspectos como el de manejar el criterio de confiabilidad VERPC podrían llevar a una elevación de los costos por encima de los niveles actuales.
- En el 5° punto, como esta redactado en el documento indica que para regular sobre restricciones se requiere tener definido el tema de reactivos, esto no se estableció en la reunión y puede dar lugar a condicionar la resolución de restricciones. Se podría decir que el CNO considera que una vez se defina el tema de las restricciones a continuación se desarrolle el tema de los reactivos en forma consecuente.
- En el 7° punto, con relación a como se modelan las áreas se hace la observación que actualmente no es solo hasta el nivel del STN.



Hoja 3

Empresas Públicas de Medellín E.S.
831451

- Se debe adicionar el punto de que se considera que las generaciones fuera de mérito que por las circunstancias eléctricas las conviertan en un monopolio por no existir la posibilidad de competencia, deben regularse los precios de oferta de la energía asociada. Se considera que este punto es básico.
- El impacto que las restricciones están produciendo en el mercado es tan elevado que se considera que se debe proceder a implantar las resoluciones con sus ajustes pertinentes, incluso dejando a un lado el tema del VERPC para su estudio.

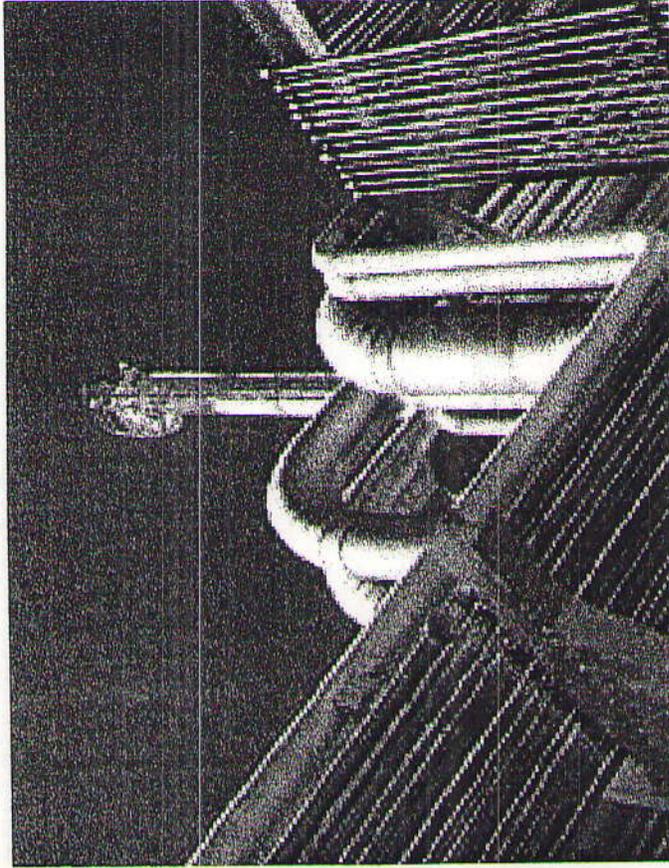
Atentamente,


RAFAEL PÉREZ CARDONA
Subgerente Transacciones Energía

LMET



PANORAMA ENERGÉTICO CONSEJO NACIONAL DE OPERACION



Santafé de Bogotá, 22 de julio de 1999

Documento ISA UENCND 99 - 290





INDICE

- Situación Actual
- Situación Hidroclimática
- Análisis Energético Largo Plazo
- Conclusiones y Recomendaciones

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO



SEGUIMIENTO DE PARAMETROS DEL S.I.N. JULIO 18 DE 1999

JULIO DE 1999	ACUMULADO REAL A JUNIO 30 ACUMULADO REAL	ACUMULADO REAL A JULIO 18 ACUMULADO REAL	ESPERADO A JULIO 31 (1)		
			HÚMEDO	MEDIO (2)	SECO
APORTES HIDRÓICOS (2)	(GWh) 4.501,88 (GWh/día) 150,06 (% de media) 98,56	1.774,44 98,58 63,80	5.923,0 191,1 123,3	5.182,4 167,2 107,9	3.868,2 127,9 82,0
EMBALSE	(GWh) 11.288,5 (%) 78,54	11.150,87 77,76	11.803,5 82,3	11.782,1 82,2	11.597,7 80,9
EMBALSAMIENTO PROMEDIO	(GWh/día) 13,0	-6,43	17,5	18,8	10,8
VERTIMENTOS	(GWh) 1.377,3 (GWh/día) 45,9	464,75 25,82	2.393,2 77,2	1.674,0 54,0	642,5 20,7
GENERACIÓN HIDRÁULICA	(GWh) 2.852,8 (GWh/día) 95,1	1.559,93 86,68	2.988,2 96,4	2.988,2 96,4	2.987,9 96,4
GENERACIÓN TÉRMICA	(GWh) 558,0 (GWh/día) 18,5	454,83 25,27	556,7 18,0	558,7 18,0	557,0 18,0
IMPORTACIONES INTERNACIONALES	(GWh) 0,0 (GWh/día) 0,0	0,46 0,03	0,0 0,0	0,0 0,0	0,0 0,0
DEMANDA	(GWh) 3.413,2 (GWh/día) 113,8	2.018,29 112,13	3.544,9 114,4	3.544,9 114,4	3.544,9 114,4

