

Consejo Nacional de Operación CNO

5

ACTA DE LA REUNION No. 91

Fecha: Marzo 18 de 1999
Lugar: C.N.O. Santa Fe de Bogotá
Hora: 9:30 A.M.

ASISTENTES PRINCIPALES:

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

Raúl Etcheverry M.
Angel Hernández
Pablo Tamayo
Libardo Ramírez
Luis Fredes B.
Rafael Pérez C.
Bernardo Naranjo
Javier Gutiérrez P.
Alberto Olarte A.
Reynaldo Faschini A.
Ricardo Lequerica O.
Pablo H. Corredor A.

INVITADOS:

CODENSA
EMGESA
EEPPM
EEPPM
ISA
ISA
ISA
ISA
ISA
NORDESTE
UPME

Omar Serrano
Fabio Quitián M.
Ana C. Rendón E.
Lina M. Restrepo A.
Alvaro Murcia C.
Silvia E. Cossio M.
Juan Diego Gómez
Jorge A. Valencia M.
Edgar E. Díaz H.
Wilson Uribe V.
Angela I. Cadena

SECRETARIO TÉCNICO:

Germán Corredor A.

Presidió la reunión el Dr. Luis Fredes B., representante de Emgesa.

Consejo Nacional de Operación CNO

6

TEMARIO:

1. Informe Comités
2. Informe Contratación Estudio de Bolsa
3. Informe Secretario técnico
4. Procedimiento de cálculo de Garantías Financieras por transacciones en el MEM
5. Varios

DESARROLLO DE LA REUNIÓN:

Después de verificar el Quórum, el Secretario Técnico entrega para comentarios las Actas Preliminares No. 89 y 90.

1. INFORME COMITES

Subcomité de Vigilancia del SIC: el Secretario Técnico informó respecto de las principales tareas que viene realizando este grupo de trabajo, en especial lo relacionado con el tema de laboratorios de medición de contadores para cumplir con los requerimientos de la Superintendencia de Industria y Comercio. Se informa que Emcali tiene uno homologado y próximamente se homologará el de EEPPM. Se informa también que el 29 y 30 de abril se realizará la reunión plenaria del Subcomité en la ciudad de Medellín.

Se solicita al CNO autorizar una refacturación de los meses de enero y febrero, basado en los siguientes hechos:

- Electrocosta viene solicitándola por problemas en sus facturas.
- La Resolución 107 sobre Cogeneradores afecta el cálculo del cargo por Capacidad.
- Hubo problemas en el modelamiento de las inflexidades de las plantas de CORELCA.
- El SIC tuvo problemas de fuerza mayor que dañaron sus bases de datos durante diez días del mes de enero, lo cual impidió cumplir con los plazos establecidos en los procedimientos.

Consejo Nacional de Operación

CNO

7

Por lo anterior se solicita aprobar la refacturación, teniendo en cuenta además las observaciones que se hagan antes del 31 de marzo y con la condición de que el Acuerdo de plazos sigue vigente.

En el Subcomité se acuerda que el ASIC debe tener en cuenta, además del criterio de precios, lo que establece el Código de Comercio en cuanto a la contratación de una misma demanda dos veces, en el caso de los contratos "pague lo demandado".

Se solicita al CNO enviar una carta a la CREG reiterando la importancia de definir claramente un procedimiento que tenga en cuenta la cronología de las convocatorias para el despacho de los contratos. Se acuerda que el ASIC presente una propuesta de cronología.

Comité de Centros de Control: Se informa que ya empezó el análisis de las funciones de la operación.

Subcomité de Estudios Eléctricos:

Se solicita al Consejo enviar una comunicación a todas las empresas sobre el incumplimiento del EDAC (Esquema de deslastre de carga), de acuerdo con lo establecido en la resolución 061/96, teniendo en cuenta que muy pocas empresas cumplen con lo allí establecido. Se daría un plazo hasta el 30 de abril para que informen sobre el esquema de cumplimiento de la resolución.

El Consejo aprueba la solicitud del subcomité, adicionando que si se sigue incumpliendo se informará a la Superintendencia de Servicios Públicos. Adicionalmente solicita al Subcomité estudiar una propuesta regulatoria sobre la materia.

Se acuerda que el CND traerá una propuesta con la actualización del esquema de deslastre de carga, para instalar relés de eyección por baja frecuencia en líneas o puntos que desconectan cargas de los distribuidores que tradicionalmente no han cumplido con la implementación del esquema.

Subcomité de Plantas Térmicas: se informa que este subcomité está trabajando en la resolución para las pruebas de eficiencia. En este punto se cuestiona porque el comité de operación delegó las pruebas de plantas hidráulicas en el Subcomité Hidrológico y el CNO acuerda que debe ser el Comité de Operación quien estudie este tema

Comité de Operación:

El Secretario del Comité de Operación hace una presentación sobre la propuesta para el manejo de la operación del día 9 de abril, primera fecha crítica dentro del proceso del año 2000.

