

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ACUERDO No. 46
Noviembre 17 de 1999

Por el cual se aprueban los Niveles Mínimos Operativos para la estación de verano 1999-2000

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, la Resolución 8-0103 del 2 de febrero de 1995 del Ministerio de Minas y Energía, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 y según lo aprobado en su reunión No 112 del 17 de Noviembre de 1999

ACUERDA:

PRIMERO: Aprobar los niveles mínimos operativos para el período comprendido entre el 01 de diciembre de 1999 y el 30 de abril del 2000, según el documento "Niveles Mínimos Operativos horizonte mayo 01/99-abril 30/00" ISA -UEN-CND-99-200

SEGUNDO: El presente Acuerdo rige a partir de la fecha

El Presidente,


ALBERTO OLARTE A.

El Secretario Técnico,


GERMAN CORREDOR A.

Consejo Nacional de Operación CNO



**Operación
de Mercados
de Energía**
*Información Eléctrica y
Energética*

Niveles Mínimos Operativos **Horizonte Mayo 01/99 – abril 30/00**

**DIRECCIÓN PLANEACIÓN ENERGÉTICA
GERENCIA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO**

Documento ISA UENCND 99 - 200

Consejo Nacional de Operación CNO

Medellín, abril 23 de 1999

1. OBJETIVO

Presentar los niveles mínimos operativos para el periodo mayo/99 - abril/00 resultantes de la revisión por cambios en los supuestos de cálculo en dichos niveles según lo establecido en las resoluciones de la Comisión de la Regulación de Energía y Gas (CREG) números 025 de 1995, 100 de 1997, 056 y 113 de 1998.

2. ANTECEDENTES

En noviembre de 1998, ISA publicó, en el documento ISA-CND-98-510, los niveles de los mínimos operativos para el periodo diciembre 01/98 a abril 30/99. En el periodo noviembre/98 a marzo/99 se han presentado cambios en los supuestos de cálculo de los niveles empleados en el documento ISA-CND-98-510 y que se resumen a continuación:

- Revaluación de los escenarios de crecimiento de demanda por parte de la UPME.
- Modificaciones en el plan de expansión de generación.
- Retiros temporales o definitivos de unidades de generación.
- Actualización de índices de indisponibilidad históricos (IH) con información histórica hasta marzo 31 de 1998 y aplicación de la resolución 113 de 1998 de acuerdo con el número de meses de operación comercial de las plantas.

En consecuencia de lo mencionado anteriormente el CND procede a actualizar los niveles mínimos operativos para el periodo mayo 01/99 a abril 30/00 basándose en las facultades legales que le otorga la Comisión de Regulación de Energía y que están soportadas por los siguientes apartes de las resoluciones de la CREG.

 **Resolución. CREG 100/97, artículo 1o. Último inciso :** *“El CND podrá ajustar los niveles operativos en la medida en que cambien los supuestos sobre los cuales se calculan”.*

 **Resolución 056/98 En el artículo 6o. “Niveles Mínimos operativos”:** *“De acuerdo con lo dispuesto en el último inciso el artículo 1 de la resolución CREG 100/97, el CND podrá ejercer las facultades que allí se establecen, cuando se produzcan retiro de unidades y/o plantas de generación”.*

3. METODOLOGÍA

Consejo Nacional de Operación

CNO

La metodología utilizada para estimar las proyecciones de los niveles mínimos operativos en el periodo mayo 01/99 - abril 30/00, corresponde a la descrita por la CREG en la Resolución 025 de 1995 Capítulo Código de Operación.

4. SUPUESTOS

4.1 Demanda de energía

Para el presente estudio se tuvo en cuenta el escenario medio de demanda neta de energía revaluado por la UPME en marzo de 1999. Actualmente el sector ha venido trabajando con la demanda bruta y se están adelantando acciones para considerar la demanda neta en los diferentes procesos. Por lo tanto, a partir de escenario medio de demanda neta producido por UPME, el Centro Nacional de Despacho (CND) ha estimado los consumos auxiliares de las unidades de generación para obtener el escenario de medio demanda bruta del SIN. La Tabla 1 contiene la información de demanda anual de energía neta para el escenario medio y su correspondiente valor en energía bruta.

Tabla 1
DEMANDA ANUAL DEL SIN (GWh-año)

Año	NETA		Cons Auxiliares		BRUTA	
	GWh/año	%	%	GWh/año	GWh/año	%
1998	43283		1.7	741	44024	
1999	43778	1.1	1.5	660	44438	0.9
2000	44753	2.2	1.6	719	45472	2.3
2001	46590	4.1	1.7	780	47370	4.2
2002	48466	4.0	1.6	779	49245	4.0
2003	50429	4.1	1.4	719	51148	3.9
2004	52417	3.9	1.4	722	53139	3.9

(*) El año 1998 es real

La tabla 2 presenta la comparación entre la demanda anual de energía bruta del SIN actual y la utilizada en la anterior revisión.

Tabla 2
COMPARACIÓN ESCENARIOS MEDIOS DE DEMANDA (GWh-año)

Consejo Nacional de Operación CNO

AÑO	Escenario Medio Doc 98 510 ⁽¹⁾	Escenario Medio Actual ⁽²⁾	Diferencia*
1999	46320	44438	1882
2000	47779	45472	2307
2001	49612	47370	2242
2002	52105	49245	2860
2003	54842	51148	3694

* Diferencia entre escenario medio anterior y actual

Crecimientos promedios respecto de 1998 (44024 GWh)

(1) 5.2%

(2) 0.9%

La tabla 3 contiene los valores mensuales de demanda del SIN para el período mayo 1999 - abril 2000 en el escenario medio. La demanda para el período mayo 1999 - Abril 2000 disminuyó en 460 GWh/año con respecto a la demanda del período mayo 1998 - abril 1999 considerada en el cálculo de los mínimos operativos del documento 510 de 1998.

Tabla 3
Demanda de Energía mensual (GWh)

Mes	Real May 98 - Abr 99	Esperada (1) May 98 - Abr 99	Esperada(1) May 99 - Abr 00	Diferencia Esperados
May	3771	3766	3720	-46
Jun	3570	3656	3639	-17
Jul	3742	3801	3695	-106
Ago	3690	3806	3797	-9
Sep	3621	3784	3693	-91
Oct	3733	3866	3848	-18
Nov	3562	3778	3709	-69
Dic	3607	3876	3843	-33
Ene	3482	3709	3669	-40
Feb	3264	3528	3592	64
Mar	3597	3899	3848	-51
Abr	3475	3766	3722	-44
TOTAL	43114	45235	44775	-460

(1) Documento 98 - 510

(2) Escenario medio de la UPME (marzo/98)

El valor real para abril es estimado

Consejo Nacional de Operación CNO

4.2 Plan de Expansión

El plan de expansión empleado en este estudio corresponde al reportado por UPME el 15 de marzo de 1999, el cual es descrito en la siguiente tabla.

Tabla 4
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Planta	Capacidad (MW)	FAMP
Urra 1	85	Diciembre de 1999
	85	Febrero de 2000
	85	Abril de 2000
	85	Junio de 2000
Pajarito	4.5	Mayo 5 de 1999
T. Emcali	233.8	Mayo 15 de 1999
Dolores	8.5	Mayo 31 de 1999
Rio Piedras	19.4	Junio 1 de 1999
Porce II	131	Abril de 2000
	131	Junio de 2000
	131	Agosto de 2000
Miel I	125	Abril de 2002
	125	Julio de 2002
	125	Octubre de 2000
T. Centro C.C	100	Septiembre de 2001

Los cambios fundamentales de este plan con relación al usado en documento ISA - UENCND 98 - 510 corresponden al atraso de Termo Emcali, que en noviembre/98 se esperaba una entrada en operación en marzo/99 y en el presente estudio se considera para mayo/99. Por otra parte se encuentra el atraso de TermoCentro CC que en el anterior estudio tenía una fecha para análisis energético en septiembre de 2000 y en la actualidad aparece un año después (Septiembre/01)

Las nuevas plantas menores se modelaron con sus similares existentes del SIN como plantas determinísticas con un factor de utilización promedio propio de estas plantas en hidrología crítica.

4.3 Retiro de Unidades de generación

La tabla 5 muestra las unidades generadores que han reportado su retiro definitivo o temporal del SIN , acompañado del mes a partir del cual se modeló su retiro.

Tabla 5
Retiro de unidades de Generación

Consejo Nacional de Operación CNO

Unidad	MW	Comentarios
Opon	208	Retirada desde julio 1/98
Yumbo3	30	Retirada a partir de octubre 1998
Barranquilla 1	50	Retirada a partir de 27 de nov de 1998
Tibu 1,2,3	15	Retirada a partir de dic de 1998
Calderas	26	Retirada a partir de 16 sept 1998
La Union 1,2,3,4	47	Retirada a partir de dic/98
Riomar	10	Se retira a partir de dic/98
Cospique 1,2,3,4,5	36	Solicita retiro pero el CND objeta
Chinu 4,5,6,7,8	132	Retirada a partir de 23 de marzo de 1999
Ballenas 1,2	26	Retirada a partir de 23 de marzo de 1999

La planta de calderas se estima que ingrese nuevamente en operación en septiembre de 1999 después de un año de inactividad

4.4 Disponibilidad Térmica

La resolución 113 de 1998 modifica el anexo CO - 1 (Cálculo de índices de indisponibilidad de generación) de la resolución CREG - 025 de 1995, y también modifica la resolución 100 de 1997 estableciendo que para el cálculo de los niveles mínimos operativos se debe utilizar índices de indisponibilidad de las plantas de generación descritos en dicho anexo.

En forma general la nueva metodología de índices de indisponibilidad clasifica a las unidades y plantas de generación en tres grupos según el número de meses que lleva en operación:

- Plantas con 36 meses o más
- Plantas con menos de 36 meses (Nuevas)
- Plantas Futuras

Para cada uno de estos grupos se define un IH a usar:

- Para plantas con 36 meses o más se empleará, para todo el horizonte, el índice calculado con la información de los últimos 36 meses. El periodo utilizado es abril 01/96 - marzo 31/99.
- Para plantas futuras o con menos de 36 meses de operación la resolución 113 de 1998 establece:

"Toda unidad que tenga menos de 36 meses de operación con la misma configuración con la que se está evaluando, será considerada una unidad nueva. Cuando por decisión del agente, se configuren diferentes unidades como una sola planta, la historia de la misma se tomará a partir de la fecha de entrada en operación de la última unidad del grupo."

El IH de una unidad nueva, se determina de acuerdo con su tiempo de operación, consultando directamente la siguiente tabla:

Consejo Nacional de Operación

CNO

TABLA 6
INDICES DE INDISPONIBILIDAD RESOLUCIÓN 113/98

<i>Tipo Planta</i>	<i>1er. Año (1era. Columna)</i>	<i>2do. Año (2da. columna)</i>	<i>3er. Año (3ra. Columna)</i>
Gas	0.2	<i>El menor valor entre 0.15 y el índice histórico del primer año completo de operación</i>	<i>El índice histórico del segundo año completo de operación</i>
Carbón	0.3	<i>El menor valor entre 0.2 y el índice histórico del primer año completo de operación</i>	<i>El índice histórico del segundo año completo de operación</i>
Hidráulicas	0.15	<i>El menor valor entre 0.1 y el índice histórico del primer año completo de operación</i>	<i>El índice histórico del segundo año completo de operación</i>

La cual se aplicará para efectos de su uso de la siguiente forma:

- *Si una unidad aún no ha entrado en operación pero se considera en el horizonte de análisis, los IH's a utilizar son: a) primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna, b) segundo año de operación de la unidad en adelante, los valores de 0.15 para unidades térmicas a gas, 0.2 para unidades térmicas a carbón y 0.1 para unidades hidráulicas.*
- *Si una unidad está en operación y tiene menos de 12 meses de operación, los índices a utilizar son: a) Durante el primer año de operación de la unidad, el valor de la primera columna; desde el segundo año de operación de la unidad en adelante, los valores de 0.15 para unidades térmicas a gas, 0.2 para unidades térmicas a carbón y 0.1 para unidades hidráulicas.*
- *Si una unidad está en operación y tiene más de 12 meses de operación pero menos de 24 meses de operación, los índices a utilizar son: para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, el valor resultante de la segunda columna.*
- *Si una unidad está en operación y tiene más de 24 meses pero menos de 36, los índices a utilizar son: para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, el valor resultante de la tercera columna.*

Estos índices se adaptarán a los modelos de planeamiento indicativo energético."

El modelo AS empleado para el cálculo de los niveles mínimos operativos requiere de un índice para plantas en el primer año de estudio (01 de mayo de 1999 - 30 de abril de 2000) y otro para el resto del horizonte de estudio (01 de mayo de 2000 - 30 de abril de 2003). Para el caso de unidades con 12 meses o más, esta condición no tiene ninguna dificultad dado que la nueva metodología de índices les define un único valor para todo el horizonte. En el caso de unidades con menos de 12 meses y unidades futuras, el cambio de índice después del primer año de operación se produce durante el horizonte de estudio y es necesario promediar (para obtener un equivalente energético) los valores del

Consejo Nacional de Operación

CNO

índices de estas plantas en el primer año y resto del horizonte de **simulación**. El siguiente cuadro muestra los promedios obtenidos de esta consideración.

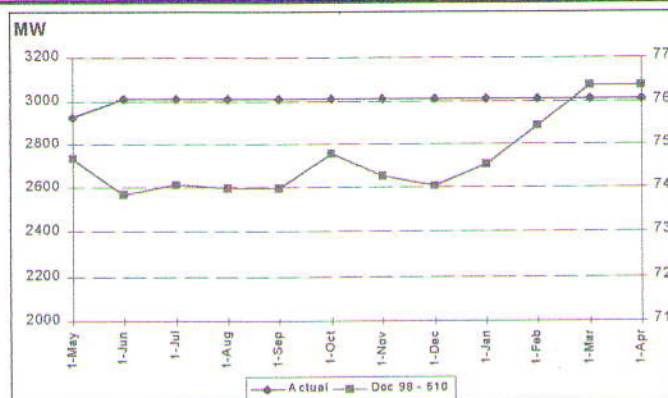
	Nuevas				Futuras
	Valle	Paipa 4	Flores3	TEBSA	Emcali
May-99	0.2	0.3	0.15	0.2	0.2
Jun-99	0.2	0.3	0.15	0.2	0.2
Jul-99	0.2	0.3	0.15	0.2	0.2
Aug-99	0.2	0.3	0.15	0.2	0.2
Sep-99	0.2	0.3	0.15	0.2	0.2
Oct-99	0.2	0.3	0.15	0.2	0.2
Nov-99	0.2	0.3	0.15	0.15	0.2
Dec-99	0.2	0.3	0.15	0.15	0.2
Jan-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.2
Feb-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.2
Mar-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.2
Apr-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.2
May-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Jun-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Jul-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Aug-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Sep-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Oct-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Nov-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Dec-00	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Jan-01	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Feb-01	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Mar-01	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Apr-01	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15
Resto hzte (36meses)	0.15	0.2	0.15	0.15	0.15

Primer Año	0.183333	0.266667	0.15	0.175	0.2
Resto Horizonte	0.1500	0.2	0.15	0.15	0.15

La siguiente gráfica muestra la evolución de la disponibilidad de térmica del sistema considerando los supuestos de disponibilidad, plan de expansión y retiro de unidades descritos con anterioridad.

Evolución de la disponibilidad Térmica (MW)

Consejo Nacional de Operación CNO

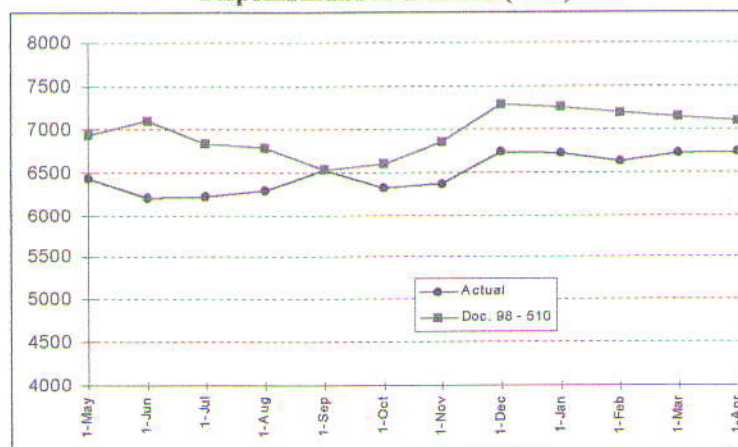


Se puede observar como en abril de 1999 en la revisión anterior se esperaba una disponibilidad térmica promedio mes de 3074 MW, mientras que en la actualización para mayo/99 se tiene una disponibilidad media de 3011 MW es decir 63 MW inferior, producto de la actualización de los índices de indisponibilidad histórica aplicando la resolución 113/98, y del retiro de unidades. Mayor detalle de la disponibilidad de cada unidad se presenta en el Anexo 1.

4.5 Disponibilidad hidráulica

En el Anexo 1 se presenta la disponibilidad de las unidades de generación hidráulica para el período mayo 1999 - abril 2000. Para el primer año de simulación, se emplearon los índices de indisponibilidad histórica de corto plazo (ICP) calculados por el CND con información hasta marzo 31 de 1999. Para el resto del horizonte se emplearon los índices de indisponibilidad histórica (IH) resultantes de la aplicación de la resolución CREG 113 de 1998. La siguiente gráfica ilustra disponibilidad hidráulica del SIN del presente documento y su comparación con el anterior.

Disponibilidad Hidráulica (MW)



Consejo Nacional de Operación CNO

4.6. Datos básicos de embalses

Los parámetros de los embalses del Sistema Interconectado Nacional utilizados en el presente estudio fueron los siguientes:

Datos básicos de embalses

Embalse	Máximo Técnico Mm3	Mínimo Técnico Mm3	Factor de conversión promedio		Volumen	
			MW/m3/s	GWh/Mm3	Bruto GWh	Neto GWh
PENOL	1168.94	70.13	13.532	3.759	4394	4130
SANLORENZO	148.85	0.00	8.839	2.455	365	365
PLAYAS	56.13	5.43	6.610	1.836	103	93
PUNCHINA	49.04	0.00	5.023	1.395	68	68
MIRAFLORES	101.04	5.72	8.561	2.378	240	227
TRONERAS	26.18	4.25	8.561	2.378	62	52
RIOGRANDE2	152.14	13.50	7.720	2.144	326	297
ESMERALDA	624.82	0.00	6.369	1.769	1105	1105
ALTOANCHICAYA	30.10	0.00	4.160	1.156	35	35
MADRONAL	437.50	0.80	1.780	0.494	216	216
SALVAJINA	731.32	0.00	0.923	0.256	188	188
PRADO	500.00	82.50	0.414	0.115	57	48
BETANIA	1019.74	0.00	0.586	0.163	166	166
GUAVIO	787.32	0.00	9.940	2.761	2174	2174
MUNA	41.40	16.52	15.084	4.190	173	104
TOMINE	690.00	10.00	15.084	4.190	2891	2849
SISGA	96.50	20.00	15.084	4.190	404	321
NEUSA	99.90	50.00	15.084	4.190	419	209
CHUZA	227.00	0.00	15.084	4.190	951	951
URRA	1209.00	0.00	0.466	0.129	156	156
Total					14339.6	13755.6
Total sin Urra, Sisga, Neusa, Tominé, Chuza y Salvajina					9486.9	9081.5

Como novedad en el presente estudio se encuentra el cambio en el nivel mínimo técnico del embalse de Punchiná que pasó de 11.1 Hm³ a 0 Hm³ lo que representa 15.4 GWh más de reserva útil. Por otra parte, se encuentra la entrada en operación del embalse de Urrá en diciembre de 1999 con una capacidad de 1209 Hm³ es decir 156.5 GWh. Sin embargo, según el informe de avance del plan de expansión de generación expedido por UPME en marzo 15, establece como observación que se encuentra detenida la fase de llenado del embalse. Por tal motivo, para el embalse de Urrá **no es posible asignar niveles mínimos operativos en la presente revisión** ya que no se puede garantizar que dicho embalse alcance un nivel determinado para el momento de entrada en operación, por la razón expresada anteriormente.

De acuerdo con las Resoluciones 025 y 058 de 1995, los embalses de Sisga, Neusa, Tominé, Chuza y Salvajina no se incluyen dentro de los embalses entre los cuales se almacene agua para cubrir contra contingencias hidrológicas al SIN debido a que son *embalses con prioridad de utilización diferente de la energética*. (Art. 2 Res CREG 058 de 1995). Por lo tanto, la reserva máxima del embalse que resulta de agregar el nivel máximo de los embalses con mínimos operativos es de 9081 GWh o sea un 67% del total (9081/13599)

5. Resultados de la simulación

Mediante el modelo de optimización por aproximaciones sucesivas (AS) se calculó la política de costos en el horizonte mayo de 1999 - abril del 2003, para cien series sintéticas. Se procedió a realizar la simulación con horizonte de 12 meses (mayo 01 de 1999 - abril 30 de 2000) tomando escenarios

Consejo Nacional de Operación

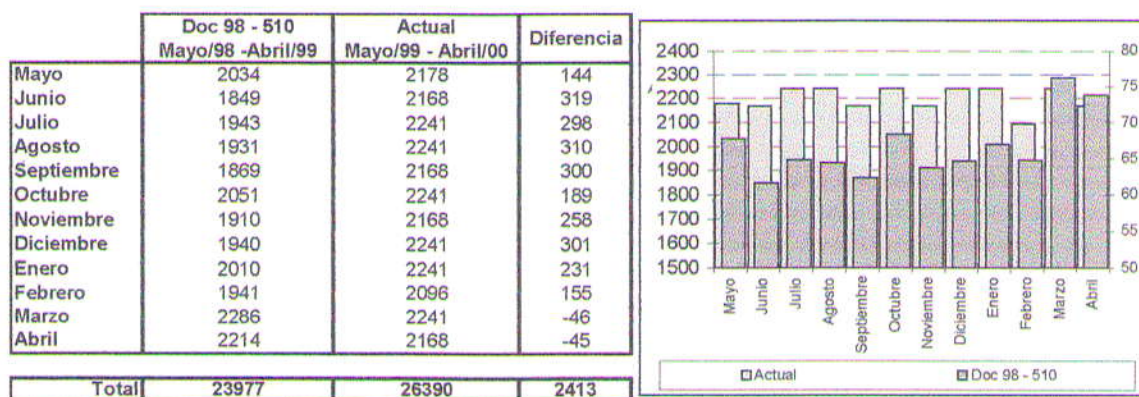
CNO

hidrológicos con diferentes PSS, y determinando las series hidrológicas para las cuales el sistema no presenta racionamientos. De acuerdo con la metodología vigente y escrita en la resolución CREG-025 de 1997, esta hidrología define la curva de Mínimos Operativos Inferior.

Acorde con la Resolución CREG- 100 de 1997, según la cual, “El Sistema Interconectado Nacional deberá protegerse contra una contingencia hidrológica hasta del 95% de PSS (Probabilidad de Ser Superada), o en su defecto la máxima factible, ...”, se obtuvo los racionamientos presentado en el SIN con una hidrología del 95% de PSS para el caso simulado, y que definen la curva de niveles mínimos operativos superiores.

La siguiente tabla y gráfica muestra la generación térmica mensual del sistema para la disponibilidad asumida.

Generación Térmica Mensual (GWh)



Para el periodo mayo/99 - abril/00 se obtiene un aumento de 2413 GWh respecto del estudio anterior. Lo anterior tiene un efecto aditivo a la reducción de la demanda de energía (459 GWh) logrando una disminución del déficit del sistema ante contingencias hidrológicas.

Los cuadros que se muestran a continuación resumen los resultados obtenidos en el proceso descrito anteriormente. Los resultados del cálculo de los niveles mínimos operativos actuales (documento ISACND 98 -144) se muestran igualmente a modo de comparación.

Consejo Nacional de Operación CNO

VIGENTE				REVISIÓN			
98 - 510				1999 - 2000 Dem Media			
MOI	80 pss	Descarga	1585	MOI	85 pss	Descarga	1227.8
	95 pss	Déficit	663		95 pss	Déficit	238.6
		M. Técnico	421			M. Técnico	405
MOS en nov de 1998			2669.2	MOS en nov de 1999			1871.3

Valores en GWh

Diferencia 798

MOI : Mínimo operativo inferior

MOS : Mínimo operativo superior

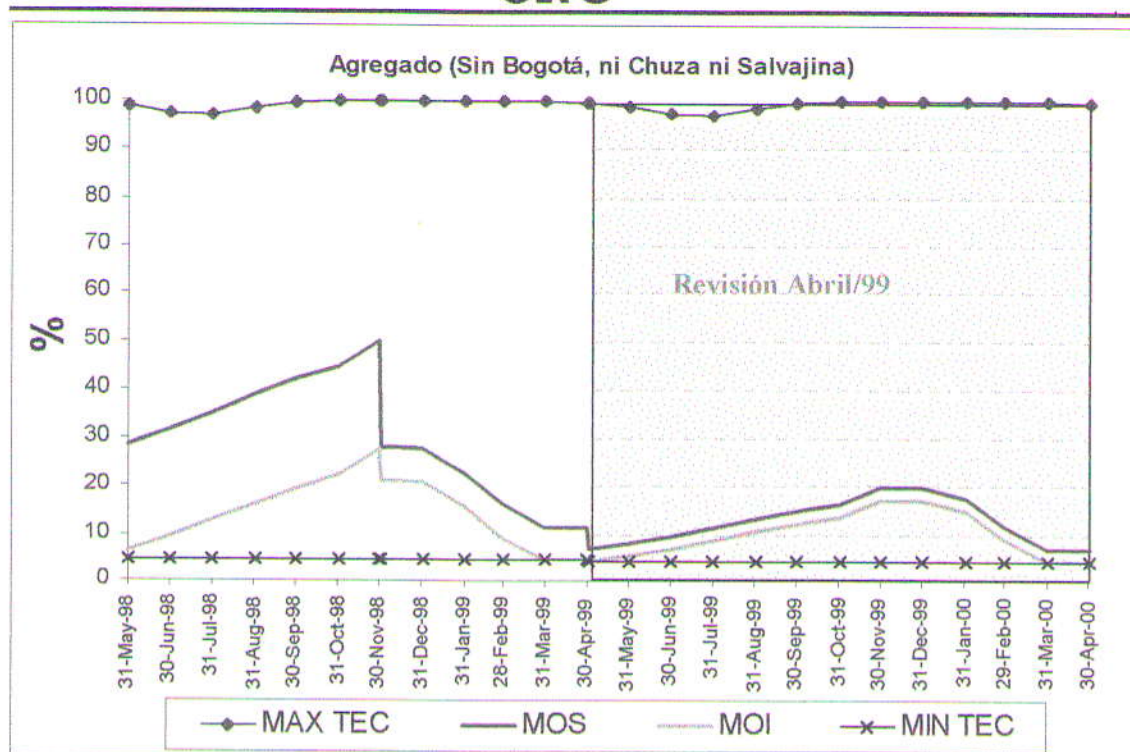
Para las condiciones del sistema modeladas en el estudio anterior, el déficit presentado en el periodo mayo/99 - abril/00, ante una hidrología del 95 PSS era de 663 GWh. Para la misma hidrología y la condiciones de expuestas en este documento, el déficit se reduce a 238.6 GWh.

Por otra parte la hidrología más crítica que el sistema considerado en el documento 98 - 510 podía sobrellevar sin presentar déficit, correspondía al 80 PSS y se requerían desembalsamientos en todo el verano de 1585 GWh. para las nuevas condiciones, el sistema puede soportar una hidrología más crítica (85 PSS) sin presentar déficit requiriendo descargas en el verano de 1227.8 GWh.

Con los valores expuestos anteriormente y con el nivel mínimo técnico del embalse agregado (sin agregado Bogotá, ni Chuza ni Salvajina), encontramos que para el final de noviembre de 1999 (punto máximo del MOS) se obtiene una disminución del nivel superior de 798 GWh.

En la figura siguiente se presenta la evolución mensual de las reservas agregadas para el nivel de contingencia (hidrología del 95% de PSS), reserva mínima, máximo operativo y mínimo técnico desde mayo/98 hasta abril/99. Igualmente se presentan los valores de los niveles vigentes resultantes de la presente revisión para el periodo mayo/99 – abril/00

Consejo Nacional de Operación CNO



En el Anexo 2 se presentan los niveles mínimos operativos para cada uno de los embalses del SIN que, de acuerdo con la Resolución CREG 058 de 1995, deben poseer curvas de mínimos operativos (se excluyen los siguientes embalses con prioridad de utilización diferente de la energética: Sisga, Tominé, Neusa, Chuza y Salvajina).

Consejo Nacional de Operación CNO

ANEXO 1

Información utilizada

CNO

DISPONIBILIDAD TÉRMICA MENSUAL (MW)

[illegible]

Consejo Nacional de Operación CNO

DISPONIBILIDAD HIDRÁULICA MENSUAL (MW)

	May-99	Jun-99	Jul-99	Aug-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dec-99	Jan-00	Feb-00	Mar-00	Apr-00
GUATAPE	466.4	460.9	470.5	460.3	460.9	460.3	458.7	507.4	507.4	507.4	507.4	507.4
JAGUAS	144.9	144.9	121.5	72.5	72.5	130.9	144.9	144.9	144.9	144.9	144.9	144.9
PLAYAS	185.3	164.8	141.5	173.4	185.3	185.3	185.3	185.3	185.3	185.3	185.3	185.3
SANCARLOS	994.4	931.8	931.2	969.1	1045.0	956.5	918.7	1032.3	1045.0	1017.9	1045.0	1045.0
CALDERAS	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
TRONERAS	37.7	37.7	37.7	29.2	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7
GUADALUPE3	235.1	245.7	247.4	255.7	252.8	222.7	251.4	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7
GUADALUPE4	163.2	99.7	138.6	138.6	163.2	163.2	163.2	163.2	163.2	163.2	163.2	163.2
RIOGRANDE1	25.4	24.6	35.3	36.9	36.9	36.9	36.9	36.9	36.9	36.9	36.9	36.9
LATASAJERA	255.2	253.8	255.2	296.7	296.7	296.7	296.7	296.7	296.7	296.7	296.7	296.7
CHIVOR	783.7	839.7	819.9	704.3	794.9	812.6	806.1	884.9	895.7	895.7	895.7	895.7
ALTOANCHICAYA	307.2	307.2	291.6	270.7	279.1	307.2	307.2	307.2	291.3	281.8	307.2	307.2
BAJOANCHICAYA	68.0	68.0	64.4	51.6	63.2	68.0	68.0	68.0	55.3	60.7	68.0	68.0
CALIMA1	83.8	116.8	116.8	116.8	116.8	116.8	116.8	116.8	116.8	116.8	116.8	116.8
SALVAJINA	219.3	218.6	239.9	239.9	239.9	239.9	239.9	239.9	239.9	239.9	239.9	229.2
ESMERALDA	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2
SANFRANCISCO	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9	128.9
INSULA	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2
PRADO	32.4	32.4	32.4	32.4	32.4	32.4	32.4	32.4	32.4	32.4	32.4	32.4
PRADO4	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
BETANIA	501.7	501.7	501.7	501.7	501.7	501.7	501.7	501.7	458.5	421.0	420.8	457.1
FLORIDA2	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8	21.8
RIOMAYO	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9
GUAVIO	1037.3	878.3	896.8	1037.3	1037.3	990.5	975.1	1023.9	1037.3	1037.3	1037.3	1037.3
PARAISO	231.9	231.9	231.9	231.9	231.9	162.1	193.3	231.9	231.9	231.9	231.9	231.9
LAGUACA	275.3	275.3	263.5	275.3	275.3	192.4	229.4	275.3	275.3	275.3	275.3	275.3
CANOAS	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	15.1	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	22.4
SALTO	96.2	96.2	89.9	79.9	84.1	96.2	96.2	96.2	93.8	69.7	96.2	96.2
LAGUNETA	47.2	31.8	48.3	63.7	63.7	63.7	55.7	47.7	56.0	63.7	63.7	63.7
COLEGIO	171.2	153.7	183.4	189.5	172.7	186.5	186.4	189.5	189.5	189.5	189.5	186.4
Total	6430.6	6200.7	6215.0	6276.8	6528.2	6316.4	6372.2	6742.9	6713.9	6628.7	6714.7	6733.6

© 2016 Pearson Education, Inc. or its affiliate(s). All rights reserved.

	May-99	Jun-99	Jul-99	Aug-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dec-99	Jan-00	Feb-00	Mar-00	Apr-00	Total
PAIPA1	14.8	14.4	14.8	14.8	14.4	14.8	14.4	14.8	14.8	13.9	14.8	14.4	175.1
PAIPA2	34.6	33.5	34.6	34.6	33.5	34.6	33.5	34.6	34.6	32.3	34.6	33.5	408.2
PAIPA3	45.5	44.1	45.5	45.5	44.1	45.5	44.1	45.5	45.5	42.6	45.5	44.1	537.4
PAIPA4	91.7	88.7	91.7	91.7	88.7	91.7	88.7	91.7	91.7	85.8	91.7	88.7	1082.3
PALENQ3	4.5	4.3	4.5	4.5	4.3	4.5	4.3	4.5	4.5	4.2	4.5	4.3	53.0
BARRANC1	6.5	6.3	6.5	6.5	6.3	6.5	6.3	6.5	6.5	6.1	6.5	6.3	77.0
BARRANC2	3.9	3.7	3.9	3.9	3.7	3.9	3.7	3.9	3.9	3.6	3.9	3.7	45.5
BARRANC3	34.8	33.6	34.8	34.8	33.6	34.8	33.6	34.8	34.8	32.5	34.8	33.6	410.5
BARRANC4	9.7	9.4	9.7	9.7	9.4	9.7	9.4	9.7	9.7	9.0	9.7	9.4	114.1
BARRANC5	11.1	10.7	11.1	11.1	10.7	11.1	10.7	11.1	11.1	10.4	11.1	10.7	130.7
TASAJERO	66.3	64.1	66.3	66.3	64.1	66.3	64.1	66.3	66.3	62.0	66.3	64.1	782.3
SIERRA1	94.9	91.8	94.9	94.9	91.8	94.9	91.8	94.9	94.9	88.7	94.9	91.8	1120.0
SIERRA2	94.9	91.8	94.9	94.9	91.8	94.9	91.8	94.9	94.9	88.7	94.9	91.8	1120.0
ZIPAEMG3	30.4	29.4	30.4	30.4	29.4	30.4	29.4	30.4	30.4	28.5	30.4	29.4	359.1
ZIPAEMG2	21.9	21.2	21.9	21.9	21.2	21.9	21.2	21.9	21.9	20.5	21.9	21.2	258.6
ZIPAEMG4	32.8	31.7	32.8	32.8	31.7	32.8	31.7	32.8	32.8	30.7	32.8	31.7	387.3
ZIPAEMG5	22.1	21.4	22.1	22.1	21.4	22.1	21.4	22.1	22.1	20.7	22.1	21.4	260.9
BARRANQ3	40.1	38.8	40.1	40.1	38.8	40.1	38.8	40.1	40.1	37.5	40.1	38.8	473.2
BARRANQ4	37.3	36.1	37.3	37.3	36.1	37.3	36.1	37.3	37.3	34.9	37.3	36.1	440.2
CARTAGE1	20.2	19.5	20.2	20.2	19.5	20.2	19.5	20.2	20.2	18.9	20.2	19.5	238.1
CARTAGE2	32.5	31.4	32.5	32.5	31.4	32.5	31.4	32.5	32.5	30.4	32.5	31.4	383.5
CARTAGE3	33.7	32.6	33.7	33.7	32.6	33.7	32.6	33.7	33.7	31.5	33.7	32.6	397.7
COSPIQ3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COSPIQ4	4.4	4.3	4.4	4.4	4.3	4.4	4.3	4.4	4.4	4.1	4.4	4.3	52.1
COSPIQ5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	5.6
GUAJIR11	95.0	92.0	95.0	95.0	92.0	95.0	92.0	95.0	95.0	88.9	95.0	92.0	1122.1
GUAJIR21	95.0	92.0	95.0	95.0	92.0	95.0	92.0	95.0	95.0	88.9	95.0	92.0	1122.1
DORADA	27.4	26.6	27.4	27.4	26.6	27.4	26.6	27.4	27.4	25.7	27.4	26.6	324.0
TCENTRO1	14.7	14.3	14.7	14.7	14.3	14.7	14.3	14.7	14.7	13.8	14.7	14.3	173.9
TCENTRO2	58.0	56.1	58.0	58.0	56.1	58.0	56.1	58.0	58.0	54.2	58.0	56.1	684.2
FLORES1	102.5	99.2	102.5	102.5	99.2	102.5	99.2	102.5	102.5				

	May-99	Jun-99	Jul-99	Aug-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dec-99	Jan-00	Feb-00	Mar-00	Apr-00	Total
PAIPA1	14.8	14.4	14.8	14.8	14.4	14.8	14.4	14.8	14.8	13.9	14.8	14.4	175.1
PAIPA2	34.6	33.5	34.6	34.6	33.5	34.6	33.5	34.6	34.6	32.3	34.6	33.5	408.2
PAIPA3	45.5	44.1	45.5	45.5	44.1	45.5	44.1	45.5	45.5	42.6	45.5	44.1	537.4
PAIPA4	91.7	88.7	91.7	91.7	88.7	91.7	88.7	91.7	91.7	85.8	91.7	88.7	1082.3
PALENQ3	4.5	4.3	4.5	4.5	4.3	4.5	4.3	4.5	4.5	4.2	4.5	4.3	53.0
BARRANC1	6.5	6.3	6.5	6.5	6.3	6.5	6.3	6.5	6.5	6.1	6.5	6.3	77.0
BARRANC2	3.9	3.7	3.9	3.9	3.7	3.9	3.7	3.9	3.9	3.6	3.9	3.7	45.5
BARRANC3	34.8	33.6	34.8	34.8	33.6	34.8	33.6	34.8	34.8	32.5	34.8	33.6	410.5
BARRANC4	9.7	9.4	9.7	9.7	9.4	9.7	9.4	9.7	9.7	9.0	9.7	9.4	114.1
BARRANC5	11.1	10.7	11.1	11.1	10.7	11.1	10.7	11.1	11.1	10.4	11.1	10.7	130.7
TASAJERO	66.3	64.1	66.3	66.3	64.1	66.3	64.1	66.3	66.3	62.0	66.3	64.1	782.3
SIERRA1	94.9	91.8	94.9	94.9	91.8	94.9	91.8	94.9	94.9	88.7	94.9	91.8	1120.0
SIERRA2	94.9	91.8	94.9	94.9	91.8	94.9	91.8	94.9	94.9	88.7	94.9	91.8	1120.0
ZIPAEMG3	30.4	29.4	30.4	30.4	29.4	30.4	29.4	30.4	30.4	28.5	30.4	29.4	359.1
ZIPAEMG2	21.9	21.2	21.9	21.9	21.2	21.9	21.2	21.9	21.9	20.5	21.9	21.2	258.6
ZIPAEMG4	32.8	31.7	32.8	32.8	31.7	32.8	31.7	32.8	32.8	30.7	32.8	31.7	387.3
ZIPAEMG5	22.1	21.4	22.1	22.1	21.4	22.1	21.4	22.1	22.1	20.7	22.1	21.4	260.9
BARRANQ3	40.1	38.8	40.1	40.1	38.8	40.1	38.8	40.1	40.1	37.5	40.1	38.8	473.2
BARRANQ4	37.3	36.1	37.3	37.3	36.1	37.3	36.1	37.3	37.3	34.9	37.3	36.1	440.2
CARTAGE1	20.2	19.5	20.2	20.2	19.5	20.2	19.5	20.2	20.2	18.9	20.2	19.5	238.1
CARTAGE2	32.5	31.4	32.5	32.5	31.4	32.5	31.4	32.5	32.5	30.4	32.5	31.4	383.5
CARTAGE3	33.7	32.6	33.7	33.7	32.6	33.7	32.6	33.7	33.7	31.5	33.7	32.6	397.7
COSPIQ3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COSPIQ4	4.4	4.3	4.4	4.4	4.3	4.4	4.3	4.4	4.4	4.1	4.4	4.3	52.1
COSPIQ5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	5.6
GUAJIR11	95.0	92.0	95.0	95.0	92.0	95.0	92.0	95.0	95.0	88.9	95.0	92.0	1122.1
GUAJIR21	95.0	92.0	95.0	95.0	92.0	95.0	92.0	95.0	95.0	88.9	95.0	92.0	1122.1
DORADA	27.4	26.6	27.4	27.4	26.6	27.4	26.6	27.4	27.4	25.7	27.4	26.6	324.0
TCENTRO1	14.7	14.3	14.7	14.7	14.3	14.7	14.3	14.7	14.7	13.8	14.7	14.3	173.9
TCENTRO2	58.0	56.1	58.0	58.0	56.1	58.0	56.1	58.0	58.0	54.2	58.0	56.1	684.2
FLORES1	102.5	99.2	102.5	102.5	99.2	102.5	99.2	102.5	102.5	95.9	102.5	99.2	1209.7
FLORES2	58.2	56.3	58.2	58.2	56.3	58.2	56.3	58.2	58.2	54.5	58.2	56.3	687.2
FLORES3	90.5	87.6	90.5	90.5	87.6	90.5	87.6	90.5	90.5	84.6	90.5	87.6	1068.1
PROELEC1	27.4	26.5	27.4	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	27.4	25.6	27.4	26.5	323.6
PROELEC2	26.6	25.7	26.6	26.6	25.7	26.6	25.7	26.6	26.6	24.9	26.6	25.7	313.7
TEBSA24	470.4	455.2	470.4	470.4	455.2	470.4	455.2	470.4	470.4	440.1	470.4	455.2	5554.0
GUALANDA	3.2	3.1	3.2	3.2	3.1	3.2	3.1	3.2	3.2	3.0	3.2	3.1	37.3
COCA	15.4	14.9	15.4	15.4	14.9	15.4	14.9	15.4	15.4	14.4	15.4	14.9	181.7
TV2	130.0	125.8	130.0	130.0	125.8	130.0	125.8	130.0	130.0	121.6	130.0	125.8	1535.2
MERRIL	99.0	95.9	99.0	99.0	95.9	99.0	95.9	99.0	99.0	92.7	99.0	95.9	1169.3
TEMCALI	75.9	134.0	138.4	138.4	134.0	138.4	134.0	138.4	138.4	129.5	138.4	134.0	1572.0
Total	2178.0	2168.3	2240.5	2240.5	2168.3	2240.5	2168.3	2240.5	2240.5	2096.0	2240.5	2168.3	26390.3
Promedio Día	70.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	72.3	

Consejo Nacional de Operación CNO

ANEXO 2: RESULTADOS

NIVELES MINIMOS OPERATIVOS POR EMBALSE

Contingencia: 95% de PSS

GWWh

	Own											2000		
	01-May-99	31-May-99	30-Jun-99	31-Jul-99	31-Aug-99	30-Sep-99	31-Oct-99	30-Nov-99	31-Dec-99	31-Jan-00		29-Feb-00	31-Mar-00	30-Apr-00
ANCHICAYA														
MAX TEC	27.83	27.83	27.83	27.83	27.83	27.83	27.83	27.83	27.83	27.83		27.83	27.83	27.83
MOS	0.76	1.17	1.82	2.30	2.66	2.76	3.11	4.51	4.51	3.85		2.20	0.74	0.74
MOI	0.01	0.43	1.08	1.55	1.82	2.02	2.36	3.77	3.77	3.11		1.46	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00
BETANIA														
MAX TEC	160.68	160.68	140.43	140.43	165.99	165.99	165.99	165.99	165.99	165.99		165.99	165.99	165.99
MOS	4.36	6.80	9.79	13.03	16.88	19.89	22.05	26.75	26.75	22.83		13.00	4.28	4.28
MOI	0.08	2.52	5.51	8.75	12.60	15.61	17.78	22.47	22.47	18.55		8.72	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00
MADRONAL														
MAX TEC	216.32	216.32	216.32	216.32	216.32	216.32	216.32	216.32	216.32	216.32		216.32	216.32	216.32
MOS	6.26	9.79	16.96	21.43	22.31	21.39	21.63	35.37	35.37	30.27		17.48	6.14	6.14
MOI	0.51	4.04	11.21	15.68	16.56	15.64	15.88	29.62	29.62	24.52		11.73	0.39	0.39
MIN TEC	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39		0.39	0.39	0.39
ESMERALDA														
MAX TEC	1051.03	1051.03	1018.64	999.84	999.84	1097.01	1102.21	1102.21	1105.41	1105.41		1105.41	1105.41	1075.12
MOS	28.23	35.29	49.56	77.57	115.21	142.92	161.74	177.64	177.64	151.54		86.06	27.99	27.99
MOI	0.24	7.30	21.57	49.58	87.22	114.93	133.75	149.65	149.65	123.55		58.07	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00
GUAVIO														
MAX TEC	2117.36	2117.36	2054.32	2006.49	2134.75	2173.88	2173.88	2173.88	2173.88	2173.88		2173.88	2173.88	2173.88
MOS	57.09	77.33	112.30	159.34	218.18	267.32	303.01	350.69	350.69	299.35		170.58	56.39	56.39
MOI	0.70	20.94	55.91	102.95	161.79	210.93	246.62	294.30	294.30	242.96		114.20	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00
MIRAFLORES														
MAX TEC	240.28	240.28	240.28	240.28	240.28	240.28	240.28	240.28	240.28	240.28		240.28	240.28	240.28
MOS	19.73	22.25	25.92	29.71	33.48	37.51	41.77	50.33	50.33	44.97		31.55	19.64	19.64
MOI	13.69	16.22	19.88	23.67	27.44	31.47	35.73	44.29	44.29	38.94		25.51	13.60	13.60
MIN TEC	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60		13.60	13.60	13.60
MUNA														
MAX TEC	173.47	173.47	173.47	173.47	173.47	173.47	173.47	173.47	173.47	173.47		173.47	173.47	173.47
MOS	72.04	73.55	75.35	77.11	79.10	80.86	82.47	86.10	86.10	83.64		77.47	71.99	71.99
MOI	69.27	70.77	72.57	74.33	76.32	78.09	79.69	83.33	83.33	80.87		74.69	69.21	69.21
MIN TEC	69.21	69.21	69.21	69.21	69.21	69.21	69.21	69.21	69.21	69.21		69.21	69.21	69.21

GWWh

[illegible]

Source: <http://www.fishbase.org>

Hm3

	1999											2000		
	01-May-99	31-May-99	30-Jun-99	31-Jul-99	31-Aug-99	30-Sep-99	31-Oct-99	30-Nov-99	31-Dec-99	31-Jan-00		29-Feb-00	31-Mar-00	30-Apr-00
ANCHICAYA														
MAX TEC	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08		24.08	24.08	24.08
MOS	0.65	1.02	1.57	1.99	2.23	2.38	2.68	3.91	3.91	3.34		1.90	0.63	0.63
MOI	0.01	0.36	0.93	1.35	1.57	1.75	2.05	3.25	3.25	2.88		1.26	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00
BETANIA														
MAX TEC	987.11	987.11	862.70	862.70	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74		1019.74	1019.74	1019.74
MOS	27.02	41.81	60.16	79.54	104.01	122.37	135.63	164.18	164.18	140.72		79.54	26.51	26.51
MOI	0.51	15.30	33.65	54.05	77.50	95.88	109.11	137.66	137.66	114.21		54.05	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00
MADRONAL														
MAX TEC	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50		437.50	437.50	437.50
MOS	12.50	19.69	34.13	43.31	45.06	43.31	43.75	71.75	71.75	61.25		35.44	12.25	12.25
MOI	1.12	8.31	22.75	31.50	33.69	31.50	31.94	59.94	59.94	49.44		23.63	0.88	0.88
MIN TEC	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79		0.79	0.79	0.79
ESMERALDA														
MAX TEC	594.08	594.08	575.77	565.15	565.15	620.07	623.01	623.01	624.82	624.82		624.82	624.82	607.70
MOS	15.77	19.99	28.12	43.74	64.98	80.60	91.22	100.60	100.60	85.60		48.74	15.62	15.62
MOI	0.15	4.37	12.50	28.12	49.36	64.98	75.60	84.35	84.35	69.98		33.12	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00
GUAVIO														
MAX TEC	766.85	766.85	744.02	726.70	773.15	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32		787.32	787.32	787.32
MOS	20.73	28.34	40.94	57.47	78.73	96.84	109.44	126.76	126.76	108.65		61.41	20.47	20.47
MOI	0.26	7.87	20.47	37.00	58.26	76.37	88.97	106.29	106.29	88.18		41.73	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00
MIRAFLORES														
MAX TEC	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04		101.04	101.04	101.04
MOS	8.32	9.40	10.91	12.53	14.04	15.76	17.58	21.12	21.12	18.89		13.24	8.29	8.29
MOI	5.79	6.77	8.39	10.00	11.52	13.24	15.05	18.59	18.59	16.37		10.71	5.76	5

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 85%PSS
Hm3

	1999										2000		
	01-May-99	31-May-99	30-Jun-99	31-Jul-99	31-Aug-99	30-Sep-99	31-Oct-99	30-Nov-99	31-Dec-99	31-Jan-00	29-Feb-00	31-Mar-00	30-Apr-00
PENOL													
MAX TEC	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94
MOS	99.83	113.39	132.09	149.62	164.82	181.19	199.89	247.82	247.82	222.10	156.64	99.36	99.36
MOI	70.60	84.16	102.87	120.40	135.60	151.96	170.67	218.59	218.59	192.88	127.41	70.14	70.14
MIN TEC	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14
PLAYAS													
MAX TEC	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13
MOS	6.81	7.47	8.36	9.15	9.71	10.38	11.28	13.64	13.64	12.46	9.43	6.79	6.79
MOI	5.47	6.06	7.02	7.80	8.36	9.04	9.94	12.29	12.29	11.11	8.08	5.44	5.44
MIN TEC	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43
PRADO													
MAX TEC	475.50	475.50	475.50	493.50	493.50	434.50	434.50	434.50	456.00	456.00	466.50	434.50	434.50
MOS	93.50	108.00	125.50	132.50	131.00	126.00	122.00	143.00	143.00	134.00	111.50	93.00	93.00
MOI	83.02	98.00	115.00	122.00	120.50	115.50	112.00	132.50	132.50	123.50	101.00	82.50	82.50
MIN TEC	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50
PUNCHINA													
MAX TEC	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04
MOS	1.35	2.01	2.94	3.73	4.22	4.81	5.59	7.94	7.94	6.77	3.87	1.32	1.32
MOI	0.02	0.74	1.67	2.40	2.89	3.48	4.32	6.62	6.62	5.49	2.60	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RIOGRANDE2													
MAX TEC	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14
MOS	17.25	19.02	21.60	23.73	25.66	27.69	29.97	35.91	35.91	32.71	24.49	17.19	17.19
MOI	13.60	15.37	17.95	20.08	21.91	23.89	26.17	32.25	32.25	29.06	20.84	13.54	13.54
MIN TEC	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50
SANLORENZO													
MAX TEC	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85
MOS	4.07	5.66	8.19	10.72	12.80	15.18	18.16	24.11	24.11	20.54	11.76	4.02	4.02
MOI	0.05	1.64	4.17	6.70	8.78	11.31	14.14	20.09	20.09	16.67	7.89	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TRONERAS													
MAX TEC	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18
MOS	4.85	5.08	5.45	5.81	6.18	6.57	6.96	7.80	7.80	7.28	6.00	4.84	4.84
MOI	4.25	4.50	4.87	5.24	5.68	5.97	6.39	7.23	7.23	6.70	5.39	4.24	4.24
MIN TEC	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25