Indicador de Gestión de Demanda, Generación Térmica y Aportes Hidróticos:

$$(D_s - D_r) + (G_T - G_Te) + (Imp_r - Imp_e) + (Apo_r - Apo_e) = \text{GWh/día}$$

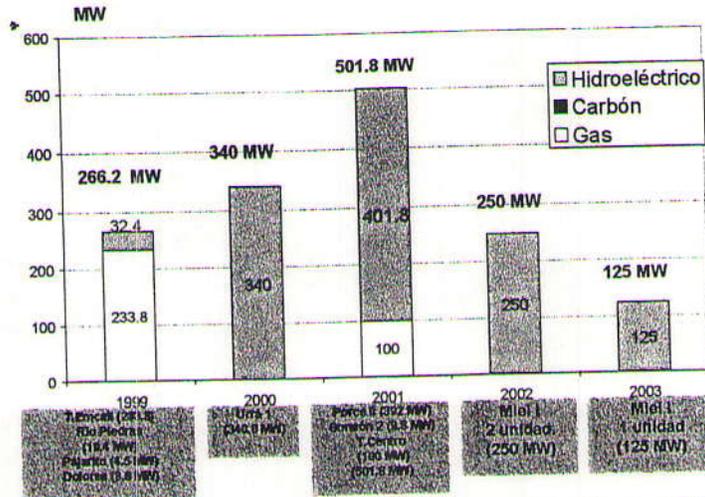
	⊖	⊖	⊖
	-82,92	-59,03	83,11

(1) Valores tomados de las corridas del modelo de optimización (MPODE) del 1 Julio de 1999 para un horizonte de 24 meses, utilizando un escenario de demanda elaborado por el CND de ISA el 1 Junio 89 y el Plan de Expansión UPME del 16 de Junio de 1989.
(2) Incluye la totalidad de los ríos monitoreados y no monitoreados del Sistema Interconectado Nacional a partir de febrero. El valor real está sujeto a cambio de acuerdo a información de Empresas de Energía de Bogotá.
(3) Corresponde al escenario pronosticado por el Subcomité Hidrológico de Junio de 1999.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO



PLAN DE EXPANSIÓN



Fuente: UPME avance Plan de Expansión (Junio 15/99)

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO

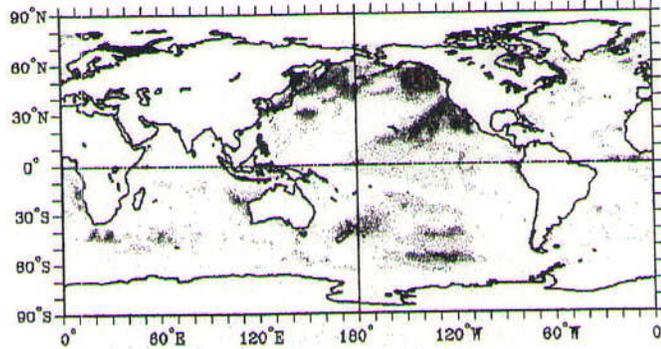


SITUACION HIDROCLIMATICA

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO



ANOMALIAS DE LA TEMPERATURA SUPERFICIAL DEL MAR



SST ANOM 7/ 4/99- 7/10/99
Base Period: 1982-96

Continúa el debilitamiento de las anomalías de la temperatura superficial del mar (TSM) a lo largo del océano Pacífico tropical. Persiste un leve enfriamiento del Pacífico Ecuatorial Central y normalización de la TSM sobre gran parte del Pacífico tropical. Ligero calentamiento a lo largo de la costa Chilena.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO



APORTES ENERGÉTICOS AL SEC

REGION	BIOSERIE	1997					1998												1999								
		AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL		
ANTIOQUIA	BAÑO																										
	BOYACÁ																										
	BOYACÁ																										
	BOYACÁ																										
	BOYACÁ																										
	BOYACÁ																										
ORIENTE	BOYACÁ																										
	BOYACÁ																										
	BOYACÁ																										
CENTRO	BOYACÁ																										
	BOYACÁ																										
	BOYACÁ																										
VALLE	BOYACÁ																										
	BOYACÁ																										
	BOYACÁ																										
	BOYACÁ																										

% DE LA MEDIA	COLOR	COMPORTAMIENTO
<40%	[White]	EXTREMO SECO
40%-50%	[Light Gray]	CRITICO SECO
50%-70%	[Medium Gray]	MUY POR DEBAJO DE LA MEDIA
70%-90%	[Dark Gray]	POR DEBAJO DE LA MEDIA
90%-110%	[Black]	NORMAL
110%-130%	[Light Gray]	POR ENCIMA DE LA MEDIA
130%-150%	[Medium Gray]	MUY POR ENCIMA DE LA MEDIA
>150%	[Dark Gray]	CRITICO HUMEDO

Información actualizada hasta el 10 de julio de 1999

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO



SITUACION ACTUAL

La reducción actual de las precipitaciones sobre las cuencas hidrográficas asociadas con la región de Oriente se explica por la presencia continua de vientos del Sudeste, provenientes del Brasil, los cuales dada su intensidad no permiten el desarrollo de la convección, suprimiéndola en la mayoría de los casos, o desplazándola hacia el norte y noroeste del país.

Adicionalmente, las ondas tropicales que regularmente influyen sobre el régimen climático colombiano se han desplazado hacia el norte del mar Caribe.

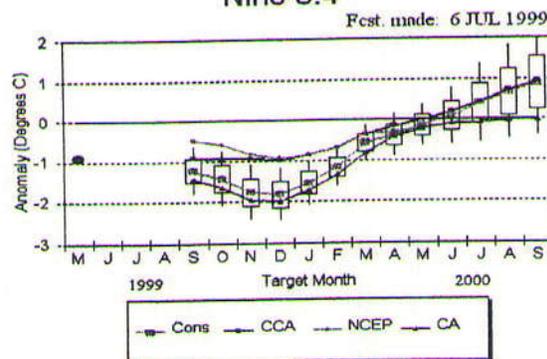
Esta situación sinóptica no había sido prevista por ninguna agencia climática.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO



PRONOSTICOS DE ANOMALIAS DE LA TEMPERATURA SUPERFICIAL DEL MAR (NOAA)

SST Consolidation Forecast Nino 3.4



De acuerdo con los Centros Nacionales para la Predicción Ambiental de los Estados Unidos (NCEP-NOAA) se prevé el reforzamiento de las condiciones frías en el Pacífico tropical, las cuales prevalecerán hasta comienzos del año 2000. Algunos modelos sin embargo, consideran la transición hacia condiciones más cálidas al final escenario de pronóstico.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO



PROYECCIONES CLIMATICAS

IDEAM:

Se prevé un ligero debilitamiento de las condiciones frías durante julio, seguida de una moderada reactivación de las mismas a finales de agosto y durante septiembre; y una tendencia a la normalización para finales de año y comienzos del siguiente. De otra parte, la temporada de huracanes en el Mar Caribe se extenderá hasta noviembre con una mayor actividad entre agosto y octubre.

Durante julio se espera una disminución de las lluvias en la Región Andina con lluvias normales en el norte y ligeramente por debajo de lo normal en el centro y sur. En la Región Caribe se espera el desarrollo normal de la temporada lluviosa. Lluvias normales se presentarán en la Región Pacífica, Orinoquía y la Amazonía, con tendencia al aumento de las mismas en los piedemontes Llanero y Amazónico.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO

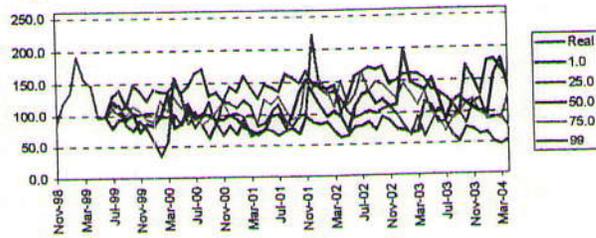


ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LARGO PLAZO

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO

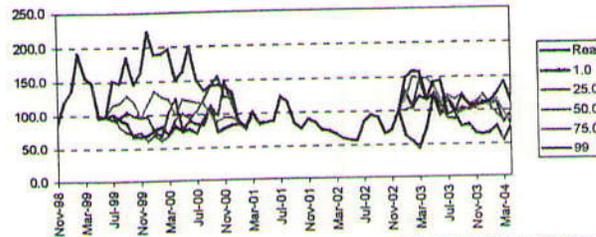


APORTES



Estocástico

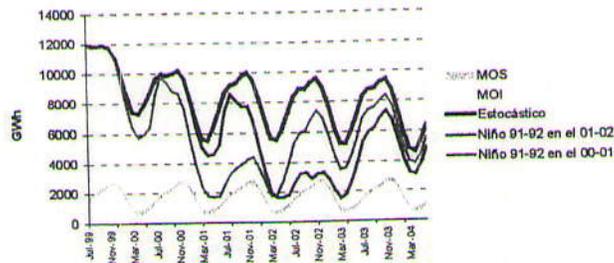
Niño 91/92 en el 01/02



CONSEJO NACIONAL DE OPERACION PANORAMA ENERGÉTICO

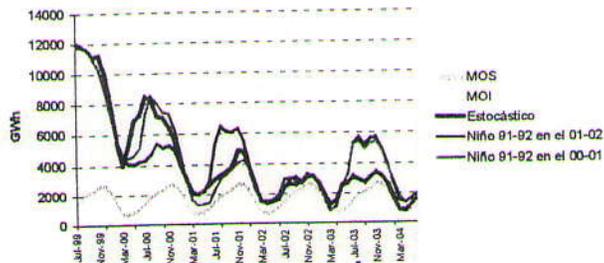


EVOLUCION DEL EMBALSE AGREGADO



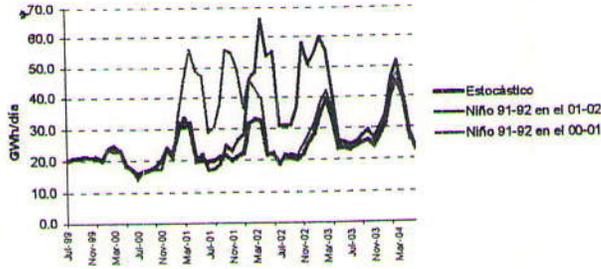
Promedios

Serie mas seca



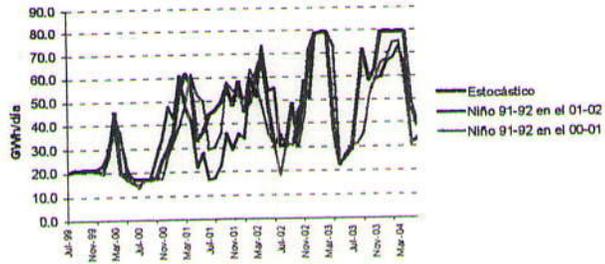


GENERACION TERMICA

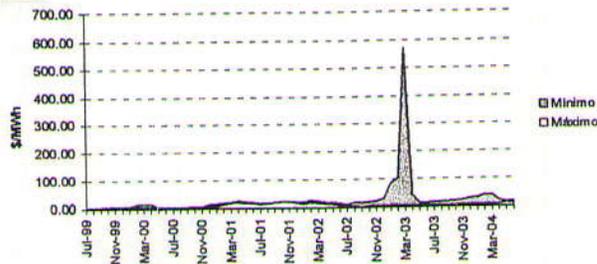


Promedios

Serie mas seca

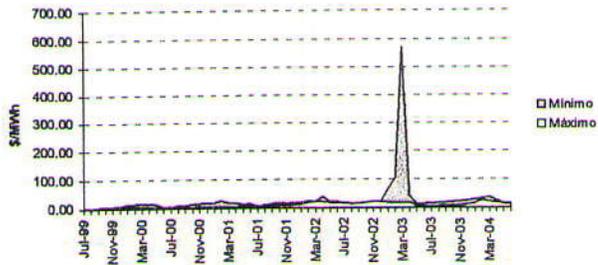


COSTOS MARGINALES



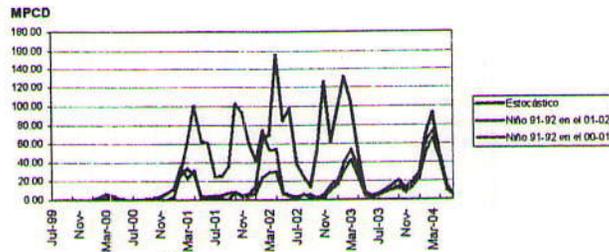
Niño 91-92 en el 00-01

Niño 91/92 en el 01/02



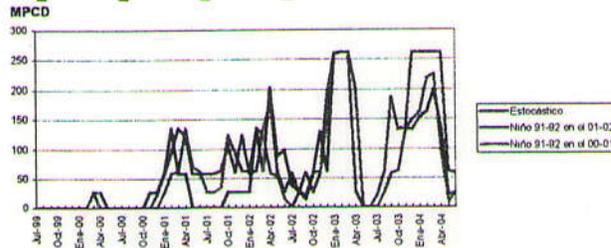


NECESIDADES DE COMBUSTIBLE EN EL INTERIOR



Promedio

Serie mas Seca



RETIROS DE PLANTAS



SOLICITUD DE RETIROS 1999

UNIDAD	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	IH	CAPACIDAD DISPONIBLE (MW)	GENERA 1997 GWh	GENERA 1998 GWh	COMENTARIOS
OOCA	38	0.38	24	116	78	Solicitaron retiro Voluntario para el 7 de julio de 1998.
Total	38		24	116	78	

0.30%	0.265%	0.177%
Aporte respecto a la potencia Total ESPERADA 1999	Aporte respecto a la demanda Total de 1997	Aporte respecto a la demanda Total de 1998



RETIROS 1999

UNIDAD	FECHA RETIRO	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	IH	CAPACIDAD DISPONIBLE (MW)	GENERA 1997 GWh	GENERA 1998 GWh	COMENTARIOS
