

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.

Asimismo, para el enlace Mantaro – Socabaya, se ha tomado en cuenta la Resolución N° 013-2007-DO/COES-SINAC del 31.08.2007 de la Dirección de Operaciones, que fija los límites operativos de dicho enlace en base al Estudio de Actualización del Esquema de Rechazo de Carga/Generación del SEIN para el año 2008. (Dirección Centro Norte hacia el Sur – 280 MW)

En cuanto al enlace Paramonga – Chimbote se ha tomado en cuenta la Resolución N° 012-2006-DO/COES-SINAC del 09.08.2006 de la Dirección de Operaciones que establece la capacidad de la primera terna (160 MW) y el Informe DEV- 210-2007 del 28.08 2007 para la capacidad con la segunda terna (Dirección Paramonga – Chimbote 280 MW).

Para el cálculo se ha considerado la aplicación de la extensión del D.U. N°049-2008, 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 incluido los mantenimientos ejecutados hasta el mes de agosto de 2011 y para los meses restantes se completó con los mantenimientos programados del Programa de Mantenimiento Mayor del año 2011.

Dado que a la fecha aún no está aprobado el Programa de Mantenimiento Anual del año 2012 de las unidades generadoras del COES SINAC, para el estudio se ha utilizado el programa de mantenimiento preliminar 2012 utilizado para el cálculo de la energía firme del año 2012.

Para los años 2013 y 2014 los programas de mantenimiento se determinaron, considerando para las centrales hidroeléctricas los mantenimientos del programa de mantenimiento mayor de largo plazo 2012-2014, 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 periodos 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
28.85	27.12	27.45

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