Consejo Nacional de Operación CNO

8

La propuesta se resume en lo siguiente:

- El día 8 de abril se recibirán ofertas para los días 9 y 10 de abril, con las cuales se realizarían los despachos respectivos.
- Para garantizar la seguridad de la operación, los días 9 y 10 de abril solo se efectuarían consignaciones de emergencia y los análisis eléctricos se evaluarán con contingencia n-1.
- El manejo del AGC se haría según lo establecido en la regulación actual, pero en caso de haber colapso en las comunicaciones en todo el país, la regulación será responsabilidad del agente que en regulación secundaria tenga la mayor participación al momento del evento, controlando la frecuencia del SIN en una forma manual y totalmente autónoma para tratar de mantener ésta dentro de los límites permisibles. Los demás agentes que habían sido despachados con participación en la regulación secundaria, deberán mantenerse en el programa previamente asignado y sólo actuarán como regulación secundaria si la frecuencia se sale de los límites permitidos.
- Se manejaría un esquema de comunicaciones alternas de todos los generadores y subestaciones del STN, CND y CRD's, de tal manera que en ningún momento se pierda la comunicación con el CND o los CRD's.
- En caso de presentarse un colapso parcial o total, debe procederse a normalizar el sistema de acuerdo con lo establecido e los planes de restablecimiento del documento " Plan de Contingencias Pruebas y Procedimientos Operativos para el Año 2000. ISA UENCND-99-078"

El Consejo aprueba la propuesta del Comité de Operación y solicita enviar comunicación a CREG para informarle del acuerdo del C.N.O. y solicitarle que defina el manejo de las nominaciones del gas.

Adicionalmente, el Secretario entregó el borrador de resolución enviado por la CREG sobre ese tema y con relación al mismo se acordó hacerle a la CREG los siguientes comentarios:

- Que la operación de los días críticos no sea tratada como una condición similar a la de CAOP sino que sea una condición especial de operación y que el CNO pueda definir las condiciones técnicas que se necesitan para el despacho y la operación
- Que debe ampliar las fechas que se estipulan en la resolución de manera que la condición operativa cubra un día antes y uno después
- Que el CND tenga flexibilidad para operar sin traumatismos
- Que el CND tenga la facultad para que si las condiciones lo ameritan pueda ampliar los plazos en los que se mantiene la condición operativa especial.

Consejo Nacional de Operación CNO

El Comité presentó una propuesta para autorizar redespachos en Chivor, Guavio y Alban por condiciones de emergencia un sólo día al año considerando el valor de afluencias aprobado por el Comité de Operación.

Para los redespachos en el Caso Salvajina, el Comité consideró que este era un caso especial y propone aceptar redespacho hacia abajo cuando CVC informe que hay riesgo de vidas humanas.

El CNO estuvo de acuerdo con las dos propuestas anteriores y definió que una vez se tengan los valores críticos de los embalses se enviará la información a la CREG

El Comité elaboró un documento con el listado de pruebas que ameritan ser autorizadas para dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución 121/98. El CNO solicitó que en el documento se aclare lo relacionado con pruebas después de un Overhaul para proceder a enviarlo a la CREG.

El Comité presentó el caso asociado a la entrada de la línea Sochagota-Guatiguará recomendando que para este caso donde hay una indisponibilidad por causas externas, el generador se considera que está disponible y el transportador no paga si el mantenimiento fue coordinado y programado. El CNO está de acuerdo, sin embargo se aclara que si el generador declara la unidad o planta indisponible esta condición no se puede cambiar aunque dicha declaración hubiera sido por una causa externa.

2. INFORME CONTRATACIÓN ESTUDIO DE BOLSA

El Doctor Abraham Korman, invitado por el Consejo, presenta el informe sobre el estado de avance del estudio sobre la bolsa de Energía que se contratará a través del proyecto del Banco Mundial.

En resumen plantea que en este momento se está en el proceso de evaluación de las propuestas presentadas por las firmas Coopers & Lybrand, NERA, TERA-NYMEX, Gas Strategics-PPA. Una vez se adjudique y se firme, se creará un comité de seguimiento conformado por la CREG y el Ministerio.

Los aspectos institucionales sobre el SIC y el CND deberán estar definidos antes de realizarse el proceso de privatización de ISA.

El Consejo solicita al Dr. Korman que se incluya la participación del C.N.O., a través de su secretario y su presidente en el comité de seguimiento para coordinar la información entre consultores y el CNO sobre el desarrollo del estudio. El Dr. Korman se compromete a hacer el planteamiento respectivo y a asistir al C.N.O. cuando se requiera.