LA UNION 1	22-Mar-99	8	0.4	6	17	0	Se retiraron voluntariamente a partir del 22 de marzo de 1999
LA UNION 2	22-Mar-99	10	0.3	7	65	11	
LA UNION 3	22-Mar-99	18	1.0	0	0	0	
LA UNION 4	22-Mar-99	10	0.3	7	86	56	
RIOMAR 1	22-Mar-99	10	0.3	7	0	12	Se retiraron voluntariamente a partir del 23 de marzo de 1999
CHINUA	23-Mar-99	13	0.8	3	1	0	
CHINUS	23-Mar-99	29	0.7	9	0	1	
CHINUR	23-Mar-99	30	0.3	20	32	0	
CHINL7	23-Mar-99	30	1.0	0	23	0	Solicitaron retiro el 23 de octubre de 1998
CHINUR	23-Mar-99	30	0.4	19	114	59	
BALLENAS 1	23-Mar-99	13	0.8	3	0	0	
BALLENAS 2	23-Mar-99	13	0.6	5	42	32	
COSPIQUE 1		4	0.6	2	0	0	El 20 de noviembre de 1998 La CREG condiciona el retiro al aumento de capacidad adicional de transformaci3n 220/66 kV. El 7 de julio (MMECREO-1168) la CREG autoriza el retiro "por causas t3cnicas u operativas justificables" y solicita a COSPIQUE notificar al CND
COSPIQUE 2		4	0.8	1	0	0	
COSPIQUE 3		8	0.6	4	9	0	
COSPIQUE 4		9	0.4	5	56	32	
COSPIQUE 5		13	0.4	7	33	7	
QUALANDAY	03-Jul-99	36	0.7	12	131	83	La CREG autoriza retiro a partir del 8 de julio/99 (MMECREO 1172) y sale del despacho el 11 de julio de 1999 (fax ISA 2430-88-074)
CHVOR 7	07-Ago-99	125	0.1	109	425	401	La CREG autoriza el retiro a partir del 7 de agosto de 1999 (MMECREO - 1185)
CHVOR 8	07-Ago-99	125	0.1	109	425	401	
Total		541	0.6	335	1440	1095	

4%	3%	2%	
IH equivalente	Aporte respecto a la potencia máxima ESPERADA 1999	Aporte respecto a la demanda Total de 1997	Aporte respecto a la demanda Total de 1998