Consejo Nacional de Operación

CNO

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 85%PSS

%

	1999										1999		
	31-May-99	30-Jun-99	31-Jul-99	31-Aug-99	30-Sep-99	31-Oct-99	30-Nov-99	31-Dec-99	31-Jan-00		28-Feb-00	31-Mar-00	30-Apr-00
ANCHICAYA													
MAX TEC	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%		80.00%	80.00%	80.00%
MOS	3.40%	5.20%	6.60%	7.40%	7.90%	8.90%	13.00%	13.00%	11.10%		6.30%	2.10%	2.10%
MOI	1.20%	3.10%	4.50%	5.20%	5.80%	6.80%	10.80%	10.80%	8.90%		4.20%	0.00%	0.00%
MIN TEC	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%		0.00%	0.00%	0.00%
BETANIA													
MAX TEC	96.80%	84.60%	84.60%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%		100.00%	100.00%	100.00%
MOS	4.10%	5.90%	7.80%	10.20%	12.00%	13.30%	16.10%	16.10%	13.80%		7.80%	2.60%	2.60%
MOI	1.50%	3.30%	5.30%	7.60%	9.40%	10.70%	13.50%	13.50%	11.20%		5.30%	0.00%	0.00%
MIN TEC	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%		0.00%	0.00%	0.00%
MADRONAL													
MAX TEC	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%		100.00%	100.00%	100.00%
MOS	4.50%	7.80%	9.90%	10.30%	9.90%	10.00%	16.40%	16.40%	14.00%		8.10%	2.80%	2.80%
MOI	1.90%	5.20%	7.20%	7.70%	7.20%	7.30%	13.70%	13.70%	11.30%		5.40%	0.20%	0.20%
MIN TEC	0.18%	0.18%	0.18%	0.18%	0.18%	0.18%	0.18%	0.18%	0.18%		0.18%	0.18%	0.18%
ESMERALDA													
MAX TEC	95.08%	92.15%	90.45%	90.45%	99.24%	99.71%	99.71%	100.00%	100.00%		100.00%	100.00%	97.26%
MOS	3.20%	4.50%	7.00%	10.40%	12.90%	14.60%	16.10%	16.10%	13.70%		7.80%	2.50%	2.50%
MOI	0.70%	2.00%	4.50%	7.90%	10.40%	12.10%	13.50%	13.50%	11.20%		5.30%	0.00%	0.00%
MIN TEC	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%		0.00%	0.00%	0.00%
GUAVIO													
MAX TEC	97.40%	94.50%	92.30%	98.20%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%		100.00%	100.00%	100.00%
MOS	3.60%	5.20%	7.30%	10.00%	12.30%	13.90%	16.10%	16.10%	13.80%		7.80%	2.60%	2.60%
MOI	1.00%	2.60%	4.70%	7.40%	9.70%	11.30%	13.50%	13.50%	11.20%		5.30%	0.00%	0.00%
MIN TEC	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%		0.00%	0.00%	0.00%
MIRAFLORES													
MAX TEC	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%		100.00%	100.00%	100.00%
MOS	9.30%	10.80%	12.40%	13.90%	15.60%	17.40%	20.90%	20.90%	18.70%		13.10%	8.20%	8.20%
MOI	6.70%	8.30%	9.90%	11.40%	13.10%	14.90%	18.40%	18.40%	16.20%		10.60%	5.70%	5.70%
MIN TEC	5.66%	5.66%	5.66%	5.66%	5.66%	5.66%	5.66%	5.66%	5.66%		5.66%	5.66%	5.66%
MUNA													
MAX TEC	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%		100.00%	100.00%	100.00%
MOS	42.40%	43.40%	44.50%	45.60%	46.60%	47.50%	49.60%	49.60%	48.20%		44.70%	41.50%	41.50%
MOI	40.80%	41.80%	42.90%	44.00%	45.00%	45.90%	48.00%	48.00%	46.60%		43.10%	39.90%	39.90%
MIN TEC	39.90%	39.90%	39.90%	39.90%	39.90%	39.90%	39.90%	39.90%	39.90%		39.90%	39.90%	39.90%

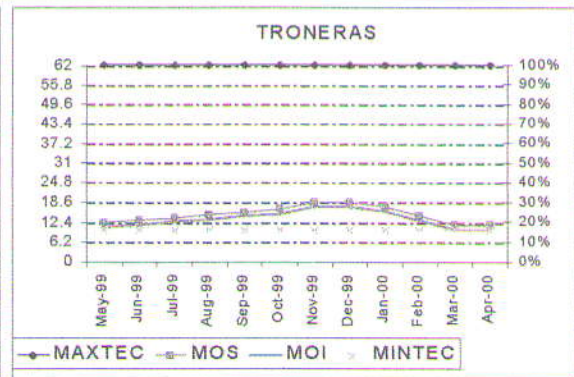
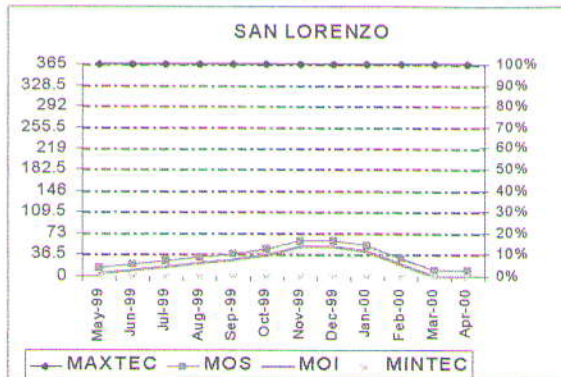
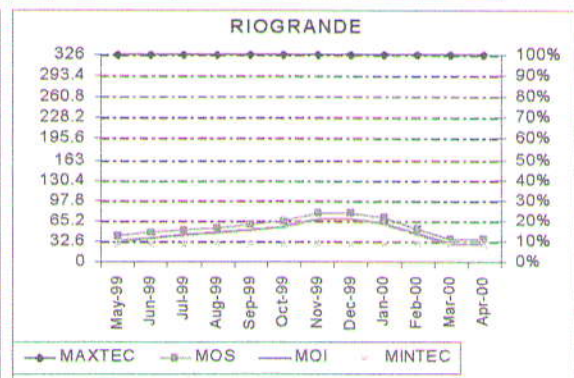
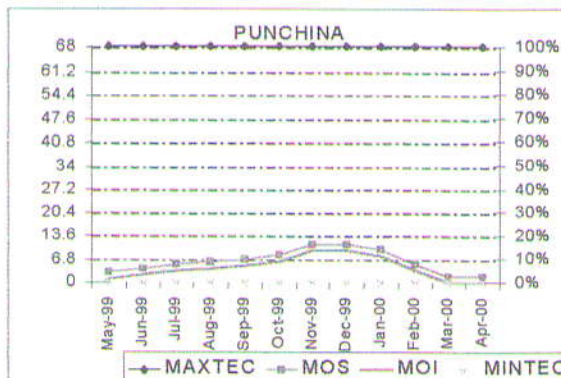
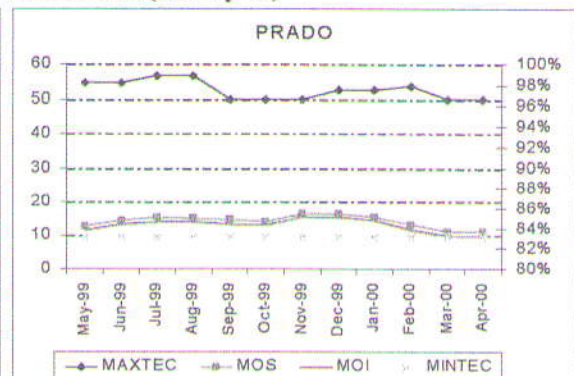
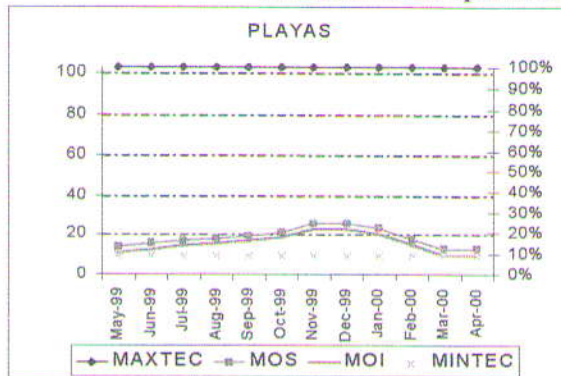
MINIMOS OPERATIVOS: Nível superior 95%PSS e inferior 85%PSS

[illegible]



Consejo Nacional de Operación CNO

Niveles mínimos operativos de embalses (GWh y %)



Consejo Nacional de Operación CNO

Niveles mínimos operativos de embalses (GWh y %)

