

SCG-040/09

Lima 23 de marzo del 2009.

Señor:

Victor Ormeño Salcedo

Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN

Av. Canada N° 1460

San Borja



Ref.: Resolución OSINERGMIN N° 039-2009-OS/CD

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al periodo mayo 2009 – abril 2010

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a usted, para alcanzarle nuestros comentarios y sugerencias con relación al Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, prepublicado mediante la resolución de la referencia. Estos comentarios y sugerencias están referidos a los siguientes puntos:

- a) Consideramos que se debe excluir el proyecto C.T. San Nicolás II de 170 MW, debido a que no cuenta con autorización de generación, aún no tiene estudios de factibilidad, no tiene Estudio de Impacto Ambiental aprobado y no tiene capacidad de transporte eléctrico. En resumen no hay el suficiente sustento para su inclusión.
- b) Recientemente Edegel y Electroperú han suscrito un contrato bajo el amparo del Decreto de Urgencia 037-2008, mediante el cual las unidades UTI de Edegel serán convertidas a unidades duales como máquinas de emergencia y por lo tanto deben ser consideradas para el despacho con Diesel 2 durante el periodo de vigencia del contrato mencionado.
- c) Se debe considerar el recorte de las series hidrológicas considerando el período 1992-2007, por efecto del cambio climatológico, es claro que hay un efecto que debe ser incluido.
- d) Para el mantenimiento de las unidades en el año 2008 se debe considerar el mantenimiento ejecutado en dicho año, asimismo se debe incluir el mantenimiento de las unidades nuevas que ingresan al sistema dentro del horizonte del estudio tales como: TGN Santa Rosa, TG2 de Kallpa, TG3 de Kallpa y TG Las Flores. Por otra parte el OSINERGMIN no ha considerado ningún mantenimiento en los años 2010 y 2011 para varias centrales hidroeléctricas entre ellas: C.H. Yuncán, C.H. Charcani IV, V y VI, C.H. San Gabán entre otras; en este caso se debe incorporar el respectivo programa de mantenimiento de dichas centrales.
- e) Consideramos que el CVNC de las unidades generadoras debe corresponder al utilizado por el COES en el despacho, los cuales han sido determinados según los procedimientos establecidos en el COES para dicho fin.

- f) En el cálculo de las compensaciones establecidas en los Decretos de Urgencia 049 y 037, se debe incluir el saldo correspondiente al año 2008 debido a los sobrecostos determinados por el Decreto Legislativo 1041 los cuales aún no han sido compensados.
- g) Se debe considerar el cumplimiento del Artículo 6 del DL1041 referido a la compensación por seguridad de suministro.

Estos comentarios y sugerencias son desarrollados en detalle en los informes de los consultores PA Consulting e Infoclima, los cuales adjuntamos a la presente.

Sin otro particular, nos suscribimos de usted.

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke extending to the right.

Rafael Flores Chacón
Representante del Subcomité de Generadores

A large, solid red shape that curves from the top-left corner towards the bottom-right, framing the white text area on the right.

Subcomité de Generadores

Estudio Tarifario de Precios de Barra para
la Fijación Tarifaria Mayo 2009 a Abril
2010

Informe de Evaluación de la
Prepublicación de OSINERGMIN de la
Resolución de Tarifas en Barra

18 de marzo de 2009



Subcomité de Generadores

Estudio Tarifario de Precios de Barra para
la Fijación Tarifaria Mayo 2009 a Abril
2010

Informe de Evaluación de la
Prepublicación de OSINERGMIN de la
Resolución de Tarifas en Barra

18 de marzo de 2009

© PA Knowledge Limited 2009

Preparado para: SubComité de Generadores
Preparado por:

PA Consulting Services S.A.C.
Calle Bolívar 472 Of 603
Miraflores
Lima 18 – Perú
Tel: +511 447 7784
Fax: +511 241 1016
www.paconsulting.com

Versión: 1.0

Subcomité de Generadores 23/3/09

INDICE

1.	Introducción	1-1
2.	Análisis de las Premisas de la Prepublicación	2-1
2.1	Previsión de la Demanda	2-1
2.2	Programa de Obras	2-4
2.3	Costos Variables de Operación	2-7
2.4	Programa de Mantenimiento	2-9
2.5	Aplicación del despacho idealizado	2-12
3.	Análisis de los Resultados de la Prepublicación	3-1
3.1	Precios de Energía	3-1
3.2	Precios de Potencia	3-1
4.	Conclusiones y Recomendaciones	4-1
4.1	Demanda	4-1
4.2	Proyectos de Generación	4-1
4.3	Hidrología	4-1
4.4	Mantenimientos	4-2
4.5	Despacho de las Unidades UTI de Edegel	4-3
4.6	Recuperación de Inversión en Centrales de Ciclo Combinado	4-3
4.7	Compensación por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal	4-3

1. INTRODUCCIÓN

PA Consulting ha sido contratada por el Subcomité de Generadores del COES SINAC para efectuar el estudio requerido para la fijación de las Tarifas en Barra para el periodo Mayo 2009- Abril 2010. La empresa ENERSUR ha sido designada como representante del referido Subcomité y también como coordinadora junto a PA del desarrollo del estudio. Posteriormente a la presentación de la propuesta tarifaria OSINERGMIN ha efectuado la pre-publicación de la resolución de fijación de tarifas en barra, conforme al cronograma del proceso establecido por la legislación vigente.

Este documento tiene el objeto de presentar la revisión de la pre-publicación de la resolución de fijación de las tarifas en barra, conforme a lo establecido en el contrato de servicio respectivo del **Estudio Tarifario Mayo 2009-Abril 2010**. PA Consulting ha evaluado las diferencias entre la propuesta tarifaria del Subcomité de Generadores y la pre-publicación, a fin de que el Subcomité pueda considerar la presentación de sugerencias o comentarios a OSINERGMIN.

2. ANÁLISIS DE LAS PREMISAS DE LA PREPUBLICACIÓN

2.1 PREVISIÓN DE LA DEMANDA

La estimación del crecimiento de la demanda se ha realizado de acuerdo a las siguientes premisas:

- Se ha actualizado la demanda del año 2008 con la información comercial de las empresas eléctricas al IV trimestre del 2008.
- Se actualizó la proyección de las siguientes cargas:
 - o Minera Antamina
 - o Minera Cerro Verde
 - o Minera Cerro Corona
 - o Minera Southern Peru
 - o Sistema Aislado Tarapoto-Moyobamba Bellavista
 - o Sistema Aislado Bagua Jaen
- Se realizó la proyección del crecimiento de la demanda vegetativa mediante el modelo de corrección de errores tomando en cuenta la información histórica de las variables población, PBI y tarifa de energía, así como las proyecciones de crecimiento de las mismas para los años 2009, 2010 y 2011. Se añaden las cargas especiales, incorporadas y de proyectos, así como las pérdidas de transmisión y distribución para realizar la proyección de demanda a nivel de generación
- El valor resultante de la proyección para el año 2009 se reajustó considerando el menor valor de la proyección del COES para el año 2009. La demanda vegetativa para los años 2009, 2010 y 2011 se actualizó considerando las tasas de crecimiento obtenidas de la aplicación anterior del modelo de corrección de errores. La demanda total a nivel generación se obtiene adicionando las cargas especiales, incorporadas y de proyectos, así como las pérdidas de transmisión y distribución.

Las diferencias con la propuesta COES se resumen en los cuadros siguientes:

Comparación de PBI y Demanda Vegetativa

Año	SGCOES		OSINERGMIN		Diferencia (%)	
	PBI	GWh Vegetativa	PBI	GWh Vegetativa	PBI	GWh Vegetativa
2008	177,338	18,928	178,476	19,660	0.6%	3.9%
2009	187,624	20,549	188,114	20,486	0.3%	-0.3%
2010	198,881	21,859	198,648	21,776	-0.1%	-0.4%
2011	213,797	23,529	209,773	23,239	-1.9%	-1.2%

Comparación de Demanda Total de Potencia y Energía

Año	SGCOES		OSINERGMIN		Diferencia (%)	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2008	4199	29,559	4228	29,679	0.7%	0.4%
2009	4585	32,109	4525	31,123	-1.3%	-3.1%
2010	4999	34,965	4878	33,967	-2.4%	-2.9%
2011	5563	39,192	5394	37,793	-3.0%	-3.6%

OSINERGMIN ha ajustado las cargas especiales para el año 2008 en base a la información comercial preliminar al IV trimestre de 2008. Asimismo se ha variado el crecimiento de dichas cargas, como se muestra en el cuadro siguiente:

Comparación de Demanda de Cargas Especiales

Año	SGCOES		OSINERGMIN		Diferencia (%)	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2008	883	6,580	744	6,259	-15.7%	-4.9%
2009	993	7,177	929	6,713	-6.4%	-6.5%
2010	1,124	7,825	1,039	7,574	-7.6%	-3.2%
2011	1,228	8,721	1,142	8,475	-7.0%	-2.8%

El detalle de la variación de las cargas especiales se muestra en el cuadro siguiente:

Comparación de Demanda de Cargas Especiales – Potencia en MW

Proyecto	SGCOES				OSINERGMIN				Diferencias			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
ELECTROANDES	139	154	163	163	126	154	163	163	-9%	0%	0%	0%
SHOUGESA	79	96	113	215	38	61	113	215	-52%	-37%	0%	0%
ANTAMINA	95	100	103	103	74	95	98	100	-22%	-5%	-5%	-3%
SOUTHERN	205	220	220	220	191	220	220	220	-7%	0%	0%	0%
CERRO VERDE	48	48	52	52	46	46	46	45	-3%	-4%	-12%	-13%
TINTAYA BHP	40	40	40	40	31	40	40	40	-23%	0%	0%	0%
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	15	15	20	15	6	15	20	20	-62%	0%	0%	33%
CALLALI	25	25	25	25	18	25	25	25	-28%	0%	0%	0%
CEMENTOS YURA	17	26	30	30	12	26	30	30	-32%	0%	0%	0%
YANACOCHA	6	69	69	69	70	72	72	72	5%	5%	5%	5%
HUARON	8	9	9	9	4	9	9	9	-55%	0%	0%	0%
CERRO VERDE (NUEVO)	122	122	130	130	112	125	130	130	-8%	2%	0%	0%
CERRO CORONA (Cajamarca)	23	25	25	25	17	25	25	25	-26%	0%	0%	0%
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA		45	125	132		18	48	48		-61%	-62%	-64%

Comparación de Demanda de Cargas Especiales – Energía en GWh

Proyecto	SGCOES				OSINERGMIN				Diferencias			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
ELECTROANDES	1115	1220	1298	1298	1182	1220	1298	1298	6%	0%	0%	0%
SHOUGESA	562	681	801	1591	428	428	801	1591	-24%	-37%	0%	0%
ANTAMINA	690	725	767	767	644	707	730	745	-7%	-2%	-5%	-3%
SOUTHERN	1650	1781	1781	1781	1623	1781	1781	1781	-2%	0%	0%	0%
CERRO VERDE	386	386	374	323	362	367	355	291	-6%	-5%	-5%	-10%
TINTAYA BHP	308	308	308	308	266	266	266	266	-14%	-14%	-14%	-14%
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	113	113	144	168	108	108	144	168	-4%	-4%	0%	0%
CALLALI	197	197	197	197	99	99	99	99	-50%	-50%	-50%	-50%
CEMENTOS YURA	110	114	115	116	104	114	115	116	-5%	0%	0%	0%
YANACOCHA	434	454	454	454	437	454	454	454	1%	0%	0%	0%
HUARON	63	68	72	72	59	68	72	72	-6%	0%	0%	0%
CERRO VERDE (NUEVO)	901	901	1027	1027	896	915	1017	1020	-1%	2%	-1%	-1%
CERRO CORONA (Cajamarca)	51	178	178	178	51	134	134	134	1%	-25%	-25%	-25%
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA		52	309	441		52	309	441		0%	0%	0%

OSINERGMIN ha revisado la demanda de proyectos presentada en la propuesta del COES. Las variaciones se muestran en el cuadro siguiente:

Comparación de Demanda de Proyectos

Año	SGCOES		OSINERGMIN		Diferencia (%)	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2008	-	-	-	-		
2009	36	225	36	225	0.0%	0.0%
2010	108	869	88	764	-18.5%	-12.1%
2011	301	2,213	267	1,981	-11.3%	-10.5%

Los siguientes proyectos incluidos en la propuesta del COES no han sido considerados o han sufrido reducciones de carga:

- La ampliación de la Fundición de Ilo y Refinería de Cobre, por cuanto Southern Perú no ha incluido el proyecto en la información remitida a OSINERGMIN sobre los proyectos de expansión para el periodo 2009-2011.
- El proyecto de Fosfatos Bayovar no ha sido considerado por OSINERGMIN, debido a que Cementos Pacasmayo ha enviado una carta indicando el retraso de su ingreso hasta el año 2012.
- OSINERGMIN ha reducido la carga de energía del proyecto Tía María al reducir su factor de probabilidad de ingreso en base a lo informado por Southern Perú.

El detalle de la variación de las cargas de proyectos muestra en los cuadros siguientes:

Comparación de Cargas de Proyectos Mineros – Potencia en MW

Proyecto	SGCOES				OSINERGMIN				Diferencias			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Expansión de la concentradora Toquepala	0	0	0	25	0	0	0	50				100%
Expansión de la Fundición de Ilo y Refinería de Cu	0	0	0	18	0	0	0	0				-100%
Proyecto Tía María	0	0	10	65	0	0	10	100			0%	54%
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación)	0	40	40	110	0	40	40	110	0%		0%	0%
Ampliación Quimpac	0	0	23	23	0	0	23	23			0%	0%
Antapacay	0	0	0	0	0	0	0	20				
Bayovar	0	0	15	15	0	0	0	0			-100%	-100%
Marcobre (Mina Justa)	0	0	0	32	0	0	0	32				0%
Ampliación Siderperú	0	0	24	24	0	0	24	24			0%	0%

Comparación de Cargas de Proyectos Mineros – Energía en GWh

Proyecto	SGCOES				OSINERGMIN				Diferencias			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Expansión de la concentradora Toquepala	0	0	0	199	0	0	0	215				8%
Expansión de la Fundición de Ilo y Refinería de Cu	0	0	0	144	0	0	0	0				-100%
Proyecto Tía María	0	0	80	517	0	0	30	400			-62%	-23%
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación)	0	225	518	747	0	225	518	747	0%		0%	0%
Ampliación Quimpac	0	0	79	160	0	0	79	160			0%	0%
Antapacay	0	0	0	0	0	0	0	70				
Bayovar	0	0	54	54	0	0	0	0			-100%	-100%
Marcobre (Mina Justa)	0	0	0	252	0	0	0	252				0%
Ampliación Siderperú	0	0	139	139	0	0	137	137			-1%	-1%

OSINERGMIN ha modificado las fechas de interconexión de los sistemas aislados Bagua-Jaen y Tarapoto-Moyobamba-Bellavista, de acuerdo a lo indicado en el cuadro siguiente:

Comparación de Fecha de Entrada de Sistemas Aislados

Interconexión Sistemas Aislados	SGCOES	OSINERGMIN
Puerto Maldonado	Feb-09	Feb-09
Baqua Jaen	Mar-09	Jun-09
Tarapoto-Moyobamba-Bellavista	Mar-09	Jan-10

2.2 PROGRAMA DE OBRAS**2.2.1 Generación**

El programa de obras de OSINERGMIN adiciona algunos proyectos a la propuesta del SG-COES.

Comparación de Proyectos de Generación

Proyecto	SGCOES		OSINERGMIN	
	MW	Ingreso	MW	Ingreso
C.T. Oquendo - SDF	50	Jan-09	30	Jan-09
C.H Santa Cruz G1 - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	3	Feb-09	3	Feb-09
C.H. La Joya - GEPSA	9.6	Mar-09	9.6	Mar-09
C.H. Poechos II (10 MW) - SINERSA	10	May-09	10	May-09
Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural (73 MW) - EGASA	73	Jun-09	70	Jun-09
Traslado de la C.T. Calana - gas natural (23 MW) - EGESUR	23	Jun-09	24	Jun-09
C.H Santa Cruz G2 - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	3	Jul-09	3	Jul-09
C.T. Kallpa TG2 Ciclo Simple - KALLPA	192.4	Jul-09	192	Jul-09
C.H. Roncador	ND	ND	3.8	Aug-09
C.T. Chilca I - TG3 - ENERSUR	193	Oct-09	193	Oct-09
Ampliación Presa Huangsh Bajo - ELECTROANDES	3.8 MMC	Nov-09	4.5 MMC	Nov-09
C.H. Platanal - CELEPSA	220	Nov-09	220	Nov-09
Central Santa Rosa II TG8 ciclo abierto - EDEGEL	188.6	Jan-10	188	Jan-10
Conversión a GN de CT Atocongo	ND	ND	40	Jan-10
C.H. Pias I	ND	ND	12.5	Feb-10
C.T. Kallpa TG3 Ciclo Simple (192.4 MW) - KALLPA	192.4	Jul-10	192	Jul-10
C.T. Las Flores - EGENOR	192.5	Mar-10	192	Mar-10
C.T. San Nicolás II	ND	ND	170	Apr-11

Los proyectos adicionales incluidos por OSINERGMIN corresponden a aquellos que no proporcionaron la información solicitada sobre el desarrollo de los mismos en el momento que el SGCOES lo requirió y que ya se encuentran en ejecución, excepto el proyecto de la CT San Nicolás II, el cual OSINERGMIN está incluyendo pese a que no se han realizado los estudios de factibilidad, y de que no dispone de autorización o capacidad de transmisión desde la barra de Marcona.

Adicionalmente OSINERGMIN ha considerado la simulación en el modelo PERSEO de las siguientes centrales termoeléctricas:

- CT Trujillo (60MW) en Junio de 2009
- CT Tarapoto (12MW) en Enero de 2010
- CT Bellavista (3.2MW) en Enero de 2010
- CT Moyobamba (2MW) en Enero de 2010
- CT Puerto Maldonado (2MW) en Febrero de 2009

2. Análisis de las Premisas de la Prepublicación



Las unidades en Tarapoto, Bellavista, Moyobamba y Puerto Maldonado son aquellas que abastecen a los sistemas aislados a interconectarse con el SINAC. La unidad de la CT Trujillo es la generación adicional de emergencia a instalarse en Trujillo. Estas unidades tienen costos variables altos y bajos factores de planta, por lo que su impacto en la tarifa es mínimo.

2.2.2 Transmisión

El plan de obras de transmisión es similar al presentado por el SGOES, variando únicamente las fechas de ingreso de los sistemas aislados Bagua-Jaen y Tarapoto, tal como se indicó en el punto 2.1.

Comparación del Programa de Transmisión

Proyecto	Fecha de Ingreso	
	SGCOES	OSINERGMIN
L.T. Carhuaquero - Jaen 138 kV	Feb-2009	Jun-09
L.T. Tocache - Bellavista - 138 kV	Mar-2009	Jan-10
L.T. San Gabán - Masuko - Puerto Maldonado - 138 kV y 66 kV - ELSE	Feb-09	Feb-09
Ampliación de Transformación de Marcona, Ica y Juliaca - REP	Feb-09	Feb-09
Transformador los Industriales 220/60kV - LUZ DEL SUR	Jun-09	Jun-09
L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV - REP	Mar-10	Mar-10
L.T. Carhuaquero - Corona 220 kV - ABENGOA	Oct-10	Oct-10
L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV - ABENGOA	Oct-10	Oct-10
L.T. Huallanca - Conococha 220 kV - ABENGOA	Oct-10	Oct-10
L.T. Conococha - Paragsha 220 kV - ABENGOA	Oct-10	Oct-10
L.T. Paragsha - Carhuamayo 220 kV - ABENGOA	Oct-10	Oct-10
Enlace Huallanca Existente - Huallanca Nueva 138 kV	Oct-10	Oct-10
Enlace 138 kV entre Carhuamayo 138 kV - Carhuamayo 220 kV	Oct-10	Oct-10
L.T. Machupicchu - Cotaruse 220 kV - ISONOR	Mar-11	Mar-11
L.T. Mantaro - Caraveli - Montalvo 500 kV - ISONOR	Mar-11	Mar-11
L.T. Chilca - Zapallal 500 kV - REP	Mar-11	Mar-11

La representación del sistema de transmisión de OSINERGMIN adiciona 15 nuevas barras al SEIN, las cuales se indican a continuación:

Nuevas Barras incluidas por OSINERGMIN

CODIGO	NOMBRE	TENSION
SICN-87	Carhuaquero 138kV	138
SICN-88	Cutervo 138kV	138
SICN-89	Jaén 138kV	138
SICN-90	Aguaytía 22.9kV	22.9
SICN-91	Aucayacu 138kV	138
SICN-92	Tocache 138kV	138
SICN-93	Bellavista 138kV	138
SICN-94	Tarapoto 138kV	138
SICN-95	Moyobamba 138kV	138
SICN-96	Yaupi 138kV	138
SICN-97	Aguaytía (neutro)	1
SIS-37	San Gaban 138kV	138
SIS-38	Mazuco 138kV	138
SIS-39	Puerto Maldonado 138kV	138
SIS-40	San Rafael 138kV	138

Las nuevas líneas representadas son las siguientes:

Nuevas Líneas incluidas por OSINERGMIN

Línea	Barra Origen	Barra Llegada	Tensión	OSINERGMIN		
				MVA	R(ohm)	X (ohm)
TNE-026	Carhuaquero 220kV	Carchuaquero 138kV	220	35.00	2.83	113.16
LNE-098	Carhuaquero 138kV	Cutervo 138kV	138	48.00	3.94	14.70
LNE-099	Cutervo 138kV	Jaén 138kV	138	48.00	15.75	58.79
LSE-039	Azangaro 138kV	San Gaban 138kV	138	150.00	17.66	80.10
LSE-040	Azangaro 138kV	San Rafael 138kV	138	150.00	10.30	46.70
LSE-041	San Rafael 138kV	San Gaban 138kV	138	150.00	8.49	38.48
LSE-042	San Gaban 138kV	Mazuco 138kV	138	95.00	11.50	37.20
LSE-043	Mazuco 138kV	Puerto Maldonado 138kV	138	74.00	28.70	84.62
LNE-100	Yuncan 138kV	Yaupi 138kV	138	175.00	1.39	6.88
LNE-101	T. Maria 138kV	Aucayacu 138kV	138	45.00	6.14	22.91
LNE-102	Aucayacu 138kV	Tocache 138kV	138	43.00	14.53	54.96
LNE-103	Tocache 138kV	Bellavista 138kV	138	43.00	20.18	76.35
LNE-104	Bellavista 138kV	Tarapoto 138kV	138	115.00	10.58	37.63
LNE-105	Tarapoto 138kV	Moyobamba 138kV	138	115.00	13.12	46.64
TNE-027	Aguaytía 138kV	Aguaytía (neutro)	138	58.80	0.90	16.92
TNE-028	Aguaytía 22.9kV	Aguaytía (neutro)	22.9	20.00	0.07	1.57

Las líneas existentes son representadas de forma similar a la propuesta del SGCOES, excepto las indicadas en el cuadro siguiente:

Comparación de Líneas de Transmisión -.Diferencias OSINERGMIN vs SGCOES

Línea	Barra Origen	Barra Llegada	KV	SGCOES			OSINERGMIN			DIFERENCIAS		
				MVA	R(ohm)	X (ohm)	MVA	R(ohm)	X (ohm)	MVA	R(ohm)	X (ohm)
LNE-087	Ventanilla 220kV	Zapallal 220kV	220	180.35	1.52	9.60	280.35	1.52	9.60	55%	0%	0%
TNE-016	Aguaytía 220kV	Aguaytía (neutro)	220	58.80	2.47	79.01	58.80	2.28	88.73	0%	-8%	12%
LNx-017	Santa Rosa 220kV	Industriales 220kV	220	323.93	0.99	6.74	423.93	0.99	6.74	31%	0%	0%
LNx-019	Industriales 220kV	San Juan 220kV	220	323.93	0.99	6.74	423.93	0.99	6.74	31%	0%	0%
TNX-003	Industriales 220kV	Puente 60kV	220	217.60	1.13	45.58	317.60	1.13	45.58	46%	0%	0%

2.3 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN**2.3.1 Precios de los Combustibles Líquidos**

OSINERGMIN ha actualizado los precios de los combustibles líquidos al 31 de enero de 2009, en relación a los precios propuestos por el SGCOES al 31 de diciembre de 2008. Las diferencias se muestran en el siguiente cuadro:

Comparación de Precios de Combustibles Líquidos

Lugar	Combustible	PRECIO UTILIZADO COES		PRECIO UTILIZADO OSINERGMIN		Diferencia%
		US\$/Gln	US\$/Barril	US\$/Gln	US\$/Barril	
Lima (Callao)	Diesel N° 2	1.59	66.70	1.55	65.24	-2.2%
	Residual N° 6	0.81	33.94	0.88	37.05	9.2%
	Residual N° 500	0.82	34.36	0.91	38.11	10.9%
Arequipa (Mollendo)	Diesel N° 2	1.60	67.37	1.57	66.03	-2.0%
	Residual N° 500	0.83	34.73	0.92	38.64	11.2%
Moquegua (Ilo)	Diesel N° 2	1.60	67.37	1.57	66.03	-2.0%
	Residual N° 6	0.82	34.48	0.89	37.58	9.0%

2.3.2 Precio del Gas Natural

Los precios de gas natural son similares a los propuestos por el SG-COES, tal como se indica en el cuadro siguiente:

Comparación de Precios de Gas Natural

Combustible	SGCOES US\$/MMBTU	OSINERGMIN US\$/MMBTU	Diferencia %
C.T. Aguaytía	1.880	1.880	0.00%
C.T. Malacas	2.217	2.214	-0.13%
C.T. Malacas 2	2.217	2.214	-0.13%
C.T. Ventanilla	2.230	2.231	0.03%
C.T. Santa Rosa	2.305	2.306	0.03%
C.T. Chilca	2.183	2.183	0.02%
C.T. Kallpa	2.224	2.203	-0.96%
C.T. Mollendo	2.216	2.216	0.00%
C.T. Calana	2.244	2.244	0.00%

2.3.3 Precio del Carbón

El precio del carbón utilizado por el OSINERGMIN es cercano al propuesto por el SGOES, como se muestra a continuación:

Comparación de Precios de Carbón

Combustible	SGCOES US\$/Ton	OSINERGMIN US\$/Ton	Diferencia %
C.T. Ilo	148.340	148.130	-0.14%

2.3.4 Costos Variable no Combustibles

OSINERGMIN no ha utilizado los valores de los costos variables no combustibles propuestos por el SGOES, que son los utilizados para la programación de la operación en el COES. Las diferencias se indican en el cuadro siguiente:

Comparación de Costos Variables No Combustibles

Descripción	SGCOES (US\$/MWh)	OSINERGMIN (US\$/MWh)	Diferencia %
TG. Malacas 1 con GN	4.00	4.00	0.00%
TG. Malacas 2 con GN	4.00	4.00	0.00%
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	3.13	3.13	0.00%
TG. Malacas 4 (con inyección de agua)	21.60	21.60	0.00%
TG. Chimbote	2.70	2.70	0.00%
TG. Trujillo	2.70	2.70	0.00%
TG. Piura con R6	2.70	11.58	328.89%
GD. Piura	7.11	7.39	3.94%
GD. Chiclayo R6	7.04	7.04	0.00%
GD. Sullana	7.30	7.30	0.00%
GD. Paíta	7.54	7.54	0.00%
TG. Santa Rosa UTI-5 - GN	7.07	6.61	-6.51%
TG. Santa Rosa UTI-6 - GN	7.07	6.61	-6.51%
TG. Santa Rosa WTG (con inyección de agua)	4.10	3.42	-16.59%
CC TG3+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	3.35	2.95	-11.81%
CC TG3+TV Ventanilla (con fuego adicional)	3.35	2.95	-11.81%
CC TG4+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	3.35	3.01	-10.01%
CC TG4+TV Ventanilla (con fuego adicional)	3.35	3.01	-10.01%
TV. San Nicolás	2.00	2.00	0.00%
GD. San Nicolás	7.11	7.11	0.00%
TG1. Aguaytia	2.69	3.03	12.64%
TG2. Aguaytia	2.73	3.03	10.99%
GD. Tumbes Nueva MAK1	11.32	7.00	-38.16%
GD. Tumbes Nueva MAK2	11.32	7.00	-38.16%
GD. Yarinacocha - Wartsila	5.80	3.28	-43.48%
TG. Chilca I - TG1	3.67	3.61	-1.62%
TG. Chilca I - TG2	3.67	3.63	-1.07%
TG. Kallpa - TG1	4.00	4.00	0.00%
GD Dolorespata N° 1 al N° 7	4.80	4.80	0.00%
GD Taparachi N° 1 al N° 4	14.48	10.06	-30.50%
GD Bellavista N° 1 al N° 2	11.88	8.20	-30.99%
GD Chilina N° 1 y N° 2	10.81	6.75	-37.55%
Chilina Ciclo Combinado	3.53	3.58	1.45%
Chilina TV 2	1.99	4.53	128.21%
Chilina TV 3	1.32	4.22	219.70%
GD Mollendo I	6.22	13.83	122.41%
TG Mollendo II con D2	1.14	2.56	123.61%
GD Calana con R6	10.58	4.91	-53.60%
Ilo 1 TV 2	3.18	1.93	-39.31%
Ilo 1 TV 3	1.96	1.33	-32.14%
Ilo 1 TV 4	1.93	1.23	-36.27%
Ilo 1 TG 1	8.00	2.57	-67.88%
Ilo 1 TG 2	6.09	6.39	4.93%
Ilo 1 CATKATO	11.98	13.36	11.52%
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0.90	1.00	11.11%
GD Calana - GN	4.50	4.50	0.00%
TG Mollendo II con GN	3.96	3.00	-24.24%
TG. Chilca I - TG3	3.15	3.15	0.00%

2.4 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El OSINERGMIN ha considerado el programa de mantenimiento para el año 2008, en lugar del mantenimiento ejecutado incluido en la propuesta del SG-COES.

La propuesta del SG-COES repetía los mantenimientos de las Centrales Hidroeléctricas del año 2009 para los años 2010 y 2011. El OSINERGMIN ha retirado actividades de mantenimiento para estas centrales que considera que son extraordinarias, y que no se realizan con frecuencia anual. Asimismo ha reducido los tiempos de actividades de mantenimiento para las centrales hidroeléctricas Mantaro, Cahua y Charcani V, y para las centrales termoeléctricas Ventanilla y Chilca.

Los mantenimientos propuestos por el SG-COES para los nuevos proyectos de generación incluidos en el plan de obras no han sido considerados por el OSINERGMIN, aduciendo que no se ha presentado sustento de los mismos.

Un resumen de las diferencias de los tiempos de mantenimiento considerados para las centrales termoeléctricas se muestra en el cuadro siguiente:

Comparación de Mantenimientos de Centrales Hidroeléctricas

Código	Central	Horas de Mantenimiento Anual											
		SGCOES				OSINERGMIN				DIFERENCIAS			
		2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
CH-0201	Matucana	0	192	192	192	192	192	24	24		0%	-88%	-88%
CH-0202	Huinco	78	150	150	150	303	150	72	72	288%	0%	-52%	-52%
CH-0204	Moyopampa	0	78	78	78	121	78	78	78		0%	0%	0%
CH-0205	Huampani	120	192	192	192	120	192	192	192	0%	0%	0%	0%
CH-0206	Huanchor					48	0	0	0				
CH-0304	Cahua	312	732	732	732	1039	48	48	48	233%	-93%	-93%	-93%
CH-0405	Pariac	152	504	504	504	244	504	504	504	61%	0%	0%	0%
CH-0501	Gallito Ciego	504	672	672	672	672	672	672	672	33%	0%	0%	0%
CH-0603	Carhuaquero	128	384	384	384	462	384	384	384	261%	0%	0%	0%
CH-0605	Carhuaquero G4	2808	216	216	216	0	216	216	216	-100%	0%	0%	0%
CH-0801	Restitucion	173	192	192	192	201	120	120	120	16%	-38%	-38%	-38%
CH-0802	Malpaso	24	39	39	39	37	39	39	39	54%	0%	0%	0%
CH-0803	Mantaro	43	95	95	95	10	71	71	71	-77%	-25%	-25%	-25%
CH-0804	Oroya	110	298	298	298	40	298	58	58	-64%	0%	-81%	-81%
CH-0805	Pachachaca	70	96	96	96	32	96	96	96	-54%	0%	0%	0%
CH-0907	Yaupi	196	54	54	54	48	54	54	54	-76%	0%	0%	0%
CH-0909	Yuncan	96	24	24	24	118	24	0	0	23%	0%	-100%	-100%
CH-1101	Chimay	0	408	408	408	120	408	408	408		0%	0%	0%
CH-1201	Yanango	0	264	264	264	0	264	264	264		0%	0%	0%
CH-2001	Charcani I	0	120	120	120	600	120	0	0		0%	-100%	-100%
CH-2002	Charcani II	816	0	0	0					-100%			
CH-2003	Charcani III	23	0	0	0	306	0	0	0	1230%			
CH-2004	Charcani IV	10	144	144	144	683	144	0	0	6730%	0%	-100%	-100%
CH-2005	Charcani V	0	1128	1128	1128	352	864	0	0		-23%	-100%	-100%
CH-2006	Charcani VI	0	120	120	120	936	120	0	0		0%	-100%	-100%
CH-203B	Callahuanca G 123	0	24	24	24	48	24	24	24		0%	0%	0%
CH-2102	Aricota II	48	24	24	24	0	24	24	24	-100%	0%	0%	0%
CH-2301	Machupicchu I	0	24	24	24	0	24	24	24		0%	0%	0%
CH-2401	San Gaban II	336	336	336	336	24	336	0	0	-93%	0%	-100%	-100%
CH-2502	Misapuquio	1248	336	336	336	208	336	336	336	-83%	0%	0%	0%
CH-2603	San Antonio	432	264	264	264	0	264	264	264	-100%	0%	0%	0%
CH-2604	San Ignacio	240	168	168	168	0	168	168	168	-100%	0%	0%	0%
CH-2605	Huayllacho	1032	24	24	24	40	24	24	24	-96%	0%	0%	0%
CH-2901	Platanal	0	0	4608	4608							-100%	-100%
CH-A403	Cañon del Pato 1	28	106	106	106	89	106	106	106	218%	0%	0%	0%
CH-B403	Cañon del Pato 2	28	106	106	106	89	106	106	106	218%	0%	0%	0%

Las centrales hidroeléctricas que no presentan ninguna actividad de mantenimiento mayor en algún año del periodo de simulación son las siguientes:

2. Análisis de las Premisas de la Prepublicación

- Huanchor, para el periodo 2009-2011
- Carhuaquero G4 para el año 2008
- Yuncán, para el periodo 2010-2011
- Yanango, para el año 2008
- Charcani I, para el periodo 2010-2011
- Charcani II, para todo el periodo
- Charcani III, para el periodo 2009-2011
- Charcani IV, para el periodo 2010-2011
- Charcani V, para el periodo 2010-2011
- Charcani VI, para el periodo 2010-2011
- Aricota II, para el año 2008
- Machupicchu, para el año 2008
- San Gaban II para el periodo 2010-2011
- San Antonio y San Ignacio, para el año 2008
- Platanal, para todo el periodo.

OSINERGMIN al considerar el programa de mantenimiento para el año 2008 y no el mantenimiento ejecutado no ha considerado que las unidades que operan con combustibles líquidos han tenido mayores horas de operación que las esperadas debido a las restricciones en el transporte de gas natural, y por ende en el despacho ejecutado correspondió la asignación de mayores horas de mantenimiento. Un resumen de las diferencias de los tiempos de mantenimiento considerados para las centrales termoeléctricas se muestra en el cuadro siguiente:

Comparación de Mantenimientos de Centrales Termoeléctricas

Código	Grupo	Horas de Mantenimiento Anual											
		SGCOES				OSINERGMIN				DIFERENCIAS			
		2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
gt-1	truji	6624	216	0	0	528	216	0	0	-92%	0%		
gt-12	CCtgvén3 s	444	1560	312	792	568	888	312	792	28%	-43%	0%	0%
gt-12A	CCtgvén3 c	384	1896	312	792	568	1224	312	792	48%	-35%	0%	0%
gt-13	CCtgvén4 s	246	672	408	792	696	528	408	792	183%	-21%	0%	0%
gt-13A	CCtgvén4 c	48	1104	408	792	696	1008	408	792	1350%	-9%	0%	0%
gt-14	TG_WES	1080	600	72	240	960	600	72	240	-11%	0%	0%	0%
gt-15	TGagt1	48	24	240	312	0	24	240	312	-100%	0%	0%	0%
gt-16	TGagt2	504	1056	792	408	0	504	792	408	-100%	-52%	0%	0%
gt-17	TGMALA1	1680	432	0	168	96	432	0	168	-94%	0%	0%	0%
gt-17B	TGMALA2	2592	1008	0	0	1200	1008	0	0	-54%	0%	0%	0%
gt-18	TG4MAL	336	2064	720	312	720	2064	720	312	114%	0%	0%	0%
gt-18A	TG4MAL con	0	0	0	72	720	0	0	72				
gt-2	chimbo	456	1608	0	0	0	1608	0	0	-100%	0%		
gt-20	SHOUG	1831	720	336	336	247	720	336	336	-87%	0%	0%	0%
gt-20A	SHO-C	3384	312	0	0	504	312	0	0	-85%	0%		
gt-24	TUMNU1	504	744	0	0	420	744	0	0	-17%	0%		
gt-25	TUMNU2	2040	888	0	72	1068	888	0	72	-48%	0%		0%
gt-28	dol1-7	3144	0	0	0	0	0	0	0	-100%			
gt-29	tapara	616	144	0	0	0	144	0	0	-100%	0%		
gt-3	tgpiur	1368	432	0	0	0	432	0	0	-100%	0%		
gt-30	bellav	5136	48	0	0	0	48	0	0	-100%	0%		
gt-32	chil-2	2184	384	336	336	0	384	336	336	-100%	0%	0%	0%
gt-33	chil-3	2688	360	168	336	0	360	168	336	-100%	0%	0%	0%
gt-34	chilcc	2472	384	0	0	0	384	0	0	-100%	0%		
gt-35	chilmd	6936	240	0	0	170	240	0	0	-98%	0%		
gt-36	calamd	2208	3624	0	0	0	3624	0	0	-100%	0%		
gt-37	moll-1	1480	464	0	0	360	464	0	0	-76%	0%		
gt-38	moll-2	8352	4704	0	0	0	4704	0	0	-100%	0%		
gt-39	ilotv2	624	336	336	168	161	336	336	168	-74%	0%	0%	0%
gt-4	rosa-UT15	72	1128	0	72	936	1128	0	72	1200%	0%	0%	0%
gt-40	ilotv3	1392	1680	168	336	1162	1680	168	336	-17%	0%	0%	0%
gt-41	ilotv4	2616	1390	168	336	329	1390	168	336	-87%	0%	0%	0%
gt-42	ilogd	0	72	0	0	0	72	0	0	0%	0%		
gt-43	ilotg1	264	96	0	0	105	96	0	0	-60%	0%		
gt-44	ilotg2	48	96	0	0	105	96	0	0	119%	0%		
gt-45	iltvc1	0	720	288	288	552	720	288	288	0%	0%	0%	0%
gt-5	rosa-UT16	72	1080	0	72	1080	1080	0	72	1400%	0%		0%
gt-50	PUCALL-W	201	648	0	0	510	648	0	0	154%	0%		
gt-51	Chilca-TG1	384	1536	408	792	192	1104	408	792	-50%	-28%	0%	0%
gt-52	moll-TG GN	0	0	168	72	0	0	168	72			0%	0%
gt-53	Kallpa-TG1	168	360	864	240	0	360	864	240	-100%	0%	0%	0%
gt-54	calana GN	4368	0	240	72	0	0	240	72	-100%	0%	0%	0%
gt-55	Chilca-TG2	360	720	240	312	216	288	240	312	-40%	-60%	0%	0%
gt-56	Chilca-TG3	48	0	1440	2160	0	0	1440	2160	-100%	0%	0%	0%
gt-58	TG-N ST Ro	0	0	168	720							-100%	-100%
gt-59	Kallpa-TG2	0	0	888	888							-100%	-100%
gt-6	PIU1-R6	5352	1032	0	0	0	1032	0	0	-100%	0%		
gt-60	Kallpa-TG3	0	0	0	888								-100%
gt-61	TG-Flores	0	0	168	888							-100%	-100%
gt-7	CHIC-R6	0	592	0	0	469	592	0	0		0%		
gt-8	dsulla	749	765	0	0	0	765	0	0	-100%	0%		
gt-9	dpaita	1056	792	0	0	0	792	0	0	-100%	0%		

Se puede apreciar que se ha reducido las actividades de mantenimiento de las unidades de la CT Ventanilla, la CT Aguaytia y la CT Chilca para el año 2009.

2. Análisis de las Premisas de la Prepublicación



Los grupos termoeléctricos nuevos que no presentan ninguna actividad de mantenimiento mayor durante el periodo de simulación son las siguientes:

- TGN Santa Rosa, para todo el periodo
- TG Kallpa 2, para todo el periodo
- TG Kallpa 3, para todo el periodo
- TG Las Flores, para todo el periodo

2.5 APLICACIÓN DEL DESPACHO IDEALIZADO

OSINERGMIN ha considerado un despacho idealizado sin restricciones de transmisión para todo el periodo. Se ha considerado las restricciones de transporte de gas natural hasta agosto de 2008, y a partir de este mes se ha realizado un despacho sin congestión en el gasoducto de TGP para el resto del periodo, en aplicación de los DL1041 (para el periodo Setiembre 2008 – Diciembre 2008) y DU-049-2008 (para el periodo Enero 2009-Diciembre 2011). En este sentido la simulación del despacho realizada por OSINERGMIN es similar a la propuesta por el SG-COES.

Existe diferencia en la aplicación del despacho idealizado entre OSINERGMIN y la propuesta del SG-COES en la simulación de las unidades UTI de Edegel. La propuesta del SG-COES establecía que estas unidades operarían con combustible Diesel 2 a partir de mayo de 2009, debido al contrato de Edegel con Electroperú para operar como unidades de emergencia, en aplicación del Decreto de Urgencia 037-2008. Se considera que dichas unidades deben operar con Diesel 2 por lo menos durante el periodo del contrato con Electroperú, siendo lo más probable que la operación a Diesel 2 se prolongue hasta que se supere la situación de congestión del gasoducto de Camisea.

OSINERGMIN ha considerado el despacho de estas unidades con gas natural para todo el periodo, lo cual incide en la reducción del precio de energía calculado.

3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA PREPUBLICACIÓN

3.1 PRECIOS DE ENERGÍA

La pre-publicación de OSINERGMIN muestra un precio de energía menor al propuesto por el SGOES. Históricamente el regulador siempre ha reducido los montos propuestos por los generadores, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Precios de Energía Históricos Propuestos por el COES vs Aprobados por OSINERGMIN (US\$/MWh)

Propuesta	Item	May-05	May-06	May-07	May-08	May-09
COES	Hora Punta	41.51	34.15	43.15	46.25	51.02
	Fuera de Punta	29.80	28.08	28.12	36.57	37.42
	Promedio	32.12	29.27	31.08	38.48	40.09
OSINERGMIN	Hora Punta	38.41	30.37	37.70	42.60	36.45
	Fuera de Punta	27.49	26.47	27.30	31.02	30.51
	Promedio	29.66	27.23	29.34	33.31	31.67
Variación	Promedio	-7.7%	-7.0%	-5.6%	-13.4%	-21.0%

Se ha realizado un análisis de los efectos en los cambios en los supuestos respecto a la propuesta tarifaria del subcomité, tratando de medir el efecto individual de los cambios realizados por OSINERGMIN a la propuesta del SG-COES. Los resultados se indican en el cuadro siguiente:

Influencia de modificaciones en los supuestos

Caso	US\$/MWh
Propuesta COES	40.09
Reducción por Menor Demanda	3.47
Reducción por Hidrología	2.73
Reducción por UTIs a GN y CVNC	2.18
Proyectos y Combustible y otros	0.04
Propuesta OSINERGMIN	31.67

Si bien los efectos de los supuestos no son lineales el cuadro anterior da una idea de la importancia de los supuestos incluidos en cada propuesta.

3.2 PRECIOS DE POTENCIA

Históricamente el precio de potencia propuesto por los generadores ha sido menor al monto aprobado por el OSINERGMIN, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Precios de Potencia Históricos Propuestos por el COES vs Aprobados por OSINERGMIN (US\$/KW-mes)

Precio Propuesto	May-05	May-06	May-07	May-08	May-09
COES	5.12	4.78	4.84	5.19	5.62
OSINERGMIN	5.04	4.70	4.60	5.04	5.61
Variación	-1.6%	-1.7%	-5.1%	-2.8%	0.0%

En esta oportunidad el precio propuesto por OSINERGMIN es muy similar al propuesto por el SGOES.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 DEMANDA

La reducción de la demanda tuvo un enorme impacto en el precio de la energía debido a que los acontecimientos de la crisis financiera global retrasaron el ingreso de algunos proyectos y se redujo las proyecciones de PBI y por ende, la proyección de la demanda vegetativa. Se prevé que la demanda se reduzca nuevamente en la resolución de tarifas en barra, reflejando los valores menores de crecimiento de la misma en los primeros meses del año 2009.

El OSINERGMIN incluirá en la resolución de tarifas las últimas proyecciones del PBI para los años 2009, 2010 y 2011 del Banco Central de Reserva del Perú, actualizadas al 31 de marzo.

4.2 PROYECTOS DE GENERACIÓN

OSINERGMIN ha incluido el proyecto de la CT San Nicolás II, con 170MW en abril de 2011. Este proyecto no cuenta con autorización de generación, no ha realizado estudios de factibilidad, ni estudios de impacto ambiental. Tampoco existe capacidad de transmisión para la interconexión del proyecto con el sistema interconectado nacional.

Por las razones expuestas la inclusión del proyecto es discutible. La incidencia en la tarifa del proyecto indicado no es significativa, por cuanto ingresa en abril de 2011, al final del periodo para el cálculo del costo marginal promedio actualizado. Sin embargo podría sentir un mal precedente respecto a la inclusión de proyectos de generación sin el debido sustento por parte del regulador, por lo que el SGOES debería observar la inclusión de este proyecto en el plan de obras.

4.3 HIDROLOGÍA

El OSINERGMIN desestimó la propuesta del recorte de las series hidrológicas. La decisión de considerar todas las series hidrológicas provoca una percepción optimista de la generación hidroeléctrica, que inducirá a que se reduzcan las expectativas de inversión en nuevos proyectos de generación.

Por lo expuesto recomendamos incorporar la respuesta de INFOCLIMA a las observaciones a la pre-publicación de OSINERGMIN, a fin de que el regulador reconsidere el recorte de las series hidrológicas para el cálculo del precio de energía.

Por otro lado OSINERGMIN ha reconocido la existencia del cambio climático, así como el efecto de los mismos en la hidrología y la productividad de las centrales hidroeléctricas en estos últimos años en el Perú. Por ello recomendamos que el Subcomité coordine con el regulador la elaboración del estudio a ser convocado por OSINERGMIN para incluir apropiadamente el efecto de los cambios climáticos.

Una sugerencia adicional es solicitar al Ministerio de Energía y Minas que incluya el efecto de los cambios climáticos cuando dicha entidad elabore los planes referenciales de electricidad, y a partir de esta iniciativa procurar su aplicación en todos los cálculos tarifarios.

4.4 MANTENIMIENTOS

OSINERGMIN ha considerado el programa de mantenimiento anual del año 2008. El SGOES debe solicitar la inclusión del mantenimiento ejecutado del 2008, el mismo que refleja las condiciones de operación producidas por la restricción de gas natural durante el año indicado.

OSINERGMIN ha recortado las actividades de mantenimiento de las centrales hidroeléctricas. Como resultados no se ha considerado ninguna actividad de mantenimiento para las centrales hidroeléctricas equipos siguientes:

- Huanchor, para el periodo 2009-2011
- Carhuaquero G4 para el año 2008
- Yuncán, para el periodo 2010-2011
- Yanango, para el año 2008
- Charcani I, para el periodo 2010-2011
- Charcani II, para todo el periodo
- Charcani III, para el periodo 2009-2011
- Charcani IV, para el periodo 2010-2011
- Charcani V, para el periodo 2010-2011
- Charcani VI, para el periodo 2010-2011
- Aricota II, para el año 2008
- Machupicchu, para el año 2008
- San Gaban II para el periodo 2010-2011
- San Antonio y San Ignacio, para el año 2008
- Platanal, para todo el periodo.

Asimismo no se han considerado ninguna actividad de mantenimiento mayor durante el periodo de simulación de las unidades térmicas nuevas siguientes:

- TGN Santa Rosa, para todo el periodo
- TG Kallpa 2, para todo el periodo
- TG Kallpa 3, para todo el periodo
- TG Las Flores, para todo el periodo

El SGOES debería solicitar la inclusión de un programa de mantenimiento óptimo para las unidades que no presentan ninguna actividad de mantenimiento en algún año del periodo de regulación, basado en la información proporcionada por los generadores al

regulador. En el caso de unidades sin dicha información se debe solicitar la utilización de las frecuencias establecidas por los fabricantes de los equipos e instalaciones.

4.5 DESPACHO DE LAS UNIDADES UTI DE EDEGEL

Edegel ha firmado un acuerdo con Electroperú para la conversión de sus unidades UTI de la CT Santa Rosa a operación dual a fin de incrementar la reserva del sistema. En la práctica estas unidades ingresarán a la operación con Diesel 2 mientras dure la congestión de gas natural, por lo que el SGOES debe observar la operación con gas natural de dichas unidades en la simulación del PERSEO durante el periodo que dure el contrato con Electroperú.

4.6 RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN EN CENTRALES DE CICLO COMBINADO

OSINERGMIN no ha considerado para la revisión tarifaria la recuperación de las inversiones de centrales térmicas eficientes. Se debe solicitar al OSINERGMIN la aplicación del artículo 6 del Decreto Legislativo 1041 que menciona que las tarifas en barra como mínimo deben permitir la recuperación de la inversión de unidades de alto rendimiento.

Las tarifas aprobadas no garantizan el retorno de la inversión a los nuevos proyectos que cubran los costos de inversión, operación y mantenimiento de estas unidades. OSINERGMIN debe realizar la estimación de las tarifas de energía que garanticen la rentabilidad de estos proyectos.

4.7 COMPENSACIÓN POR COSTOS VARIABLES ADICIONALES RESPECTO DEL COSTO MARGINAL

Adicionalmente al cálculo de las tarifas de generación el OSINERGMIN ha publicado el cargo unitario por costos variables adicionales respecto del costo marginal. Este cargo considera las compensaciones propuestas por el COES-SINAC para el periodo mayo 2009-abril 2010 en aplicación del DU-049. El SGOES debería solicitar la inclusión de los montos adeudados por la operación de las centrales con costos mayores al costo marginal idealizado en aplicación del DL 1041.



Infoclima

Alcanfores 1245, Miraflores
Teléfonos: 444 5656 / 444 5660
infoclima.inform@ccion.com.pe
<http://www.informacion.com/infoclima>

Comentarios de INFOCLIMA al Anexo F del
Informe N° 093-2009-GART del OSINERGMIN

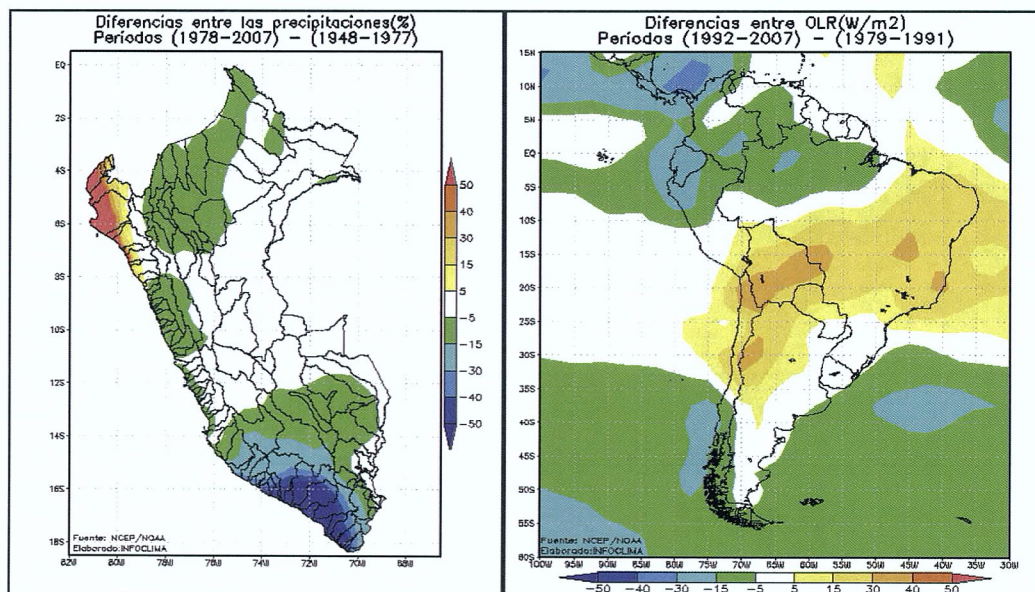
Marzo 18, 2008

INFOCLIMA encuentra una conducta resistente en OSINERGMIN a dar pasos firmes en el camino a llevar a la práctica el Cambio Climático. No obstante nos entusiasma el hecho de que abran las puertas a revisar una "alternativa" propia de estudiar el tema. Es un avance – para las implicancias futuras – significativo y que debe perseguirse en aras de que se haga lo correcto.

Esa ciertamente es la posición nuestra. Creemos firmemente que cambios significativos se están dando a nivel planetario y que una parte de esos cambios afectan el clima peruano. Necesariamente los cambios tienen un correlato en la geografía y por lo tanto carecen de la simetría que equivocadamente OSINERGMIN considera necesaria identificar como elemento conducente a un cambio en las normales climatológicas de la hidrología de todo el sistema. Hay un error conceptual fundamental con la primera pregunta y base de la resistencia de la GART de OSINERGMIN – creemos – que está señalada por su comentario "En efecto, ¿Cómo se explica que tantas otras cuencas tales como el Rímac, Santa, y Tulumayo después de la sequía severa de los años 90-93 no han cambiado de régimen o han aumentado su caudal en ese periodo lluvioso?". INFOCLIMA –no entiende esto OSINERGMIN- NO HA PEDIDO LA REDUCCION DE LOS VALORES DE LOS CAUDALES NATURALES DE LOS RIOS, HA PEDIDO LA REDUCCION DE LAS SERIES PUES SE NOTA UN MARCADO IMPACTO NEGATIVO EN LA TENDENCIA HIDROLOGICA DE LOS CAUDALES DEL SUR DEL PERU Y EN MENOR MEDIDA UN IMPACTO POSITIVO EN LOS DEL NORTE. LA PROPUESTA DE INFOCLIMA INCLUSIVE INCREMENTA EL CAUDAL BASE DEL RIMAC Y DEL SANTA, PERO RECORTA LOS DEL SUR DE LA SIERRA Y DEL MANTARO. Se trata de un recorte que busca actualizar los efectos del Cambio Climático en curso con la realidad hidrológica que este impone. Nada más que eso.

OSINERGMIN tarde o temprano será encarado con la realidad que – como hemos visto este año – trae lluvias malas al sur como es el caso de las reservas de EGASA y al Mantaro como es el caso de ELECTROANDES/ELECTROPERU, pero que ya muestra reboses en la cuenca del Santa Eulalia como es el caso del Rímac y EDEGEL.

La mayor serie de datos – el proyecto 50YR de la NOAA – y sobre todo la data de OLR asociada a la destrucción de la Amazonía (tema central que no comentó en ninguna ocasión OSINERGMIN); incorporadas ambas al estudio concluyen que las áreas manifiestamente decrecientes (ver siguientes imágenes) en recursos hídricos son las mismas que ven recortadas sus hidrologías en la propuesta de INFOCLIMA. En este punto es menester recordar que originalmente se planteó la reducción de series al COES y no al subcomité de generadores. Esto se hizo no por un asunto tarifario sino propiamente asociado a mejorar los modelos de predicción de caudales. Nada menos. Ello por el hecho de que las técnicas de modelamiento se encontraban desajustadas para reproducir condiciones normales con las series hidrológicas desde 1965 y no con aquellas de las últimas dos décadas.



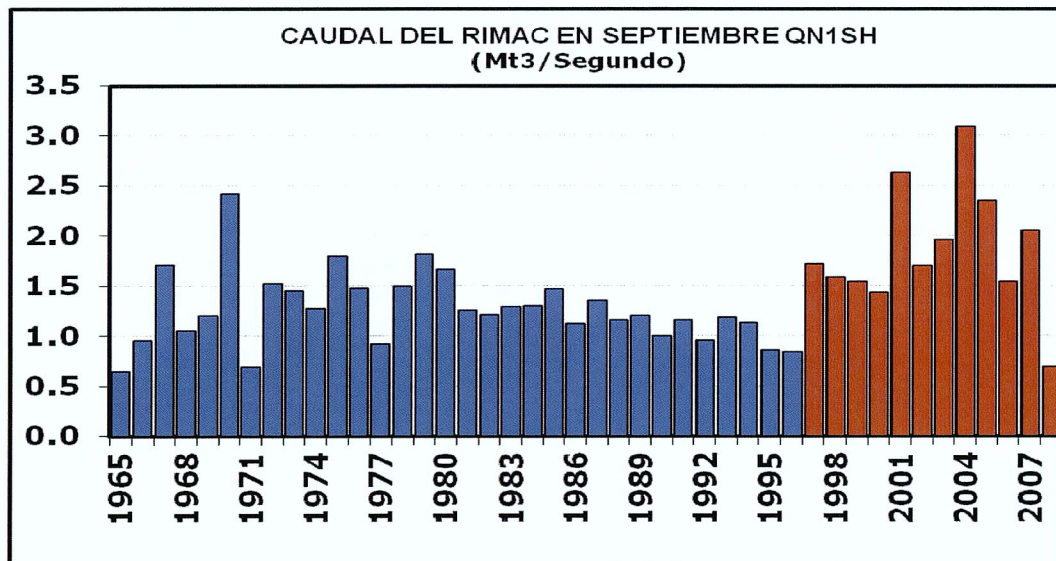
Regresando a las observaciones del Anexo F del Informe N° 093-2009-GART destacamos lo siguiente:

Pregunta 2a

“En efecto, ¿Cómo se explica que tantas otras cuencas tales como el Rímac, Santa, y Tulumayo después de la sequía severa de los años 90-93 no han cambiado de régimen o han aumentado su caudal en ese periodo lluvioso?”

Respuesta

Al respecto en Infoclima hemos estado trabajando sobre esta y otras interrogantes sobre cambios o no cambios en los regímenes de descargas. La respuesta a la interrogante planteada puede ser respondida con la información meteorológica de temperaturas en la cuenca alta del río Rímac. Simplemente durante los últimos años las altas temperaturas del aire han permitido un aumento espectacular de la componente glaciaria de las descargas hídricas, tal como se puede apreciar en la Grafica.



Pregunta 2b

“El sostener de que a partir del año 1992, el régimen hidrológico en la mayoría de las cuencas del Perú ha cambiado no es aceptable. Lo que podría ser aceptable es que en algunas cuencas,

esto se explica más adelante, hay cierta evidencia de que por efecto de variaciones climáticas incluyendo una serie de fenómenos oceánicos atmosféricos que influyen a diferentes escalas y frecuencias (por ejemplo, el efecto de la PDO) así como las variaciones del uso de la tierra en las cuencas y el efecto de la infraestructura, el régimen de precipitación y de caudales en algunos ríos está cambiando. La intención es cuantificar estas variaciones teniendo en cuenta la importancia de varios factores.”

Respuesta

En las conclusiones de F5, establecíamos que “Si bien es cierto no todas las cuencas muestran cambios significativos en sus caudales. En las principales, sus estadísticos se encuentran muy próximos a estarlo. Es evidente la creciente y continua distorsión en los caudales que exhiben las principales cuencas en los últimos años. Y si a esto agregamos que, las causas del cambio climático no están siendo remediadas y no se prevé cambios de actitud en el corto plazo, el escenario más probable es que las tendencias actuales continúen y se acentúen.” En resumen, nuestra opinión concuerda con los aspectos esenciales de lo manifestado por OSINERGMIN.

Conclusión 1 de OSINERGMIN

“Que existe relación significativa entre los procesos oceanográficos atmosféricos (representados por los índices PDO y El Niño 4) con el régimen de precipitación y de caudales de algunos ríos del Perú, por ejemplo el Santa, Rímac y el Mantaro. Esto tiene soporte científico por los estudios no sólo de Infoclima sino también de otros, ya sea en el Perú (e.g. IGP, 2005) como en otras partes del mundo (e.g. Mantua y Hare, 2001; Eldaw y otros, 2003). Sin embargo, se debe tener en cuenta que si bien es cierto el efecto importante de tales procesos, en el caso mostrado por Infoclima para el Río Rímac, el Niño 4 explicaría una variabilidad del 40% lo que significa que el 60% de variabilidad proviene de

otros factores. El efecto sobre el Mantaro aunque importante es menor. Para dar un ejemplo, aún cuando el Niño del 97/98 está entre los más severos del siglo pasado, sin embargo su efecto en el Mantaro fue menor, es decir esos años no fueron particularmente secos.”

Respuesta

Estamos de acuerdo con OSINERGMIN en el sentido de que las conclusiones respecto a nuestro estudio se basan en la existencia de una relación estadística entre la Temperatura de la Superficie del Mar del Océano Pacífico con el régimen de precipitación y de caudales de algunos ríos de Perú que explica alrededor del 40% de la variabilidad (coeficiente de correlación de alrededor de 0.65) y que el 60% restante se deberían a otros factores.

Al respecto debemos de establecer que en el ámbito climático, ese porcentaje de 40% es muy importante tal como también lo acepta OSINERGMIN.

El 60% restante incluye la influencia de episodios de El Niño que se tendría que investigar y para los cuales ya se tiene una hipótesis de trabajo.

Conclusión 2 de OSINERGMIN

“Las proyecciones para el futuro (varios años y décadas) sobre el régimen de las precipitaciones y caudales en los ríos del Perú y por qué no decirlo en el mundo, basados en modelos climáticos globales y métodos de “Downscaling” ya sea modelos físicos y estadísticos, tienen gran incertidumbre. Esto se señaló muy claramente en el informe de la IPCC, capítulo 13 sobre Latinoamérica, en la página 594. Esto no resta la importancia de los varios estudios basados en modelos, pero sí se debe tener en cuenta para no caer en decisiones que sean incorrectas.”

Respuesta

Si bien es cierto que en el informe F5, hemos tratado el tema referente a las proyecciones para el futuro, debido a que ellas son

parte de la problemática hídrica, para el tema central de las tarifas ese aspecto no es de principal importancia por las siguientes razones:

- En el programa PERSEO la información de entrada está constituida de series de descargas históricas, es decir de datos hídricos de años anteriores y NO de estimaciones para periodos futuros.
- La razón de considerar posibles cambios climáticos en tales series, estriba en que se debería tener un periodo homogéneo de la serie para de allí extraer un posible valor para dicha descarga en el año de aplicación de PERSEO.
- Entonces el interés principal se orienta hacia tener una serie histórica durante un periodo homogéneo y no en estimaciones futuras que de por si tienen una incertidumbre inherente.

Pregunta 4

“Lo señalado conlleva a utilizar métodos más sofisticados para hacer las proyecciones a plazos más manejables y con menor incertidumbre (aún cuando también ellos caen dentro de los que se llama proyecciones a largo plazo). Es decir, se debe desarrollar métodos, conceptos, y criterios que permitan estimar las condiciones de los caudales en ríos del país a mediano (e.g. 3-6 meses) y largo plazo (6-12 meses) utilizando información oceanográfica-atmosférica así como hidrológica. ”

Respuesta

Lo expuesto por OSINERGMIN está siendo aplicado operativamente por Infoclima en convenio con las empresas generadoras de electricidad.

En conclusión creemos que ya es inútil insistir en aspectos metodológicos expuestos hasta la saciedad. INFOCLIMA sugiere a los distinguidos integrantes del Subcomité de Generadores llevar

el tema por donde OSINERGMIN lo pone: Hay un cambio en el Clima. Lo siguiente es ver donde se encuentra ese cambio en el calendario y llevar a OSINERGMIN a ponerle un marco de fechas a partir del cual se renueve la hidrología base del sistema.

Se sugiere que ese sea el camino. Elevar consultas a técnicos ajenos a nuestra realidad climática con la pobreza de la data peruana agregará incertidumbre y llevará el tema al terreno de las cavilaciones que ya hemos visto consistentemente.

Hay una coyuntura favorable con las limitaciones hídricas de este año y seguramente del siguiente – pues volveremos a llegar con los “tanques vacíos” a la próxima estación de lluvias dada la presión que habrá para generar - que debe aprovecharse pues – retomando el principio de este informe – lo que se pretende vencer es una conducta. Los hechos físicos están allí y son, como nos consta este año una vez más, crecientemente demostrables.

Abraham Levy Spack
Director