

000142

# **ANEXO G: DATOS DE LL.TT DEL MODELO PERSEO**

---

G1: INFORME COES SPR-394-2010

G2: DATOS DE LL.TT DEL MODELO PERSEO (MEDIO OPTICO)

000143

**G1:    INFORME COES SPR-394-2010**

=====

000144



COES/D/DO/SPR- 395 - 2010

Para : Ing. Juan Carlos Pino  
Director de Operaciones COES-SINAC (e)

De : Ing. Germain Salazar López  
Sub Director de Programación

Asunto : **Programa de Operación de Mediano Plazo del SEIN de octubre 2010 a setiembre 2011.**

Fecha : 7 de octubre de 2010

---

Es grato dirigirme a usted, para remitirle adjunto el Programa de Operación de Mediano Plazo del SEIN que comprende el periodo octubre 2010 a setiembre 2011.

Sin otro particular, quedo de Ud.

Atentamente,

  
-----  
Ing. GERMAIN SALAZAR LOPEZ  
SUB DIRECTOR DE PROGRAMACION  
COES

GSL/JGQ  
Adj.: Lo indicado  
C c.: Integrantes COES, STR, SEV, SCO.

## INFORME COES D/DO/SPR – 394 – 2010

### PROGRAMA DE LA OPERACIÓN DE MEDIANO PLAZO DEL SEIN DE OCTUBRE 2010 A SETIEMBRE 2011

#### 1. OBJETIVO

Elaborar el Programa de Operación de Mediano Plazo del SEIN para el periodo de octubre 2010 a setiembre 2011.

#### 2. MODELO UTILIZADO

Se ha usado el modelo SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*), el cual es multinodal y multiembalse.

El SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo, mediano y corto plazo. El modelo calcula la política de operación de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las centrales hidroeléctricas (balance hídrico, límites de almacenamiento y límites en los caudales turbinados, vertidos, filtrados, etc.)
- Modelo detallado de las centrales térmicas (*unit commitment*, contratos *take or pay*, contratos de combustible, curvas de eficiencia, restricciones de combustible, térmicas multi-combustible, etc.)
- Incertidumbre hidrológica: se pueden utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características del sistema hidrológico.
- Red de transmisión detallada: análisis de flujos de potencia en corriente continua, límites en los flujos de potencia, cálculo de pérdidas, restricciones de seguridad.
- Demanda de energía por bloque y por barras en etapas mensuales y semanales (para estudios de largo y mediano plazo) o etapas horarias (para estudios de corto plazo)

Además de calcular la política de operación a mínimo costo, el modelo genera los costos marginales, costos de congestión de la transmisión y valor marginal del agua para cada central hidroeléctrica entre otros.

#### 3. CONSIDERACIONES DE EMBALSES

Nuestro sistema hidrológico está compuesto por embalses que obedecen a diferentes necesidades, tales como: energía eléctrica, riego y agua potable. Dada la prioridad del uso de agua para generación eléctrica, sólo se incluye en la optimización los embalses cuyo uso obedece estrictamente a necesidades de energía eléctrica. Las descargas de los embalses, que



obedecen a necesidades de riego y agua potable, son informadas por los integrantes.

Los embalses optimizados son los siguientes:

- Lago Junín.
- Lagunas de Electroperu.
- Lagunas de las centrales Pachachaca y Oroya.
- Lagunas de las centrales Yuncan y Yaupi.
- Lagunas de la central Cañón del Pato.
- Lagunas de la central Cahua.
- Lagunas de la central San Gabán.
- Lagunas de la central Machupichu.

Los embalses cuyas descargas están determinadas por las restricciones de agua potable y riegos son:

- Lagunas de Edegel, limitadas por agua potable.
- Lagunas de la central Charcani, limitadas por riego y agua potable.
- Laguna de la central Gallito Ciego, limitada por riego.
- Laguna de la central Aricota, limitada por riego.

El modelado del lago Junín considera los límites de volumen almacenado establecidos por la Resolución del Ministerio de Agricultura n.º 0149-98-AG, aplicado al año 2010, se presentan en el cuadro n.º 1:

**Cuadro n.º 1**  
**Volúmenes mínimos para el lago Junín 2010**

Fecha	Volumen útil mínimo (Mio m3)	Volumen total mínimo (Mio m3)	Porcentaje de reserva (%)
01 de Junio	395.1	510.1	100
01 de Julio	335.9	450.9	85
01 de Agosto	276.6	391.6	70
01 de Septiembre	217.3	332.3	55
01 de Octubre	158.1	273.1	40
01 de Noviembre	98.8	213.8	25
01 de Diciembre	39.5	154.5	10
31 de Diciembre	11.9	126.9	3



#### 4. CONSIDERACIONES HIDROLÓGICAS

- La política operativa y de simulación se determinó con caudales estocásticos, usando para ello 30 series forward y 15 series backward. Los caudales fueron estimados a partir de los datos históricos disponibles (1965 a 2010).
- Para las centrales que tienen restricciones de riego y agua potable prioritario, se ha considerado los caudales de riego y agua potable de manera determinística a partir de la estimación de energía informada por los integrantes.
- Solo se ha modelado la evaporación del lago Junín.

#### 5. CONSIDERACIONES DE OFERTA DE GENERACIÓN Y DEMANDA

- Las unidades de generación que operan con gas natural de Camisea se alimentan del tramo de 18 pulgadas del gasoducto.
- La restricción de la disponibilidad de gas natural de Camisea para generación es de la siguiente manera:

AÑO	MMPCD											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2010										367	367	367
2011	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367

- Para las unidades de generación que operan con gas natural de Camisea, se considera el volumen autorizado de gas estimado para cada empresa.
- Se considera las unidades UTI5, UTI6 y TG7 de la CT Santa Rosa operando como duales.
- Se considera la reserva primaria y secundaria.
- Ante la deficiencia de generación en el sistema, se ha optado por despachar todas las centrales disponibles en el sistema, al margen de que sus costos variables superen el costo de racionamiento de 250 \$/MWh. Para ello, en estos análisis, se ha adoptado como costo de racionamiento 1000 US\$/MWh.
- Se ha incluido el programa de obras de nuevas unidades de generación que se muestran en el cuadro n.º 2.
- Se ha considerado el programa de mantenimientos de unidades de generación prevista en el Programa de Mantenimiento Mayor octubre 2010 - setiembre 2011.
- La demanda se ha pronosticado con el método econométrico ARIMA, cuyos resultados se muestran en el cuadro n.º 3.