RETIROS 1998

UNIDAD	FECHA RETIRO	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	IH	CAPACIDAD DISPONIBLE (MW)	GENERA. 1997 GWh	GENERA. 1998 GWh	COMENTARIOS
TOPON 1	01-Jun-98	104.0	0.2	83	10	166	Inactivo el 1 de junio por falta de gas en los pozos de Opón
TOPON 2	01-Jun-98	104.0	0.2	83	0	79	
TABOR 1	05-Ago-98	25.0	0.7	7	21	7	Isagen solicitó el retiro de esta planta en junio de 1998, la CREG aprueba el 23 de julio y se hace efectivo el 5 de agosto
YUMBO 3	19-Oct-98	30.0	0.6	13	42	57	El 8 de julio solicitaron retiro voluntario
BARRANQUILLA 1	01-Dic-98	54.0	0.4	32	268	127	comunicación CREG sobre el 27/9/98 con capitulo que la unidad 1 de termobarranquilla puede ser retirada del SIN y se hace efectivo a partir del 1 de diciembre
TIBU 1	17-Dic-98	5.0	0.6	2	5	0	La CREG permite el retiro voluntario a partir del 17 de diciembre a las 24:00 horas
TIBU 2	17-Dic-98	6.0	0.6	1	0	0	
TIBU 3	17-Dic-98	6.0	0.6	2	2	0	(comunicación MMECREG-2426)
Total		334	0.7	223	348	436	

	3.00%	0.793%	0.990%
IH equivalente	Aporte respecto a la potencia Total de 1998	Aporte respecto a la demanda Total de 1997	Aporte respecto a la demanda Total de 1998



RETIROS 1997

UNIDAD	FECHA RETIRO	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	IH	CAPACIDAD DISPONIBLE (MW)	GENERACIÓN 1997 GWh	COMENTARIOS
VALLE 1	28-Mar-97	40	0.6	17	0	El 28 de marzo fue retirado del parque termico por incendio.
EL RIO 2	10-Jun-97	4	0.4	2	0	Electranta envia comunicacion el 10 de junio
EL RIO 5	10-Jun-97	4	0.4	2	0	UCC-249-97 retirandole de servicio
EL RIO 10	10-Jun-97	15	0.8	4	0	
BARRANQUILLA 2	26-Jun-97	55	0.3	37	2	Desde el 2 de febrero se encuentra indisponible por falla en la caldera y CORELCA decidió retirarla del parque termico
EL RIO 8	05-Sep-97	11	0.7	3	0	Electranta envia comunicacion el 05 de septiembre
EL RIO 7	05-Sep-97	10	0.3	7	0	retirando esta unidad la cual presentó daño en la caldera
EL RIO 6	05-Sep-97	10	0.4	6	0	
Total		149	0.6	79	2	

	1.05%	0.005%
IH equivalente	Aporte respecto a la potencia Total de 1996	Aporte respecto a la demanda Total de 1997



CONCLUSIONES

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO



CONCLUSIONES

- Para el caso estocástico, escenario de demanda media de la UPME con: hidrología GESS, el Plan de Expansión considerado por la UPME para análisis energético, se atiende la demanda en todo el horizonte a excepción de los veranos del 2001 y 2004 que presentan VERE_C del orden 5% y 7% con déficits del orden de los 5 y 7 GWh/mes respectivamente.
- En caso de presentarse un Niño en el 2000/2001, como el presentado en el 91/92, sin considerar las dos unidades de CHIVOR, se atiende la demanda en todo el horizonte a excepción de los veranos del 2004 que presenta un VERE_C del 8% con déficits del orden de 8 GWh/mes, se requiere una generación térmica en promedio para los años 2001/2002 hasta los 56 GWh/día y como máximo de 80 GWh/día en el 2003.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO



CONCLUSIONES

- En caso de presentarse un Niño en el 2001/2002, como el presentado en el 91/92, de igual forma se atiende la demanda en todo el horizonte a excepción del verano del 2004 que presenta un VERE_C del 7% con déficits del orden de 7 GWh/mes, se requiere una generación térmica en promedio para los años 2002/2003 hasta los 60 GWh/día y como máximo de 80 GWh/día en el 2003.
- Bajo condiciones críticas se obtienen consumos del orden de los 180 MPCD en el 2001 y hasta 250 MPCD en los veranos del 2002, 2003 y 2004. La disponibilidad de gas en el interior bajo condiciones promedio satisface la demanda hasta el año 2000.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO



CONCLUSIONES

- En caso de no presentarse ampliaciones de la infraestructura del Sector Gas, se podrían presentar problemas para atender el escenario de demanda Base (Promedio) en el verano del 2001 - 2002.
- La disponibilidad de gas en la Costa en condiciones promedio satisface la demanda, eventualmente se requeriría sustituir combustible en algunas plantas dadas las condiciones de verano.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO