

Grupos Diesel Emergencia 1	0.221	1155.4	254.84	14.40	269.24
Taparachi GD N° 1 al N° 4	0.233	1174.1	273.57	2.45	276.03
Bellavista GD N° 1 al N° 2	0.264	1175.0	310.21	2.45	312.66
Chilina GD N° 1 y N° 2	0.213	759.2	161.72	2.45	164.17
Chilina Ciclo Combinado	0.293	1155.0	338.40	3.35	341.75
Chilina TV N° 2	0.398	715.3	284.67	1.32	285.99
Chilina TV N° 3	0.403	715.3	288.10	1.32	289.42
Mollendo I GD	0.211	705.9	148.73	2.45	151.18
Ilo 1 TV N° 3	0.279	640.4	178.50	1.32	179.82
Ilo 1 TV N° 4	0.267	704.4	188.39	1.32	189.71
Ilo 1 TG N° 1	0.254	1187.0	301.85	9.25	311.10
Ilo 1 TG N° 2	0.252	1187.0	299.01	10.32	309.33
Ilo 1 GD N° 1	0.237	1187.0	281.32	16.70	298.02
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0.370	129.9	48.05	2.19	50.24
GD Calana – GN	8.620	2.4508	21.13	2.45	23.58
Turbo Gas Natural Mollendo II con GN	12.281	2.4030	29.51	2.69	32.20

NOTAS :

Consumo Especifico : Combustibles Líquidos = Ton/MWh; Gas Natural = MMBtu/MWh.

Costo del Combustible : Combustibles Líquidos = US\$/Ton; Gas Natural = US\$/MMBtu.

6 PRECIO BASICO DE LA ENERGIA**6.1 METODOLOGÍA**

El precio básico de la energía se ha determinado a partir de los costos marginales esperados en el sistema de generación, determinados por medio del modelo PERSEO.

El modelo PERSEO efectúa un despacho hidrotérmico óptimo del sistema en etapas mensuales considerando un sistema multinodal y multiembalse, teniendo como función objetivo la minimización del valor esperado del costo total de producción.

En la potencia efectiva despachada de la C.H. Huinco, se ha considerado una reducción permanente de 30 MW para tener en cuenta la reserva rotante requerida para garantizar la calidad de frecuencia en el SEIN. Asimismo, teniendo en cuenta que la C.H. Charcani V también proporciona reserva rotante al SEIN se ha considerado una reducción en su potencia efectiva de 15 MW.

Debido a ampliación de la aplicación del D.U N°049-2008 se ha considerado el despacho sin restricción del gaseoducto de TGP hasta diciembre del 2013.

Se tomo en cuenta la R.M 607-2008-MEM/DM que fija el valor máximo de los costos marginales de corto plazo del SEIN en 313.5 nuevos soles/MWh.

6.2 SERIES HIDROLOGICAS

Conforme a lo establecido en el Artículo 47° inciso b) de la Ley y el artículo 124° inciso a) del RLCE, se debe disponer la información hidrológica que refleje el comportamiento hidrológico para el período de análisis. Al respecto se utilizó las series hidrológicas del período 1965-2010 (46 años).

6.3 LINEAS DE TRANSMISION

Se ha tomado como capacidad de transmisión para el PERSEO la máxima capacidad utilizada por el COES SINAC. En anexo se muestran los valores de capacidad de transmisión debidamente actualizados.

Para el cálculo se ha considerado la aplicación de la extensión del D.U. N°049-2008, el DU No. 079-2010 por lo cual se ha considerado que no hay restricciones de transmisión hasta diciembre de 2013.

6.4 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACION

Para el año 2011 se ha considerado los mantenimientos ejecutados de las unidades del SEIN hasta el mes de octubre, por no estar disponible todavía el procesamiento respectivo de la información de los meses de noviembre y diciembre. Para los meses restantes se completó con los mantenimientos considerados en el Programa de Mantenimiento Mayor del año 2011.

Para el 2012 se ha considerado el Programa de Mantenimiento Anual del año 2012 de las unidades generadoras aprobados por el COES SINAC.

Para los años 2013 y 2014 los programas de mantenimiento se determinaron, considerando para las centrales hidroeléctricas los mantenimientos programados preliminarmente por las empresas, mientras que para las unidades termoeléctricas se han considerado los trabajos de mantenimiento en base al número de horas equivalentes de operación, conforme a la metodología utilizada por el COES SINAC y el OSINERGMIN. En el Anexo H, se adjunta los detalles de cálculo de horas equivalentes utilizados y los programas de mantenimientos respectivos.

6.5 RESULTADOS

En el

Cuadro No 6.1 se muestra el resultado que determina el modelo PERSEO del precio básico de energía para la barra de Lima en los períodos de punta, fuera de punta y ponderado para el caso base a la fecha.

Cuadro No 6.1
PRECIO BASICO DE LA ENERGIA
(US\$/MWh)

PUNTA	FUERA PUNTA	TOTAL
29.23	27.45	27.79

Participación de la Energía

Año	Mes	Punta	F. punta
2012	Mayo	19.25%	80.75%

7 PRECIO BASICO DE POTENCIA

Para el cálculo del precio básico de la potencia, de acuerdo con el Art. 47° inciso e) de la Ley, se determinó el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, y se calculó la anualidad de la inversión con una tasa de actualización del 12% real.

Asimismo, con Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004 se ha aprobado el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, y con Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD fecha 28.08.2007 se han modificado los Artículos 4°, 5°, 6° y 7° del referido Procedimiento, todo lo cual se aplica para la presente Fijación Tarifaria.

La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se fijan en el 3,00% y el 32,7%, respectivamente, de acuerdo a la Resolución del OSINERGMIN N° 618-2008-OS/CD.

En el presente estudio se utilizó el TAMEX de 7.81% vigente al 31 de diciembre del 2011 según la publicación oficial de la SBS, para el cálculo de los intereses durante la construcción, la misma que será actualizada al mes de marzo, conforme el Artículo 50° de la LCE.

De acuerdo con la metodología del Procedimiento del OSINERGMIN, se asumió como la unidad de ciclo abierto de mayor tamaño del SEIN la TG8 de Santa Rosa con una potencia efectiva a condiciones de sitio de 199.830 MW. En concordancia con las proyecciones, la máxima demanda del año 2012 resulta ser igual a 5,400.7 MW.