## Cuadro n.º 2

## Programas de obras de generación

FECHA	PROYECTO	MW	NOTAS
Oct-2010	Ampliación Presa Huangsh Bajo ( 4.5 MMC) - SN POWER	-	(1)
Nov-2010	Interconexión al SEIN de CC HH - Carpapata - CEMENTO ANDINO (*)	11.5	(1)
Nov-2010	C.T. INDEPENDENCIA - EGESUR	5.732	(2)
Dic-2010	C.H. Roncador - Grupo 2 - MAJA ENERGIA (*)	1.9	(5)
May-2011	Embalse Pumamayo (40 MMC) - SAN GABAN	-	(1)
Jul-2011	C.T. de Generación Adicional en Mollendo	60	(5)
Jul-2011	C.H. Purmacana - ELÉCTRICA SANTA ROSA (*)	1.8	(4)
Jul-2011	Central Biomasa Huaycoloro - PETRAMAS (*)	4.4	(4)
Set-2011	C.H. Nueva Imperial - HIDROCANETE (*)	3.97	(3)

(1) Según información de la Publicación de Tarifas May 2010 - Osinerqmin

(2) Fecha estimada según la Resolución Ministerial N° 243-2010 MEM/DM, publicada el 1 de junio de 2010

(3) Fecha estimada según Información recibida para el Informe de Diagnóstico 2013 - 2022

(4) Según información de Proyectos de Generación adjudicados en la Primera Subasta de suministros de electricidad con Recursos Energéticos Renovables.

(5) Según Información recibida del MINEM con Oficio N° 665-2010-MEM/DGE de fecha 10.08.2010. Igualmente se considera necesario mantener o sustituir las Centrales Térmicas de Generación Adicional de 60 MW en Trujillo hasta diciembre 2012.

## Programas de obras de transmisión

FECHA	PROYECTO	Obs.
Nov-2010	L.T. 220 kV Carhuamayo - Paragsha (doble circuito) y SS EE. Asociadas	(1)
Nov-2010	L.T. 220 kV Paragsha - Conococha y SS EE. Asociadas	(1)
Nov-2010	S.E. Carhuamayo. Transformador 220/138 kV - 100 MVA (ONAN)	(2)
Nov-2010	S.E. Huallanca. Transformador 220/138 kV - 100 MVA (ONAN)	(2)
Dic-2010	S.E. Huallanca Reactor 2 x 50 MVAR	(3)
Dic-2010	S.E. Quencoro. Transformador de 138/34.5/10.5 kV - 25/7.5/17.5 MVA (ONAF)	(4)
Dic-2010	S.E. Azángaro. Transformador de 138/60/22.9/10 kV - 47.5/47.5/12.5 MVA (ONAF)	(4)
Dic-2010	S.E. Trujillo Norte. Transformador de 138/22.9/10 Kv - 45/12.5/45 MVA (ONAF)	(4)
Dic-2010	S.E. Trujillo Norte. Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 Kv	(4)
Dic-2010	S.E. Piura Oeste. Transformador de 220/60/10 Kv - 100/100/30 MVA (ONAF)	(4)
Dic-2010	S.E. Tingo Maria. Auto Transformador de 220/138/10 kV - 50/50/20 MVA (ONAF)	(4)
Ene-2011	S.E. Cajamarca 220 kV - SVC +120/60 MVAR	(1)
Feb-2011	L.T. 220 kV Chilca - La Planicie - Zapallal (doble circuito - preparada para migrar a 500 kV)	(8)
Mar-2011	L.T. 500 kV Chilca - Zapallal (simple circuito) y SS EE. Asociadas	(7)
Mar-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA	(1)
Mar-2011	L.T. 220 kV Independencia - Ica (segundo circuito)	(8)

000149

FECHA	PROYECTO	Obs.
May-2011	Repotenciación de la L T 220 kV Independencia - Ica de 141 MVA a 180 MVA	(8)
May-2011	Repotenciación de la L T 220 kV Ica - Marcona de 141 MVA a 180 MVA	(8)
May-2011	L T 220 kV Conococha - Huallanca (doble circuito)	(1)
May-2011	L T 220 kV Huallanca - Cajamarca Norte (doble circuito)	(1)
May-2011	Repotenciación de la L T 220 kV Oroya Nueva - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA	(1)
Jul-2011	Repotenciación de la L T 220 kV Mantaro - Cotaruse - Socabaya a 505 MVA	(1) (5)
Ago-2011	L T 220 kV Chiclayo Oeste - Piura Oeste (segundo circuito) y SS EE Asociadas	(1)
Ago-2011	Repotenciación de la L T 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA	(1)
Ago-2011	Repotenciación de la L T 220 kV La Niña - Piura Oeste (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA	(1)
Dic-2011	Repotenciación de la L T 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 152 MVA a 180 MVA	(6)
Dic-2011	L T 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito)	(6)

- (1) Según Información recibida del MINEM con Oficio N° 665-2010-MEM/DGE de fecha 10/08/2010  
 (2) Información del MINEM según oficio N° 067-2010-MEM/DGE de fecha 02/02/2010  
 (3) Información de la Publicación de Precios en Barra (Mayo 2010 - Abril 2011)  
 (4) Información de ISA-REP, según Carta CS000128-10011348 de fecha 19/04/2010  
 (5) Ampliación de la Compensación Serie de la línea al 65% de su reactancia. Contempla el cambio de los 4 bancos de condensadores y la implementación de dos reactores adicionales de 50 MVAR 220 kV cada uno, en la S.E. Cotaruse. Instalación de un SVC en la S.E. Socabaya 220 kV de 300 MVAR capacitivos y 100 MVAR inductivos  
 (6) Información del MINEM recibida mediante correo electrónico de fecha 01/09/2010  
 (7) Información de REP recibida mediante correo electrónico de fecha 02/09/2010  
 (8) Fecha estimada según información de REP

El MINEM informa en la nota (1) que a la fecha (agosto 2010) no se han iniciado los trabajos en el proyecto LT 220 kV Cerro Corona - Carhuaquero debido a problemas de servidumbre y que se viene evaluando el cambio del enlace por la LT 220 kV Cajamarca - Carhuaquero

### Cuadro n.º 3 Demanda por Bloques (\*)

Meses	Potencia (MW)			Horas			Energía (MWh)
	Punta	Media	Base	Punta	Media	Base	
Oct-10	4183.2	3904.8	3323.2	125	340	279	2777708
Nov-10	4241.4	3931.5	3378.2	125	325	270	2720042
Dic-10	4230.7	3916.5	3368.5	125	340	279	2800279
Ene-11	4361.2	4076.0	3475.7	125	340	279	2900691
Feb-11	4406.0	4213.7	3534.3	120	300	252	2683483
Mar-11	4426.8	4190.9	3537.5	135	330	279	2967594
Abr-11	4455.1	4114.3	3508.0	120	330	270	2839509
May-11	4483.9	4106.2	3507.3	130	335	279	2937006
Jun-11	4454.5	4110.5	3514.4	125	325	270	2841598
Jul-11	4409.3	4054.3	3470.6	120	345	279	2896143
Ago-11	4467.8	4129.6	3536.7	130	335	279	2950994
Sep-11	4547.0	4189.1	3581.2	130	320	270	2898540

(\*) no se incluyó la demanda de Ecuador

## Resumen de Proyecciones de demanda - Modelo Arima (2010-2011)

Años	Potencia		Energía	
	MW	%	GWh	%
2009	4255		29745	
2010	4557	7.1%	32202	8.3%
2011	4942	8.4%	34907	8.4%

## 6. COSTOS VARIABLES

Se ha calculado los Costos Variables Combustibles (CVC) tomando como referencia los valores utilizados en el Programa Semanal de Operación n.º40. Para los combustibles líquidos, se ha tomado la última lista de precios de combustibles publicada por PETROPERÚ, vigente al 05.10.2010, los cuales se muestran en el cuadro n.º 4.

Cuadro n.º 4  
Costos Variables de las unidades térmicas

Central	Potencia (MW)	CVNC (\$/MWh)	FC (UND/MWh)	Costo (\$/UND)	CVC (\$/MWh)	CV (\$/MWh)
KALLPA-TG3	197.8	4.00	9.55	0.76	7.22	11.22
KALLPA-TG2	193.5	4.00	9.61	0.76	7.27	11.27
KALLPA-TG1	174.4	4.00	9.69	0.76	7.33	11.33
VENTANILLA-CCTG3	238.8	3.42	6.58	1.49	9.78	13.20
VENTANILLA-CCTG4	231.8	3.47	6.60	1.49	9.82	13.29
CHILCA-TG1	171.5	3.67	8.98	1.38	12.39	16.06
CHILCA-TG2	170.3	3.67	9.14	1.38	12.61	16.28
CHILCA-TG3	194.2	3.41	9.52	1.38	13.13	16.54
VENTANILLA-TG3	161.4	4.02	9.09	1.49	13.52	17.54
VENTANILLA-TG4	156.1	4.10	9.31	1.49	13.84	17.94
SANTA ROSA-TG8	199.8	4.00	9.14	1.56	14.21	18.21
SANTA ROSA-TG7-G	123.9	4.10	10.73	1.56	16.69	20.79
PISCO-TG1	36.5	5.00	12.53	1.48	18.56	23.56
PISCO-TG2	36.5	5.00	12.53	1.48	18.56	23.56
INDEPENDENCIA	18.0	4.50	8.48	2.29	19.45	23.95
SANTA ROSA-TG5-G	53.1	7.07	10.99	1.56	17.10	24.17
SANTA ROSA-TG6-G	52.6	7.07	11.68	1.56	18.17	25.24
OQUENDO-TG1	29.4	0.00	9.36	2.70	25.26	25.26
LAS FLORES-TG1	192.5	4.00	8.43	2.55	21.46	25.46
AGUAYTIA-TG1	88.4	2.69	11.56	2.53	29.25	31.94
AGUAYTIA-TG2	87.0	2.73	11.65	2.53	29.50	32.23
ILO2-TV1	141.9	0.90	360.96	0.09	33.35	34.25
PAITA-TG1	30.0	4.00	10.00	5.34	53.40	57.40
MALACAS-TG4	90.3	3.13	11.74	5.34	62.71	65.84
MOLLENDO-D	29.9	6.22	56.79	1.77	100.51	106.73
TUMBES	17.3	11.32	56.83	1.95	110.66	121.98
CHILINA-D	10.3	10.81	61.92	1.91	118.34	129.14



000151

Central	Potencia (MW)	CVNC (\$/MWh)	FC (UND/MWh)	Costo (\$/UND)	CVC (\$/MWh)	CV (\$/MWh)
MALACAS-TG2	15.0	4.00	14.95	8.55	127.90	131.90
MALACAS-TG1	15.0	4.00	15.25	8.55	130.42	134.42
CHICLAYO	19.6	8.76	71.38	2.02	144.05	152.81
SHOUGESA-TV3	25.9	2.00	81.17	1.91	155.23	157.23
ILO1-TV3	69.5	1.96	80.70	1.95	156.96	158.92
ILO1-TV4	66.5	1.93	81.18	1.95	157.90	159.83
SHOUGESA-TV2	17.1	2.00	83.47	1.91	159.63	161.63
PIURA1	9.3	11.50	75.13	2.03	152.22	163.72
SHOUGESA-TV1	18.7	2.00	84.89	1.91	162.34	164.34
ILO1-TV2	0.0	3.18	85.01	1.95	165.35	168.53
YARINACOCCHA	24.5	10.73	61.43	2.79	171.33	182.06
ILO1-D	3.3	11.98	62.23	2.85	177.61	189.59
CHILINA-TV3	9.9	1.32	105.49	1.81	191.21	192.53
SHOUGESA-D	1.2	7.11	68.12	2.82	191.98	199.09
PIURA2	3.0	8.76	69.54	2.77	192.50	201.26
BELLAVISTA2	1.8	12.19	68.17	2.85	194.21	206.40
CHILINA-TV2	6.2	1.99	115.21	1.81	208.84	210.82
TRUJILLO NORTE	62.1	14.40	70.63	2.87	202.90	217.30
TAPARACHI	4.3	14.18	73.68	2.85	209.70	223.89
PAITA1	2.1	10.27	75.30	2.85	214.92	225.19
SULLANA	6.4	9.38	76.05	2.85	216.52	225.90
SANTA ROSA-TG7-D	121.3	4.10	79.30	2.80	221.96	226.06
ILO1-TG2	32.5	6.09	79.43	2.85	226.70	232.79
PAITA2	1.7	7.53	80.33	2.85	229.27	236.80
CHILINA-CC	16.7	3.53	88.34	2.75	242.59	246.12
SROSA-TG6-D	52.5	7.07	85.84	2.80	240.25	247.32
PIURA-TG	17.1	11.10	117.10	2.03	237.24	248.34
BELLAVISTA1	1.7	11.58	83.18	2.85	236.99	248.57
ILO1-TG1	34.7	8.00	85.54	2.85	244.16	252.16
SROSA-TG5-D	51.7	7.07	88.03	2.80	246.38	253.45
CHIMBOTE-TG3	19.3	2.70	110.74	2.79	309.09	311.79

UNDALES  
 1. GAS [MPC]  
 2. CARBON [KJ]  
 3. DIESEL [GAL]  
 4. RESIDUAL [GAL]

## 7. LIMITES DE TRANSMISIÓN EN LAS PRINCIPALES LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN

- Limite de Transmisión de la línea Mantaro - Socabaya de 220 kV. 280 MW hasta marzo 2011 y 495 MW a partir de julio 2011.
- Línea Paramonga – Chimbote de 220 kV: Limite de Transmisión de 330 MW.
- Línea Chimbote – Trujillo de 220 kV: Limite de Transmisión de 250 MW por tensión hasta el mes de diciembre 2010. Se prevé para enero 2011 el ingreso de un SVC +120/-60 MVAR en la SE Cajamarca 220 kV.

## 8. CONCLUSIONES

- Se presenta congestión en la interconexión Mantaro – Socabaya , entre los meses de octubre 2010 a junio 2011.
- Se presenta congestión en la línea de transmisión Chimbote - Trujillo, entre los meses de octubre 2010 a abril 2011. Se limitó por tensión el flujo de transmisión en la línea a 250 MW, hasta diciembre 2010. En enero 2010 se prevé el ingreso de un SVC +120/-60 MVAR en la SE Cajamarca 220 kV. En mayo 2011, se prevé el ingreso de las líneas de transmisión de 220 kV Cajamarca – Huallanca y Huallanca – Conococha de ATN.
- No se presenta congestión en el transformador de 220/50 KV de la SE Oroya Nueva. Se considera una reducción de 40 MW en DOE RUN por menor producción.
- Se presenta un mayor consumo de gas natural de Camisea en agosto de 2011 (360 MMPCD).

## 9. RESULTADOS

- En el cuadro n.º 5, se presentan los resultados del modelo.  
Cuadro n.º 5.1: generación de centrales hidráulicas.  
Cuadro n.º 5.2: generación de centrales termoeléctricas.  
Cuadro n.º 5.3: costos marginales.  
Cuadro n.º 5.4: energía por tipo de generación.  
Cuadro n.º 5.5: déficit de demanda.  
Cuadro n.º 5.6: volúmenes de descargas de los embalses.  
Cuadro n.º 5.7: caudales vertidos.  
Cuadro n.º 5.8: consumo de combustible.
- En los Gráficos del 1 al 4, se muestran los flujos en los principales equipos del SEIN.

Elaborado JGQ  
Revisado: GSL  
Sub Dirección de Programación (SPR)

000153

Cuadro N° 5.1  
Generación Centrales Hidráulicas (MWh)

Central	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11
CH Arcata	3678	3589	1456	3545	2958	3534	3431	3192	308	2985	2515	1750
CH Arcota	25351	23728	21105	11436	8091	11210	18579	23709	22952	9527	11571	17542
CH Cahua	22542	27232	29407	28871	26798	29934	27864	30187	25821	23725	19629	18555
CH Callahuanca	45695	49202	53948	53128	49546	51210	52952	52599	51077	48950	48411	48518
CH Cana Brava	3357	3585	3503	3652	3437	3859	3291	3960	4502	2487	1414	2969
CH Cañon del Pato	121050	146290	160020	169650	132670	168950	131502	147430	199310	87654	97836	90734
CH Carhuaquero	47867	62242	59326	62823	59711	54510	59014	70737	61623	40438	22872	13688
CH Charcani 123	1178	1582	2451	4496	4085	4706	2965	2978	2347	2296	2049	1962
CH Charcani 4	1966	2640	4184	8443	9989	9597	8143	5224	4059	3883	3613	3446
CH Charcani 5	11372	15271	24201	49442	59675	56743	47629	31633	23427	21302	20998	20329
CH Charcani 6	1149	1543	2445	4933	5837	5608	4782	3052	2367	2152	2111	2073
CH Chimay	75235	71833	93043	100730	89076	102460	89457	84068	59764	59147	49371	51153
CH Gallito Negro	15178	19584	20152	12108	9314	11096	10718	8021	5493	5678	5704	6995
CH Huampani	22171	21155	22171	20803	20025	21882	21105	17666	21308	20599	21668	20308
CH Huanchor	9151	11658	14081	14338	13010	14437	12030	13988	13007	11441	11831	11394
CH Hunco	91792	107290	93661	103630	110280	121480	72615	70702	85251	101450	81826	81913
CH La Joya	1850	2485	3851	7963	6387	7071	6272	4881	3766	3466	3282	3082
CH Machupicchu	60732	57855	60163	61554	51597	61554	59568	61554	59565	61554	61554	59568
CH Malpaso	25088	19339	19010	14273	18260	24725	16935	10428	12975	11625	14547	16844
CH Mantaro	405450	376510	371410	383260	354250	399510	385840	391740	383250	384110	385260	373930
CH Matucana	40565	52652	79156	85265	78992	92887	84822	72113	60498	50670	52522	51642
CH Moyopampa	47034	43765	47652	47360	39469	47654	46117	45517	45476	44936	43511	29196
CH Oroya	3522	5282	5916	5649	5296	5903	5389	5656	6019	5801	5549	4944
CH Pachachaca	1916	3856	4888	3471	3671	4157	3628	4257	5132	5013	4429	3964
CH Parac	7625	7856	8735	8904	7912	8981	8572	8955	8793	8325	7763	6931
CH Platanal	61353	87732	96912	109910	128560	145050	92018	68638	59125	50228	69551	62435
CH Restitucion	126350	126620	124900	128890	119130	134350	129760	131740	128860	129170	129560	125750
CH San Gaban	79307	79149	82466	81704	73720	81703	78986	82466	78986	69857	62902	59708
CH Yanango	19435	20879	23500	29218	27082	31378	25008	21977	15743	14892	13334	14821
CH Yaupi	63250	61210	77988	79288	71616	79289	76732	73465	71202	57456	44774	53666
CH Yuncan	84306	84092	86798	95275	88293	97866	93492	83113	66695	48997	34636	44465
<b>TOTAL</b>	<b>1536487</b>	<b>1597762</b>	<b>1697299</b>	<b>1793208</b>	<b>1682714</b>	<b>1893298</b>	<b>1679315</b>	<b>1635446</b>	<b>1498833</b>	<b>1389176</b>	<b>1318328</b>	<b>1318065</b>

Cuadro N° 5.2  
Generación Centrales Termoeléctricas (MWh)

Central	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11
TG1 Aguaytia	8346	901	0	2846	3739	1268	2080	6762	28338	55173	63150	60611
TG2 Aguaytia	12055	284	713	2835	2214	1400	3071	8166	17332	41608	58638	58081
CT Bellavista	0	30	0	0	0	0	300	0	0	0	50	519
CT Independencia	0	0	0	937	1381	993	503	1023	7011	10075	18963	12609
CT Chiclayo	163	55	105	0	0	0	419	0	912	882	2665	5071
Chilca TG1	122690	109610	84679	109960	111540	117240	94974	112310	119500	123490	123490	119500
Chilca TG2	38801	5466	76072	99639	102160	98093	74541	118160	118680	122630	122630	3519
Chilca TG3	122400	102100	40573	70070	70536	89561	81663	96087	0	101140	101140	135350
CC Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	140	1443
Sulzer Chilina	3671	3370	6488	5799	2114	4098	2106	6938	7028	734	2218	4885
TV2 Chilina	79	70	0	0	0	0	1004	0	0	0	138	536
TV3 Chilina	556	104	0	0	0	0	1980	0	87	138	221	850
CT Chimbote	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Trujillo Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3291	6634
Gen. Adic. Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2181	6983	16762
Catkat ILO1	330	84	0	0	0	0	294	0	65	68	134	302
TG1 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1822
TG2 ILO1	65	56	0	0	0	0	1444	0	0	0	765	2941
TV2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TV3 ILO1	23680	34217	26909	19816	19118	20980	37936	23052	36523	17215	20247	24700
TV4 ILO1	28963	3354	578	0	0	0	10236	1073	4347	861	2394	4418
CT ILO2	93435	90421	93435	91857	81478	91516	44455	92438	90421	74397	93158	90421
Kallpa TG1	125610	83288	86065	36425	52642	0	85160	89152	83268	90300	86064	83288
Kallpa TG2	89893	134870	139370	139370	125880	139370	134870	139370	134870	139370	139370	134870
Kallpa TG3	142490	137890	142490	142490	128700	142490	138960	139350	137890	138180	142490	137890
TG1 Las Flores	0	0	0	1207	1972	1728	833	2402	13949	21531	25319	24611
TG1 Malacas	86	38	64	0	0	0	37	14	46	109	672	782
TG2 Malacas	638	319	459	38	0	20	443	333	621	896	3213	559
TG4 Malacas	34721	20770	23938	7193	9003	11068	11728	6362	8502	20742	54672	59789
Mollendo Diesel	7346	20666	20499	15042	10467	17178	20665	20180	20666	2138	9312	16631
TG1 Pisco	0	650	727	2813	3602	3216	5004	3447	18875	23162	25573	23950
TG2 Pisco	0	1214	131	3715	4519	4688	5292	3357	19563	24236	23928	23954
TG1 Oquendo	20885	18430	21160	11596	18826	21150	20129	19108	20477	20885	20885	20191
CT Paita	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

CT Piura	64	0	0	0	0	0	0	0	254	371	1141	1002
TG Piura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133
TV Paramonga	6645	8294	8571	8571	7141	8571	8294	8571	6294	8571	8131	1024
Cummins Shougesa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	11
TV1 Shougesa	0	0	0	0	0	0	0	0	427	441	892	1161
TV2 Shougesa	0	0	0	0	0	0	0	0	389	403	801	272
TV3 Shougesa	0	0	0	0	0	0	0	0	591	611	1812	346
TG5 Sta Rosa G	0	0	0	198	0	0	88	0	0	0	241	0
TG5 Sta Rosa D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	414
TG6 Sta Rosa G	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TG6 Sta Rosa D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	974
TG7 Sta Rosa D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	323	1094
TG7 Sta Rosa G	172	0	170	10436	1202	5844	3430	581	18678	17191	5892	0
TG8 Sta Rosa	31042	37961	20060	51378	75256	92881	48774	72481	138230	125610	144210	13890
CT Sullana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Taparachi	19	28	0	0	0	0	556	0	0	0	102	364
Tumbes	2028	553	1085	88	0	218	358	624	791	1225	5802	9201
VENTA-CCTG3	163370	163120	154930	136030	0	103450	163320	168770	130660	168770	157500	163320
VENTA-CCTG4	163850	146090	153750	138160	31669	74059	158020	153200	158560	160240	163850	158560
VENTA-TG3	0	0	0	0	71977	27876	0	0	0	0	0	0
VENTA-TG4	0	0	0	0	63978	16122	0	0	0	0	0	0
YARINACocha	0	0	0	0	0	0	0	0	460	490	2135	276
TOTAL	1245099	1124305	1103427	1108291	1001911	1075069	1161272	1303778	1346064	1516257	1637888	1585238

Cuadro N° 5.3  
Costos Marginales (US\$/MWh)

## SEIN

Bloques	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11
Punta	62.4	55.6	55.2	52.4	54.6	55.3	76.3	55.0	65.2	51.3	90.2	138.5
Media	52.0	48.7	47.7	44.1	46.0	42.1	52.5	49.2	61.4	49.6	94.6	135.9
Base	52.4	47.8	47.1	39.8	27.0	33.5	51.6	50.8	62.5	49.2	94.0	134.1

## SANTA ROSA 220 KV

Bloques	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11
Punta	18.7	18.4	18.4	22.1	25.3	25.7	30.9	25.1	36.2	43.9	82.3	130.5
Media	16.1	17.8	18.7	21.0	21.0	20.1	23.0	24.5	37.0	42.4	81.3	128.5
Base	18.1	17.4	16.4	18.1	17.9	17.1	19.9	23.6	36.0	41.0	77.8	124.9

## SOCABAYA 220 KV

Bloques	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11
Punta	171.8	162.4	152.7	151.2	151.5	151.2	236.7	152.9	157.1	53.0	93.5	147.3
Media	165.8	153.8	145.2	135.8	143.1	127.4	166.7	143.5	154.5	52.5	92.7	146.9
Base	153.8	149.7	144.5	117.5	53.1	90.5	165.0	142.9	151.7	52.2	91.1	144.2

## TRUJILLO 220 KV

Bloques	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11
Punta	128.1	89.8	97.9	59.6	57.6	64.7	71.9	31.2	44.8	58.0	107.5	147.0
Media	63.2	58.7	60.0	30.9	34.2	34.2	37.5	30.3	44.1	57.9	106.0	144.1
Base	59.3	34.5	45.2	23.2	26.6	25.1	29.8	29.4	43.7	57.6	105.5	142.9

Cuadro N° 5.4  
Energía por tipo de generación (MWh)

Tipo de generación	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11
Hidráulica	1536487	1597762	1897299	1793208	1682714	1893296	1679315	1635446	1498833	1389176	1316328	1318065
Térmica	1245099	1124305	1103427	1108291	1001911	1075069	1161272	1303778	1346064	1516257	1637888	1585238
Total	2781586	2722067	2800725	2901500	2684625	2968365	2840587	2939224	2844897	2905434	2956216	2903303
Demanda	2777708	2720042	2800279	2900691	2683483	2967594	2839509	2937006	2841598	2896143	2950994	2898540

Cuadro N° 5.5  
Déficit de suministro

## POTENCIA (MW)

Bloques	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11
Punta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Media	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Base	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

## ENERGIA (MWh)

SEIN	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11
SEIN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

000155

Cuadro N° 5.6  
Volúmenes y Descargas de Embalses (Millones m3)

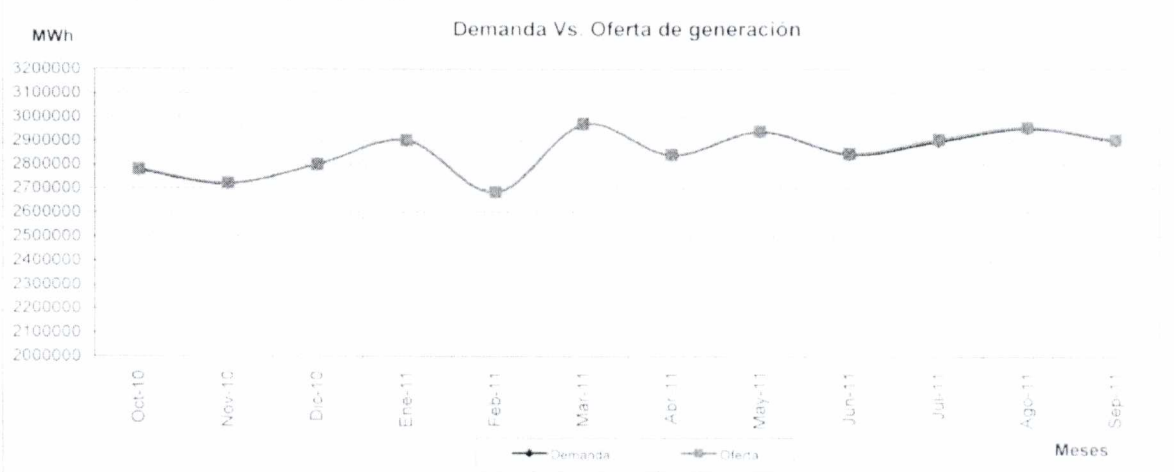
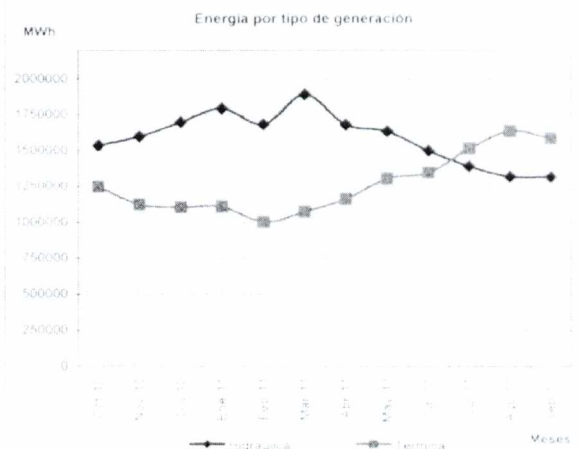
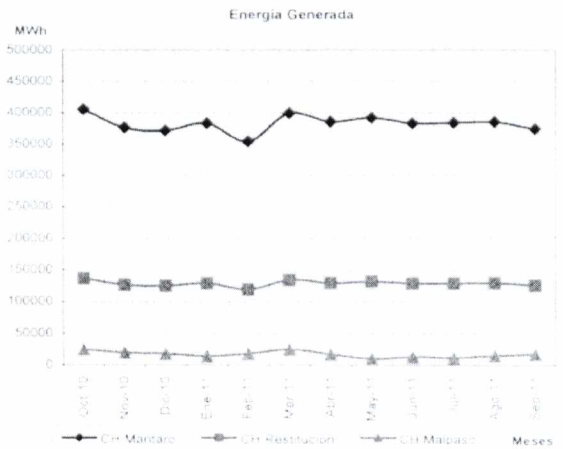
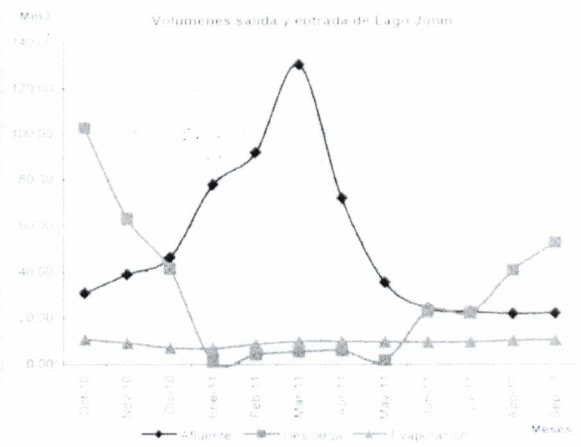
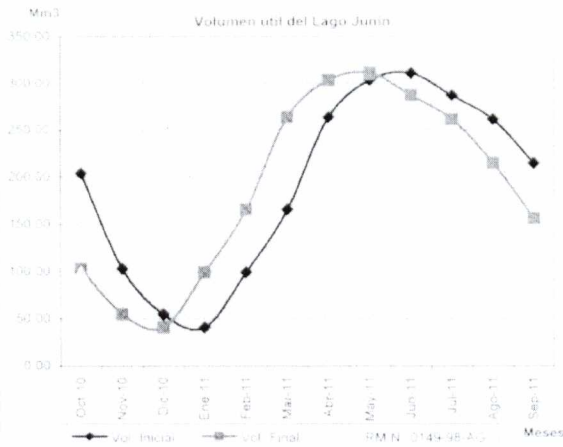
	Junio	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11
Vol Inicial		202.95	102.84	54.71	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95
Afluente		37.75	35.95	46.75	37.75	37.75	37.75	37.75	37.75	37.75	37.75	37.75	37.75
Descarga		102.90	54.71	41.00	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95
Evaporación		15.95	15.95	15.95	15.95	15.95	15.95	15.95	15.95	15.95	15.95	15.95	15.95
Vertimiento		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol Final		102.85	54.71	54.71	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95	34.95
RM N° 0149 '98 AG		98.75	39.51	11.85									
Lagunas ELP	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	
Vol Inicial		122.89	106.80	100.81	96.45	116.54	137.02	166.90	181.00	171.20	159.42	143.28	121.8
Afluente		5.75	9.62	11.69	20.35	24.44	37.74	19.50	11.50	17.38	6.64	6.25	6.25
Descarga		22.77	15.55	16.07	0.00	4.25	1.96	5.41	15.24	24.71	27.19	28.40	27.48
Vertimiento		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol Final		106.80	100.81	96.48	116.84	137.02	166.95	181.00	177.25	159.00	141.18	121.81	98.75
Paron	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	
Vol Inicial		49.48	51.97	54.71	54.91	54.90	54.95	55.00	54.98	54.98	54.75	54.4	54.1
Afluente		2.47	3.16	4.25	5.31	5.19	6.11	5.29	4.49	3.34	2.75	2.41	2.4
Descarga		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vertimiento		0.00	0.44	4.52	4.27	5.19	6.00	5.43	4.45	3.54	3.10	2.41	2.41
Vol Final		51.97	54.71	54.91	54.95	54.97	55.00	54.98	54.98	54.75	54.47	54.45	54.45
Culicococha	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	
Vol Inicial		7.34	0.74	1.54	2.47	2.71	4.61	6.71	7.25	7.36	4.25	1.25	0.74
Afluente		0.65	0.84	1.11	1.40	1.36	1.62	1.42	1.18	0.90	0.74	0.64	0.64
Descarga		7.26	0.36	0.12	0.10	0.61	0.35	0.45	4.54	3.12	1.63	1.63	1.19
Vertimiento		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol Final		0.74	1.50	2.48	3.77	4.62	6.15	7.70	7.90	4.25	1.83	0.98	0.74
Rajucocha	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	
Vol Inicial		0.76	0.07	0.12	0.75	1.93	3.03	4.98	5.61	7.47	6.21	2.41	1.93
Afluente		0.91	1.17	1.55	1.94	1.66	2.22	1.95	1.63	1.23	1.01	0.87	0.87
Descarga		1.53	1.12	0.92	0.73	0.82	0.27	2.27	0.67	2.56	4.81	2.78	1.86
Vertimiento		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol Final		0.07	0.72	0.74	1.97	3.03	4.98	6.61	7.57	6.27	7.47	3.06	0.00
Aguascocha	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	
Vol Inicial		1.86	0.04	1.17	2.17	5.92	7.20	8.20	8.27	9.11	7.21	0.00	0.00
Afluente		1.64	2.20	2.74	3.89	4.71	5.35	4.61	2.10	1.31	1.96	1.96	1.21
Descarga		3.47	1.07	0.74	1.13	2.64	3.96	3.15	2.80	8.13	7.36	1.36	0.00
Vertimiento		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol Final		0.04	1.17	3.17	5.93	7.00	8.19	8.81	8.11	1.30	0.00	0.00	0.00
Huachon	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	
Vol Inicial		44.16	29.00	19.46	18.15	21.90	28.78	36.96	40.37	26.95	8.52	0.25	0.00
Afluente		3.80	4.34	5.28	6.82	7.21	6.66	5.04	2.84	1.71	1.73	1.50	0.00
Descarga		21.69	13.89	6.58	2.99	0.42	0.46	1.68	16.25	20.19	9.99	1.30	2.74
Vertimiento		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol Final		29.00	19.45	18.15	21.90	28.78	36.96	40.37	26.95	8.52	0.26	0.00	0.00
Pomacocha	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	
Vol Inicial		20.76	22.34	19.35	12.82	19.31	25.91	33.38	35.82	32.60	22.11	11.05	6.01
Afluente		1.54	4.15	5.84	8.86	10.21	11.99	7.76	4.33	0.33	3.99	0.00	0.00
Descarga		1.78	6.18	9.00	1.46	2.52	3.02	4.81	7.61	1.11	9.03	8.23	7.11
Vertimiento		0.00	0.00	1.37	0.02	0.97	1.23	0.00	2.06	1.64	4.74	0.00	0.00
Vol Final		21.54	19.35	13.82	19.31	25.91	33.38	35.82	32.60	22.11	11.05	6.01	6.01
Viconga	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	
Vol Inicial		2.23	0.95	3.21	5.41	10.4	18.43	23.60	25.14	25.11	18.97	9.33	0.00
Afluente		2.20	2.82	6.44	10.68	11.62	8.75	3.86	1.60	1.53	1.75	1.41	1.68
Descarga		3.49	1.50	3.30	6.62	3.67	3.59	2.35	1.61	7.69	11.69	7.43	12.1
Vertimiento		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol Final		0.95	3.27	6.43	10.47	18.43	23.60	25.14	25.13	18.97	9.03	3.07	1.54
Macusani	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	
Vol Inicial		7.25	2.73	7.32	14.42	25.15	33.63	37.39	37.46	35.71	23.4	0.95	0.00
Afluente		2.93	5.19	7.10	19.84	10.50	12.40	7.81	4.8	2.75	2.41	0.00	0.00
Descarga		8.67	0.30	0.00	0.11	2.02	6.14	7.74	5.62	4.83	14.93	7.11	4.86
Vertimiento		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol Final		2.13	7.32	14.42	25.15	33.63	37.39	37.46	35.71	23.4	0.95	0.00	0.00
Sibucococha	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	
Vol Inicial		78.29	79.20	81.42	89.67	102.76	105.98	108.01	108.27	08.36	108.45	107.15	101.78
Afluente		2.64	4.63	7.72	16.36	17.22	18.81	10.52	5.31	2.98	1.95	1.55	2.64
Descarga		1.77	2.41	0.46	2.89	13.41	16.78	10.27	5.22	2.88	2.75	4.32	7.64
Vertimiento		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol Final		79.20	81.42	88.67	102.76	105.98	108.01	108.27	108.36	108.45	107.55	105.75	100.20
Paucarcocha	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	
Vol Inicial		31.20	24.34	14.63	7.02	11.51	26.97	43.60	56.06	60.99	58.81	57.29	48.52
Afluente		4.65	7.57	11.53	16.64	27.11	30.25	19.26	9.96	5.00	3.98	3.46	3.60
Descarga		11.52	17.28	19.15	15.14	11.65	13.61	6.81	4.43	2.21	5.00	23.65	20.38
Vertimiento		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Vol Final		24.34	4.63	7.02	11.51	26.97	43.60	56.06	58.81	57.29	58.81	57.29	48.52

Cuadro N° 5.7  
Caudales Vertidos (m3/s)

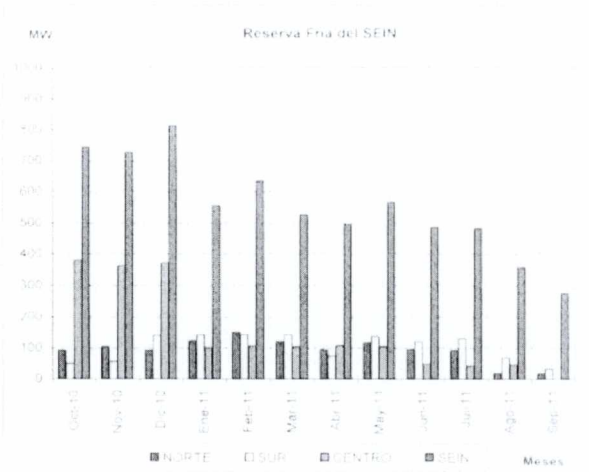
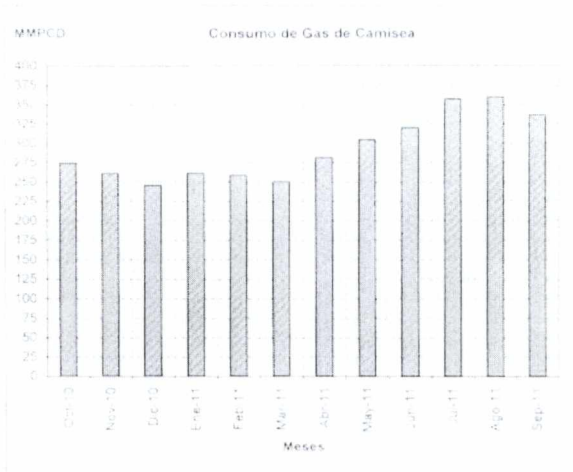
	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11
Central												
CH Arcata	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.74	0.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Aricota	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Cahua	0.24	2.49	11.46	33.93	88.78	94.45	41.94	10.05	3.92	6.33	2.01	0.00
CH Callahuanca	0.00	0.00	0.12	0.22	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Cana Brava	1.61	3.10	1.60	2.97	5.66	8.22	8.31	4.90	2.43	0.75	0.00	0.00
CH Cañon del Pato	0.00	7.81	21.48	36.18	49.00	104.44	70.91	2.11	0.00	0.00	0.00	0.00
CH Carhuauquero	3.24	1.80	0.78	1.91	4.28	9.12	6.84	2.91	1.10	0.00	0.00	0.00
CH Charcani 123	0.00	0.00	0.12	2.95	12.15	7.51	7.16	2.27	0.07	0.00	0.16	0.00
CH Charcani 4	0.00	0.00	0.00	1.71	8.98	5.43	0.00	1.37	0.30	0.00	0.00	0.00
CH Charcani 5												



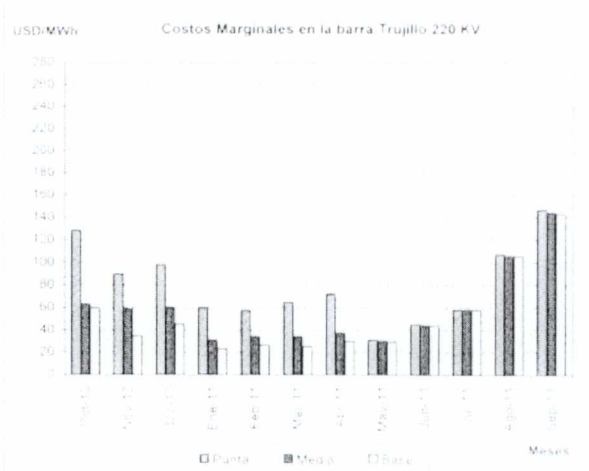
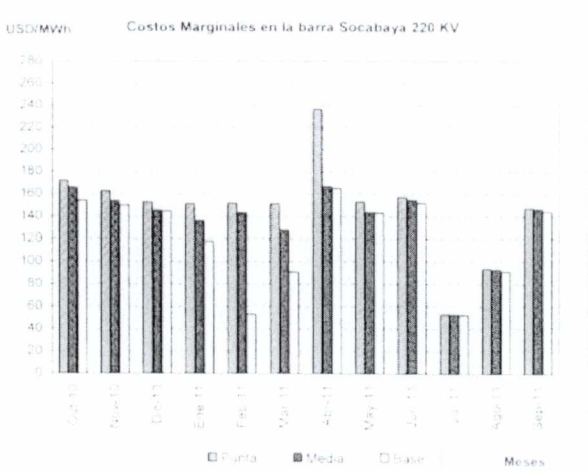
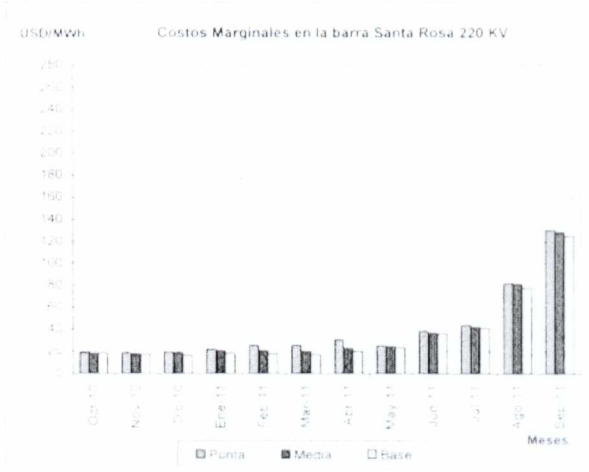
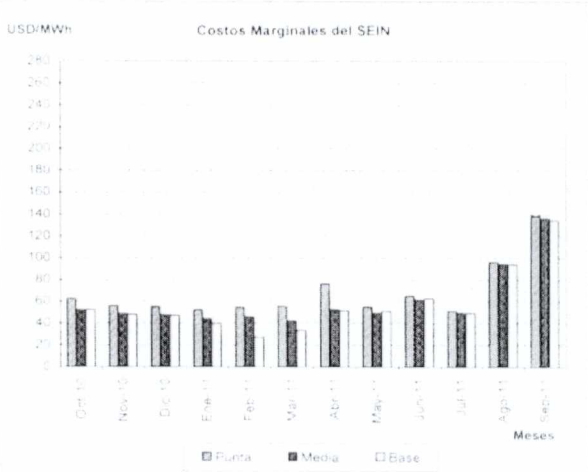
GRAFICA DE RESULTADOS



CONSUMO DE GAS DE CAMISEA Y RESERVA FRIA DEL SEIN



COSTOS MARGINALES POR BARRAS



FLUJOS EN LAS PRINCIPALES EQUIPOS DEL SEIN

GRAFICO 1

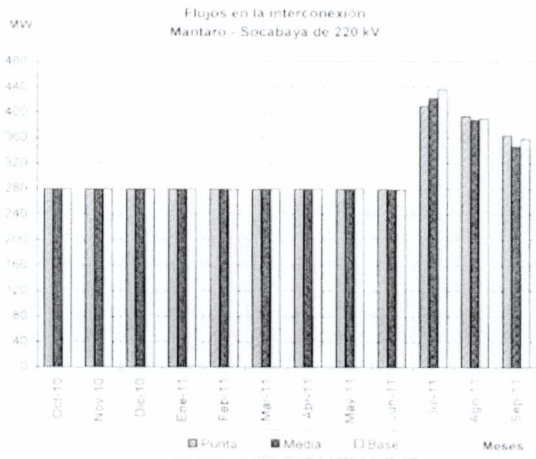


GRAFICO 2

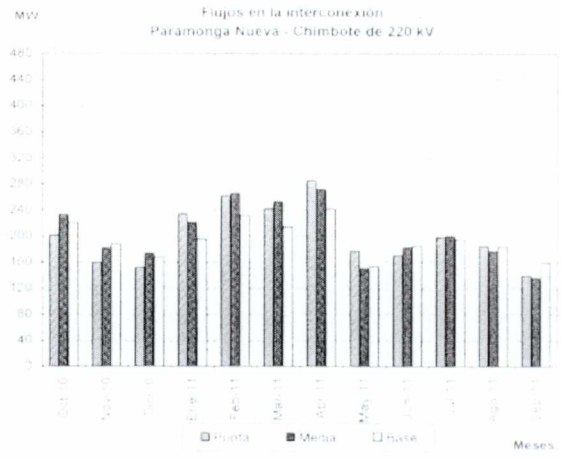


GRAFICO 3

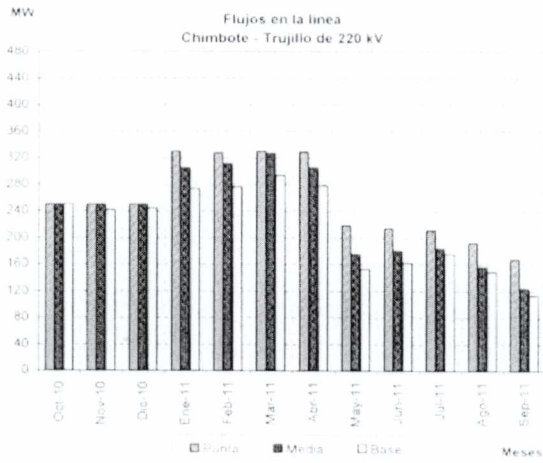


GRAFICO 4