Consejo Nacional de Operación CNO

10

3. INFORME DEL SECRETARIO TÉCNICO

El Secretario Técnico presenta su segundo informe de avance para el período comprendido entre el 28 de enero y el 17 de marzo de 1999. (Se anexa documento, el cual forma parte de la presente acta). Solicita que se haga un cabo en el presupuesto, en el sentido de reagrupar los rubros de "fotocopias " y papelería en uno solo con un valor de \$2.000.000,00, en razón de que el rubro de papelería ya se está agotando y la oficina requiere continuamente elementos de este rubro para su funcionamiento. El Consejo aprueba la solicitud presentada.

Se presenta el análisis de las propuestas económicas recibidas por Fiduciaria FES y Fiduciaria del Valle para el manejo de los recursos del Consejo. El Costo anual de la propuesta de fiduciaria FES es del orden de 4.5 millones, mientras la de Fiduciaria del Valle, tendría un costo aproximado de 3.8 millones. Teniendo, en cuenta lo anterior, el Consejo acuerda autorizar al Secretario para iniciar el proceso de contratación con la Fiduciaria del Valle.

Se informa respecto a la reunión sostenida con expertos de la CREG, donde entre otros temas se trató lo referente al uso de modelos para las diferentes labores operativas del sistema eléctrico. La CREG planteó que está estudiando el tema global con el fin de replantear los modelos que se utilizan tanto para el despacho como para el cargo de capacidad y para el planeamiento operativo.

El Consejo, teniendo en cuenta la importancia del tema solicita al Secretario Técnico invitar a la CREG a una próxima reunión del Consejo para que exponga sus opiniones al respecto. Así mismo acuerda continuar con el trabajo que viene realizando el Comité de Operación sobre la utilización del MPODE para el cálculo del Cargo por Capacidad, haciendo énfasis que en ningún momento se debe buscar que los resultados de este modelo den idénticos al del AS. Se define enviar una carta a la CREG informándole que el modelo AS será físicamente imposible utilizarlo después del año 2000, por lo tanto se requiere una opción alternativa mientras se definen los modelos a utilizar en el futuro.

4. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE GARANTÍAS FINANCIERAS POR TRANSACCIONES EN EL MEM

Se analiza el documento entregado por el ASIC sobre este tema en una reunión anterior del CNO. Al respecto, EEPPM manifiesta su posición frente al cálculo de la energía a garantizar, ya que consideran que las señales de los modelos de mediano plazo no son muy buenas, y que podría estar generando distorsiones grandes, obligando a algunos agentes a garantizar valores muy altos. De otro lado, CODENSA dice que es necesario revisar lo del incentivo al cumplimiento,

Consejo Nacional de Operación CNO

11

porque creen que el espíritu del regulador era que se presentaran garantías por el monto total de tres meses, y se considera que disminuir ese valor podría ir en contra de la norma.

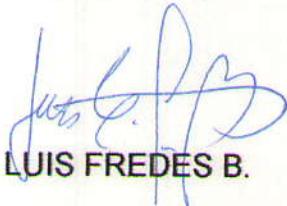
Se decide aplazar la aprobación de este documento para la próxima reunión en la cual EEPPM debe presentar sus propuestas de modificaciones.

5. VARIOS

- Chivor manifiesta que el CND incumplió en el compromiso de la revisión de los IHS especialmente el de Salvajina. El CND se compromete para el próximo CNO llevar el análisis completo de los IHS. Sin embargo, se aclara que esto debe ser presentado previamente en un CPOE.
- El Secretario Técnico informa que la CREG está analizando los modelos MPODE y WESCOUGER utilizados actualmente para el planeamiento y el despacho. El CNO acuerda enviar una comunicación a la CREG solicitándole mayor información sobre los análisis que está realizando con relación a los modelos e invitándolos a una próxima reunión del CNO para que expongan el tema. Así mismo define que el CPOE continúe con los trabajos de adecuación del MPODE.
- Se acuerda darle al CPOE el lineamiento de que no trate de forzar que los resultados del MPODE sean iguales a los obtenidos con el AS.
- Termoflores informa que no se ha podido llevar a cabo la reunión con Electricaribe para tratar el tema de restricciones en el área de Barranquilla.
- ISA entrega el documento ISA UEN CND 99-139 del 18 de marzo de 1999, Panorama Energético.

A las 3.30 p.m. se da por terminada la reunión

El Presidente,



LUIS FREDES B.

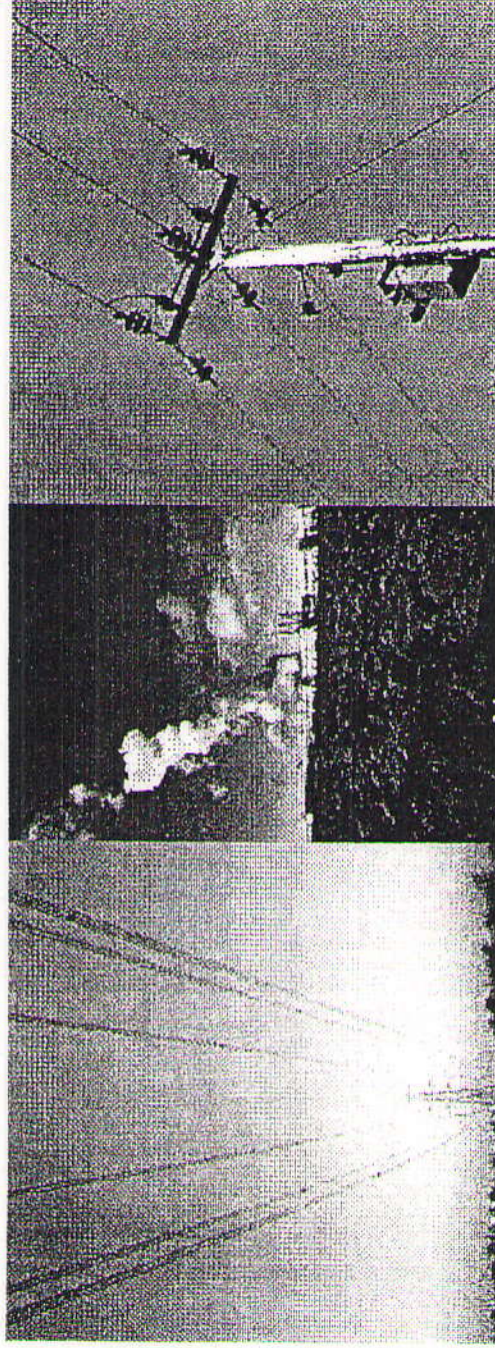
El Secretario Técnico,



GERMAN CORREDOR A.



PANORAMA ENERGETICO CONSEJO NACIONAL DE OPERACION



DOCUMENTO ISA UEN CND 99 - 139

Santafé de Bogotá, Marzo 18 de 1999



INDICE

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

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



SEGUIMIENTO DE PARAMETROS DEL S.I.N. MARZO 16 DE 1999

MARZO DE 1999		ACUMULADO REAL A FEBRERO 28	ACUMULADO REAL A MARZO 16	ESPERADO A MARZO 31 (1)		
				HÓMEDO	MEDIO	BAJO
APORTES HIDRICOS (2)	(GWh)	2,980.6	1,693.52	3,670.7	3,032.9	2,242.3
	(GWh/día)	106.45	103.97	118.4	97.8	72.3
	(% de media)	191.5	164.67	197.60	155.00	114.60
EMBALSE	(GWh)	10,474.5	10,369.97	10,430.8	10,080	9,486.9
	(%)	73.05	72.32	72.74	70.29	66.16
DESEMBALEAMIENTO PROMEDIO	(GWh/día)	-5.7	6.53	0.9	12.2	31.3
VERTIMENTOS	(GWh)	162.0	285.39	539.6	252.4	55.1
	(GWh/día)	6.5	17.84	17.4	8.1	1.8
GENERACIÓN HIDRÁULICA	(GWh)	2,667.1	1,547.80	3,159.9	3,159.0	3,159.0
	(GWh/día)	95.3	98.74	101.9	101.9	101.9
GENERACIÓN TÉRMICA	(GWh)	578.5	313.05	505.0	505.0	505.0
	(GWh/día)	20.7	19.57	16.3	16.3	16.3
IMPORTACIONES INTERNACIONALES	(GWh)	12.5	0.01	0.0	0.0	0.0
	(GWh/día)	0.4	0.00	0.0	0.0	0.0
DEMANDA	(GWh)	3,263.7	1,862.28	3,664.0	3,664.0	3,664.0
	(GWh/día)	116.6	116.39	118.2	118.2	118.2

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



ESCENARIOS DE DEMANDA NETA REVALUADOS MARZO/99

AÑO	REAL		BAJO		MEDIO		ALTO	
	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA	GWh	TASA
1996	41889							
1997	43201	3.1%						
1998	43298	0.2%						
1999			43464	0.4%	43778	1.1%	44642	3.1%
2000			44107	1.5%	44753	2.2%	45907	2.8%
2001			45012	2.1%	46590	4.1%	47852	4.2%
2002			46516	3.3%	48466	4.0%	50416	5.4%
2003			47966	3.1%	50429	4.1%	53091	5.3%
2004			49324	2.8%	52417	3.9%	55872	5.2%
2005			50539	2.5%	54416	3.8%	58754	5.2%

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



PLAN DE EXPANSION

Fecha	Planta	Capacidad MW	Acumulado MW	Nota
May-5-99	Pajarito	4.5	5	Construcción
May-31-99	Dolores	8.5	13	Construcción
abr-99	T.Emcall	232.6	246	En pruebas
jun-99	Rio Piedras	19.4	265	Construcción
Dic-99	Urrá 1	85	350	Construcción
Feb-00		85	435	Construcción
Abr-00		85	520	Construcción
Jun-00		85	605	Construcción
Jul-00	Sonson II	9.8	615	Reinicio en Marzo
dic-00	Porca II	131	746	Construcción
feb-01		131	877	Construcción
abr-01		131	1008	Construcción
Sep-00	T. Centro C.C.	100	1108	Ultimos trámites técnicos
Abr-02	Miel I	125	1233	Construcción
Jul-02		125	1358	Construcción
Oct-02		125	1483	Construcción

Convenciones

Térmico a gas

Hidroeléctrico

Plan de Expansión De Generación (Informe UPME Febrero 15/99)

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO

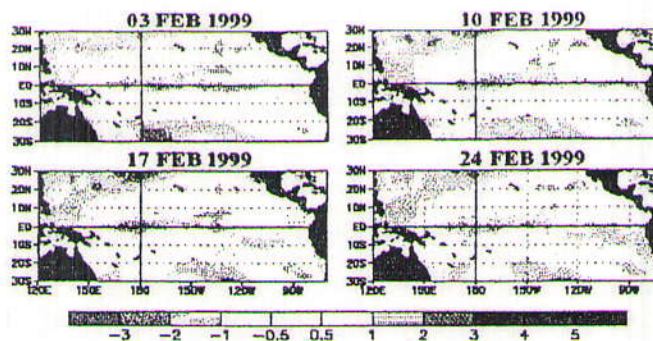


SITUACION HIDROCLIMATICA

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



VARIACION DE LAS ANOMALIAS DE LA TSM SST Anomalies (°C)



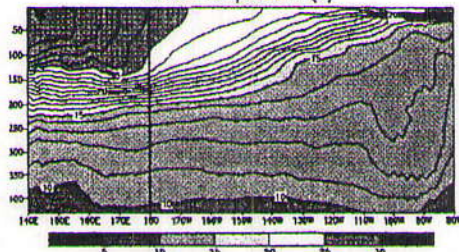
Aparición abrupta de anomalías positivas (calentamiento) de la TSM en el Pacífico tropical oriental. Estas anomalías posiblemente tendrán una vida muy corta, dado que la termoclina se halla a menor profundidad de lo normal.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO

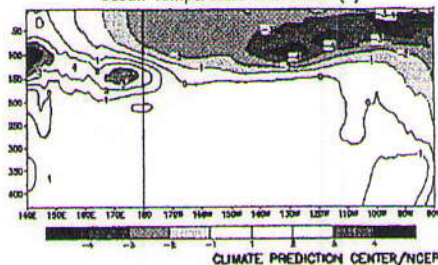


ESTRATIFICACION TERMICA DEL PACIFICO ECUATORIAL (feb/99)

Equatorial Depth-Longitude Section
Ocean Temperature (C)



Equatorial Depth-Longitude Section
Ocean Temperature Anomalies (C)

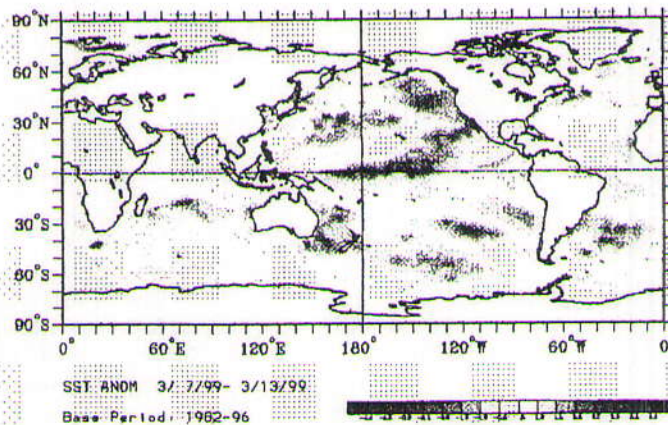


La isoterma de 20°C se halla a poca profundidad en el Pacífico Ecuatorial Oriental. Esta situación es concordante con las condiciones de evento frío (La Niña). Las anomalías positivas (calentamiento) son muy poco profundas. Fuente NOAA.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



ANOMALIAS DE LA TSM



Las condiciones de episodio frío (La Niña) continúan dominando el océano Pacífico tropical.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



NOAA

PROYECCIONES CLIMATICAS

- Se espera que el episodio frío dure por lo menos de 3 a 6 meses más. Esto se halla soportado por la mayoría de los modelos estadísticos disponibles y el modelo acoplado de la NOAA.

