

ANEXO F

PREVISIONES DEL PERIODO 2009 - 2010.

F1. INFORME DE MEDIANO PLAZO

En medio digital se adjuntan los siguientes archivos.

SPR-173-2009_InfMedianoPlazo-Junio09.doc
Informe de mediano plazo del COES

Carpeta de archivos: datos_resultados
Datos y resultados del Modelo SDDP.

INFORME COES – SINAC / SPR – 173 – 2009

PROGRAMA DE LA OPERACIÓN DE MEDIANO PLAZO DEL SEIN DE JUNIO 2009 A MAYO 2010

1. OBJETIVO

Elaborar el Programa de Operación de Mediano Plazo del SEIN para el periodo de junio 2009 a mayo 2010.

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 esta 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 2009, se presentan en el cuadro n.º 1:

Cuadro n.º 1
Volúmenes mínimos para el lago Junín 2009

Fecha	Volumen útil mínimo (Mio m3)	Volumen total mínimo (Mio m3)	Porcentaje de reserva (%)
01 de Junio	404.8	519.8	100
01 de Julio	344.1	459.1	85
01 de Agosto	283.4	398.4	70
01 de Septiembre	222.7	337.7	55
01 de Octubre	161.9	276.9	40
01 de Noviembre	101.2	216.2	25
01 de Diciembre	40.5	155.5	10
31 de Diciembre	12.1	127.1	3

4. CONSIDERACIONES HIDROLÓGICAS

- La política operativa se determinó con caudales estocásticos, usando para ello 30 series forward y 15 series backward.
- La etapa de simulación se efectuó con caudales determinísticos, los cuales fueron estimados a partir de los datos históricos disponibles (1965 a 2008) con nivel de excedencia al 80%.
- 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. El gas disponible se ha despachado de manera optima entre todas las unidades que consumen este combustible sobre la base de sus costos variables declarados.
- La restricción de la disponibilidad de gas para generación es de la siguiente manera:
 - De enero a julio 2009 disponibilidad de 185 MMPCD.
 - De agosto a diciembre 2009 disponibilidad de 240 MMPCD.
 - De enero a diciembre 2010 disponibilidad de 329 MMPCD.
- Las CC.TT. Calana y Mollendo no tienen ninguna restricción de consumo de gas debido a su ubicación. Las demás centrales se reparten el gas de acuerdo a la restricción de disponibilidad del punto anterior.
- Se ha considerado la unidad TG7 de la CT. Santa Rosa disponible para operar con combustible diesel 2 por seguridad, debido a que en la época de estiaje se cuenta con escasa reserva fría y que en la operación diaria esta unidad generalmente no es despachada por las restricciones en el transporte de gas de Camisea, sumado a que esta unidad tiene como restricción técnica un tiempo mínimo de operación de 24 horas.
- A partir del 1 de julio de 2009, se considera a las unidades UTI's operando como duales.
- 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.
- 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 Abril 2009 – Marzo 2010 y en el Programa de Mantenimiento mensual Junio 2009.

- La demanda se ha pronosticado con el método econométrico ARIMA, cuyos resultados se muestran en el cuadro n.º 3.
- Se ha considerado como costo de racionamiento 1000 \$/MWh, a efecto de evitar que el modelo prefiera desconectar carga en lugar de despachar alguna unidad disponible.
- Se ha incluido la generación adicional en las subestación Trujillo (60 MW), prevista para ingresar en el mes de julio 2009. Para esta unidad, se asumió un rendimiento promedio de 77.4 Gal/MWh y un precio de combustible correspondiente al diesel 2.

Cuadro n.º 2

Programas de obras de generación

Fecha	Proyecto
Jun-09	C.H. Poechos II (10 MW) – SINERSA (*)
Jun-09	C.H. Santa Cruz I (G2 - 3 MW) - HIDROELECTRICA SANTA CRUZ (*)
Jun-09	C.T. Kallpa - TG2 (186 MW) – KALLPA
Jul-09	CT. Generación Adicional Trujillo Norte (60 MW)
Jul-09	Conversión a operación dual de las Unidades UTI 5 y UTI 6 de la C.T. Santa Rosa
Jul-09	C.H. La Joya (9.6 MW) – GEPSA (*)
Ago-09	Traslado de la C.T. Calana – gas natural (26 MW) - EGESUR
Ago-09	Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural (73 MW) - EGASA
Ago-09	C.H. Roncador (3.8 MW) - AGRO INDUSTRIAS MAJA (*)
Oct-09	CT. Paita (28 MW) -SUDAMERICANA DE ENERGIA
Oct-09	C.T. Chilca I - TG3 (186 MW) – ENERSUR
Nov-09	Ampliación Presa Huangush Bajo (4.5 MMC) - ELECTROANDES
Nov-09	C.H. Platanal (220 MW) – CELEPSA
Ene-10	C.T. Tarapoto (12 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-10	C.T. Bellavista (3.2 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-10	C.T. Moyobamba (3.2 MW) - Incorporación al SEIN
Ene-10	C.T. Santa Rosa - TG8 (186 MW) – EDEGEL
Feb-10	C.H. Pias I (12.5 MW) - AGUAS Y ENERGIA PERÚ (*)
Feb-10	Interconexión al SEIN de CC.HH. Carpapata (11.5 MW) - CEMENTO ANDINO (*)
Mar-10	C.T. Las Flores - TG1 (186 MW) – EGENOR
Jul-10	C.T. Kallpa - TG3 (186 MW) – KALLPA

(*) Descontado en la demanda

Programas de obras de transmisión

Fecha	Proyecto
Ago-2009	L.T Charcani V - Yura 138 kV - YURA
Set-2009	LT. Carhuaquero - Jaen 138 kV
Mar-2010	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV (doble terna)
Abr-2010	S.E. Independencia - Cambio config. de barras 60 kV de simple a doble barra - REP
Set-2010	L.T. Independencia - Ica 220 kV
Nov-2010	L.T. Tocache - Bellavista - 138 kV
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Azangaro - 138/60/22.9/10 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Quencoro - 138/34.5/10.5 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Piura Oeste - 220/60/10 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Transformador S.E. Trujillo Norte - 138/22.9/10 kV - REP
Nov-2010	S.E. Trujillo Norte - Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV - REP
Nov-2010	Ampliación Auto Transformador S.E. Tingo María - 220/138/10 kV - REP
Dic-2010	L.T. Carhuaquero - Corona 220 kV
Dic-2010	L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV doble circuito
Dic-2010	L.T. Huallanca - Conococha 220 kV doble circuito
Dic-2010	L.T. Conococha - Paragsha 220 kV
Dic-2010	L.T. Paragsha - Carhuamayo 220 kV doble circuito
Dic-2010	Transformador Carhuamayo 220/138 kV - 100 MVA
Dic-2010	Transformador Huallanca 220/138 kV - 100 MVA
Dic-2010	S.E. Cajamarca 220 kV - SVC +120/-60 MVAR
Dic-2010	S.E. Huallanca Reactor 2 x 50 MVAR

Cuadro n.º 3 Demanda por Bloques

Meses	Potencia (MW)			Horas			Energía (MWh)
	Punta	Media	Base	Punta	Media	Base	
Jun-09	3891.5	3529.1	3033.3	125	325	270	2452385
Jul-09	3882.7	3493.7	3001.7	125	340	279	2510660
Ago-09	3883.1	3554.5	3042.4	130	335	279	2544386
Sep-09	3907.3	3588.8	3068.0	130	320	270	2484727
Oct-09	3956.8	3632.6	3116.5	130	335	279	2600797
Nov-09	4065.3	3676.9	3170.7	125	325	270	2559258
Dic-09	4052.8	3657.4	3136.7	125	340	279	2625238
Ene-10	4042.7	3751.9	3184.2	125	340	279	2669393
Feb-10	4094.1	3869.2	3247.6	120	300	252	2470430
Mar-10	4092.8	3809.2	3211.9	135	330	279	2705668
Abr-10	4133.6	3780.1	3208.2	120	330	270	2609672
May-10	4116.7	3743.3	3212.9	125	340	279	2683704

Resumen de Proyecciones de demanda - Modelo Arima (2009-2011)

Años	Potencia		Energía	
	MW	%	GWh	%
2008	4199		29559	
2009	4260	1.5%	30115	1.9%
2010	4530	6.3%	32042	6.4%
2011	4916	8.5%	34747	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.º22. Para los combustibles líquidos se ha tomado la lista de precios de combustibles publicada por PETROPERÚ, vigente al 04.05.2009, 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)
CHILCA-TG1	166.0	3.67	9.03	0.00	0.00	3.67
CHILCA-TG2	174.5	3.67	9.12	0.00	0.00	3.67
CHILCA-TG3	176.0	3.67	8.99	0.00	0.00	3.67
OQUENDO-TG1	28.0	4.00	10.00	0.00	0.00	4.00
KALLPA-TG1	176.0	4.00	9.54	0.00	0.00	4.00
KALLPA-TG2	176.0	4.00	9.00	0.00	0.00	4.00
KALLPA-TG3	176.0	4.00	8.97	0.00	0.00	4.00
VENTANILLA-CCTG3	228.9	3.42	7.01	0.87	6.09	9.51
VENTANILLA-TG3	159.2	4.02	6.45	0.87	5.61	9.62
VENTANILLA-CCTG4	231.8	3.47	7.18	0.87	6.24	9.71
VENTANILLA-TG4	156.1	4.10	6.60	0.87	5.74	9.84
SANTA ROSA-TG8	186.0	4.00	8.98	0.87	7.82	11.82
SANTA ROSA-TG7-G	120.0	4.00	9.96	0.87	8.68	12.68
SANTA ROSA-TG6-G	52.6	7.07	11.59	0.87	10.10	17.17
SANTA ROSA-TG5-G	53.4	7.07	11.70	0.87	10.19	17.26
PESCADORES	260.0	3.50	7.00	2.33	16.31	19.81
AGUAYTIA-TG1	88.5	2.69	11.27	1.85	20.86	23.55
LAS FLORES-TG1	192.0	4.00	8.43	2.33	19.64	23.64
AGUAYTIA-TG2	88.1	2.73	11.51	1.85	21.31	24.04
CALANA123	19.1	4.50	8.48	2.36	20.02	24.52
CALANA4	6.4	4.50	8.48	2.36	20.02	24.52

Central	Potencia (MW)	CVNC (\$/MWh)	FC (UND/MWh)	Costo (\$/UND)	CVC (\$/MWh)	CV (\$/MWh)
FENIX	320.0	4.00	8.95	2.33	20.85	24.85
MOLLENDO-TG1	36.7	3.96	11.25	2.33	26.22	30.18
MOLLENDO-TG2	36.5	3.96	11.25	2.33	26.22	30.18
PAITA-TG1	30.0	4.00	10.00	5.28	52.83	56.83
MALACAS-TG4	88.7	3.13	11.29	5.28	59.63	62.76
ILO2-TV1	141.9	0.90	348.54	0.19	67.30	68.20
MOLLENDO-D	32.0	6.22	56.05	1.20	67.21	73.43
CHILINA-D	10.4	10.81	57.50	1.31	75.06	85.87
SHOUGESA-TV3	25.8	2.00	78.43	1.21	94.87	96.87
ILO1-TV3	69.5	1.96	66.36	1.48	98.33	100.29
ILO1-TV4	66.5	1.93	66.76	1.48	98.92	100.85
SHOUGESA-TV1	19.0	2.00	83.75	1.21	101.31	103.31
PIURA1	8.0	7.11	66.35	1.45	96.35	103.46
SHOUGESA-TV2	18.3	2.00	84.60	1.21	102.33	104.33
ILO1-TV2	22.6	3.18	69.91	1.48	103.59	106.77
CHICLAYO	12.0	7.04	69.16	1.44	99.92	106.96
TUMBES	17.3	11.32	58.72	1.85	108.61	119.93
SHOUGESA-D	1.2	7.11	64.94	1.84	119.67	126.78
MALACAS-TG2	15.0	4.00	14.60	8.47	123.64	127.64
MALACAS-TG1	15.0	4.00	15.01	8.47	127.11	131.11
CHILINA-TV3	9.9	1.32	105.49	1.24	130.47	131.79
YARINACOCHA	24.5	5.80	61.43	2.09	128.20	134.00
ILO1-D	3.3	11.98	62.23	1.99	123.65	135.63
BELLAVISTA2	1.8	12.19	68.17	1.91	129.86	142.05
PIURA2	3.0	7.11	69.54	1.97	136.80	143.91
PAITA1	4.1	7.54	74.57	1.83	136.42	143.96
CHILINA-TV2	6.2	1.99	115.21	1.24	142.50	144.48
PIURA-TG	18.6	2.70	99.01	1.45	143.78	146.48
SANTA ROSA-TG7-D	121.3	4.10	79.30	1.82	144.16	148.26
SULLANA	8.5	7.30	78.39	1.82	142.90	150.20
TAPARACHI	4.9	14.18	72.11	1.90	137.18	151.36
PAITA2	1.7	7.54	80.33	1.83	146.96	154.50
GEN. ADICIONAL NORTE	60.0	14.40	77.40	1.83	141.60	156.00
SROSA-TG6-D	52.6	7.07	83.40	1.82	151.60	158.67
ILO1-TG2	32.5	6.09	79.43	1.99	157.82	163.91
BELLAVISTA1	1.8	11.58	82.58	1.91	157.32	168.89
CHILINA-CC	16.7	3.53	88.34	1.88	165.79	169.31
SROSA-TG5-D	53.4	7.07	92.17	1.82	167.55	174.62
ILO1-TG1	34.7	8.00	85.54	1.99	169.97	177.97
CHIMBOTE-TG1	20.0	2.70	101.42	1.85	187.41	190.11
CHIMBOTE-TG3	20.0	2.70	103.73	1.85	191.69	194.39
TRUJILLO-TG	20.4	2.70	106.27	1.83	194.42	197.12

UNIDADES:
1. GAS : [MPC]
2. CABON: [Kg]
3. DIESEL: [GAL]
4. RESIDUAL: [GAL]

7. LIMITES DE TRANSMISIÓN EN LAS PRINCIPALES LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN

- Límite de Transmisión de la línea Mantaro - Socabaya de 220 kV: 280 MW hasta febrero de 2010, 350 hasta diciembre 2010 y 495 MW a partir de enero 2011.
- Línea Paramonga – Chimbote de 220 kV: Límite de Transmisión de 330 MW.

8. CONCLUSIONES

- No se presenta congestión en la interconexión Paramonga Nueva - Chimbote.
- Se presenta congestión en la interconexión Mantaro - Socabaya entre los meses de agosto 2009 a mayo 2010.
- Se presenta congestión en la línea de transmisión Chimbote - Trujillo.
- Se presenta congestión en el transformador de 220/50 KV de la SE. Oroya Nueva.
- Existe déficit de suministro, por congestión del transformador 220/50 kV de la SE. Oroya Nueva, entre los meses de agosto a noviembre 2009 y en el mes de mayo 2010.

9. RESULTADOS

- En el cuadro n°5, se presenta los resultados del modelo.
Cuadro n°5.1: generación de centrales hidráulicas.
Cuadro n°5.2: generación de centrales termoeléctricas.
Cuadro n°5.3: costos marginales.
Cuadro n°5.4: energía por tipo de generación.
Cuadro n°5.5: déficit de demanda.
Cuadro n°5.6: volúmenes de descargas de los embalses.
Cuadro n°5.7: caudales vertidos.
Cuadro n°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: OPC
Sub Dirección de Programación (SPR)