IDEAM

- A corto plazo (segunda quincena de marzo), se espera el inicio de la temporada de lluvias. Lluvias frecuentes y de carácter intenso en sectores del centro y sur de la región Andina. Los caudales durante este mes podrán ser superiores a los valores medios multianuales y ocasionar el desbordamiento de los ríos e inundaciones.
- A mediano plazo (marzo-mayo) persistirá la condición fría en el Pacífico tropical, la cual disminuirá gradualmente hacia fines del período. Esto ocasionará excedentes de precipitación sobre la mayor parte del país. En la región Andina continuarán presentándose desbordamientos e inundaciones.
- A largo plazo (marzo-agosto) se espera la continuación de las condiciones frías en el Pacífico tropical hasta fines del primer semestre del año. En junio se espera el inicio de la temporada de huracanes, cuyo número estará cercano al promedio histórico.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LARGO PLAZO

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



ESCENARIOS DE DEMANDA BRUTA ANÁLISIS ENERGÉTICO *

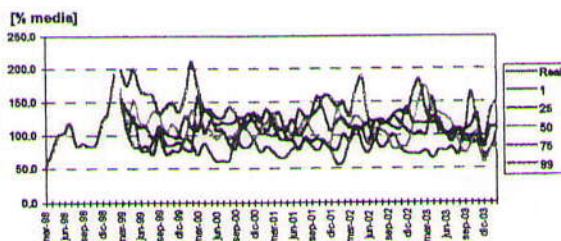
Año	Real GWh	%	Alto GWh	%	Medio GWh	%	Bajo GWh	%
1996	42592							
1997	43926	3.13						
1998	44026	0.23	45112		44980		44892	
1999			46696	3.5	46320	3.0	46051	2.6
2000			48549	4.0	47779	3.1	47289	2.7
2001			50806	4.6	49812	3.8	48749	3.1
2002			53868	6.0	52105	5.0	50989	4.6
2003			57260	6.3	54842	5.3	53415	4.8
2004			60809	6.2	57645	5.1	55852	4.6

* Escenarios UPME de sep/98

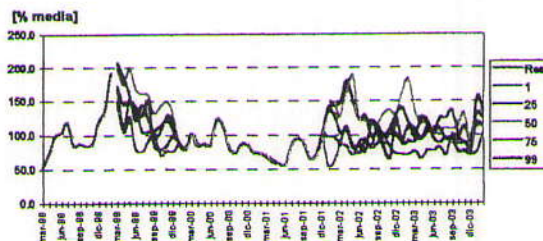
CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGÉTICO



APORTES

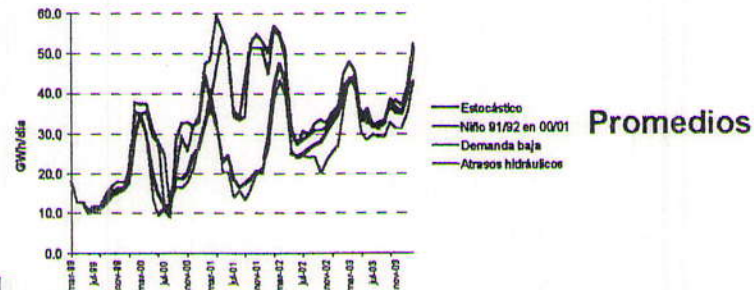


Niño 91/92
en el 00/01

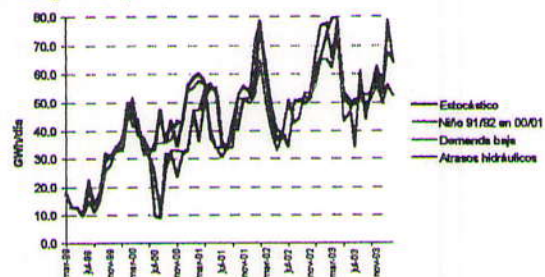




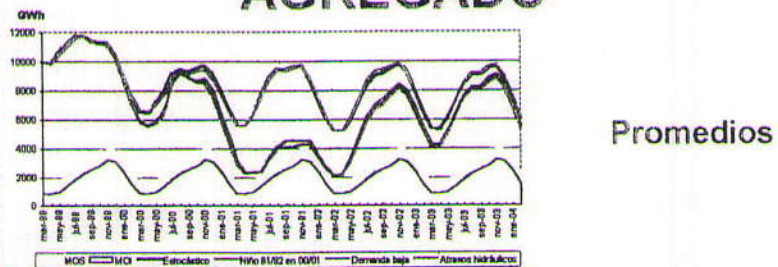
GENERACION TERMICA



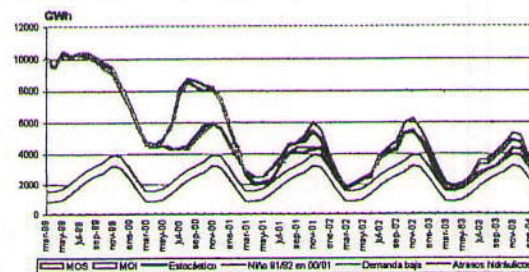
Serie Mínima



EVOLUCION DEL EMBALSE AGREGADO

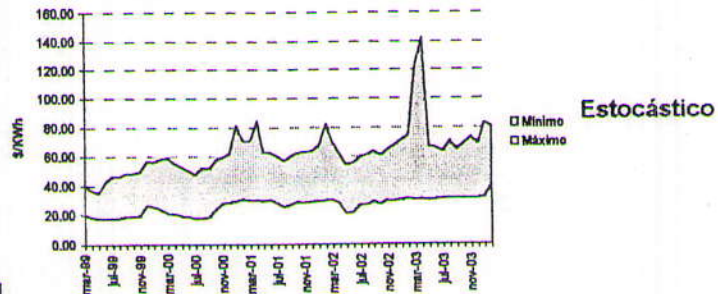


Serie Mínima

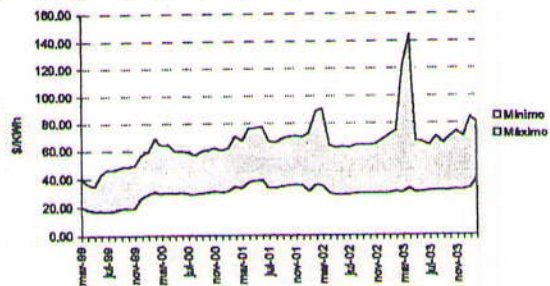




COSTOS MARGINALES

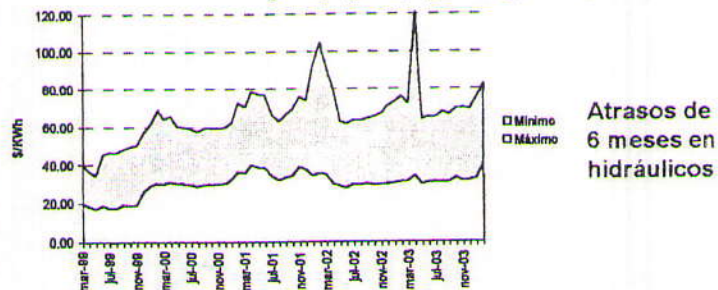
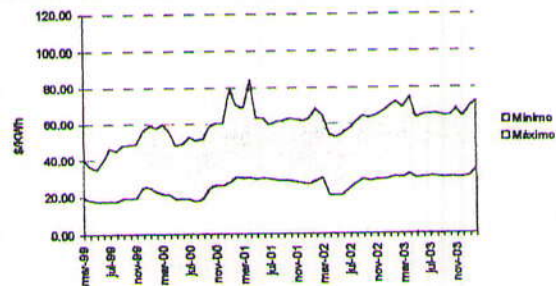


Niño 91/92
en el 00/01



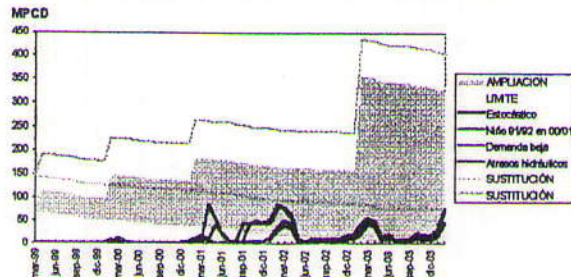
COSTOS MARGINALES

Demanda
Baja



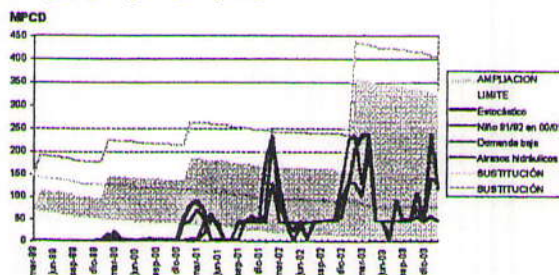


NECESIDADES DE COMBUSTIBLE EN EL INTERIOR



Promedio

Serie
Mínima



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



CONCLUSIONES

Para el escenario de demanda media UPME (Sep 22/98) con: hidrología GESS y el Plan de Expansión considerado por la UPME para análisis energético, se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad definidos durante el horizonte de estudio, excepto en el verano del 2003 que se presenta un déficit del 11% de la demanda en un caso de cien, con aportes por debajo del 40 % de la media en dicho verano. Para el caso de demanda baja este déficit se reduce a un 6%.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



CONCLUSIONES

- Para condiciones promedias se satisfacen las necesidades de combustible, sin embargo, sería necesario contar con una sustitución o una ampliación para los últimos veranos en el interior, suponiendo el crecimiento del consumo de gas en otros sectores según proyección de la UPME en Febrero 2.
- Para una contingencia hidrológica es necesario contar con las ampliaciones y sustituciones de gas en el interior del país, en los veranos del 2002 y 2003, debido a que no se satisface la demanda con la sustitución.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



CONCLUSIONES

- Ante un eventual atraso en la entrada en operación de los proyectos hidráulicos bajo una contingencia hidrológica, sería necesario desembalsar 2400 GWh adicionales en el verano del 2002 e incrementar la generación térmica hasta 80 GWh/día en los veranos 2002 y 2003, requiriéndose sustituir combustible en la costa y el interior del país. Adicionalmente, sería necesario adelantar la ampliación de 50 MPCD en el interior 6 meses.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



RECOMENDACIONES

- Los agentes propietarios de los embalses deben mantener informada a la Dirección Nacional para la Prevención y Atención de Desastres, sobre los actuales y posibles vertimientos que se puedan presentar en los embalses del SIN y acordar con este organismo, medidas preventivas que mitiguen el impacto de dichos vertimientos en las zonas aledañas a los embalses

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



RECOMENDACIONES

- Seguir realizando esfuerzos de coordinación entre los sectores gas y eléctrico.
- Impulsar la entrada sin retrasos de Urrá1, Miel y Porce2.
- Impulsar la ampliación del gasoducto del interior del país.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION
PANORAMA ENERGETICO



PANORAMA ENERGETICO CONSEJO NACIONAL DE OPERACION



DOCUMENTO ISA UEN CND 99 - 139

Santafé de Bogotá, Marzo 18 de 1999

CNO

Por la cual se dictan disposiciones relativas a la medición y pago de los consumos de energía en las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

CONSIDERANDO:

Que las pérdidas horarias reales en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) se calculan como la diferencia entre la sumatoria de las importaciones y exportaciones de energía a nivel horario en los puntos de frontera comercial del Sistema de Transmisión Nacional, según el numeral 1.1.1.2 del Anexo A de la Res.CREG-024/95;

Que los puntos de entrega de energía neta de los generadores a cualquiera de las redes de transmisión o de distribución, están en el nivel de alta tensión de la red;

Que la demanda comercial de los comercializadores está referida a 220 kV, con los porcentajes de pérdidas acumuladas establecidos en la Res.CREG-099/97;

Que de acuerdo con el esquema de medición establecido en la resolución CREG-099/97 es necesario determinar las pérdidas y los consumos de energía que tienen lugar en las conexiones al STN que hoy están a cargo de los comercializadores.

RESUELVE:

ARTICULO 1o. En las subestaciones de conexión al STN se deberá medir horariamente la energía de entrada y la de salida. El ajuste a este esquema de medida es responsabilidad del propietario de la subestación y para ello habrá un plazo de seis meses a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución. Las medidas tanto en la entrada como en la salida deberán registrarse como fronteras

2/4

Por la cual se dictan disposiciones relativas a la medición y pago de los consumos de energía en las Subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional.

comerciales ante el SIC. Aquellos propietarios de activos de conexión al STN que no lo hayan hecho ya, deberán registrarse como agentes del Mercado Mayorista.

Parágrafo. Los generadores que sean propietarios de los activos de conexión al STN, sólo requieren tener la medida en el nivel de alta tensión.

ARTICULO 2o. Las pérdidas en las subestaciones 230/500 kV y los consumos de los servicios auxiliares hacen parte de las pérdidas del STN.

ARTICULO 3o. La energía medida como la diferencia entre la entrada y la salida en las demás subestaciones del STN diferentes a las del artículo anterior, valorada a precio de bolsa, se acreditará a la cuenta de los agentes que hacen uso del punto de conexión a prorrata de su participación y se debitará de la cuenta del propietario de la subestación.

ARTICULO 4o. Vencido el plazo estipulado en el Art.1º de la presente resolución, a los propietarios que no hayan ajustado el esquema de medida al aquí establecido, se les debitará una energía equivalente al 1.5% de la medida registrada horariamente, valorada a precio de bolsa.

ARTICULO 5o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial, y deroga aquellas normas que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Santa Fe de Bogotá, D.C., el día

LUIS CARLOS VALENZUELA D.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

JOSE CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo