

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

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 7.89% vigente al 31 de octubre del 2011 según la publicación oficial de la SBS en su boletín N° 42, 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 5,432 MW.

Se han determinado los límites mínimo y máximo de la turbina a Gas que son 149.872 MW y 199.830 MW respectivamente, y de acuerdo con las 5 últimas publicaciones de la Revista GTWH se procedió a determinar la Capacidad Estandar ISO así como el precio FOB de la Turbina a Gas los mismos que se muestran en el cuadro 7.1. Es preciso indicar que al cierre del presente informe la revista GTWH correspondiente al año 2011 aun no fue publicada (se tiene prevista su publicación para 30-11-2011).

CUADRO 7.1 CAPACIDAD ESTANDAR_{ISO} Y PRECIO FOB DE LAS TURBINAS A GAS

000030

2012	
MDaño (MW)	5432

FCTC	FCCS
0.9804	0.9876

Rango de CEISO (MW)

3.5%*MDaño	75%*PEFMC	PEFMC	
190.12	149.872	199.830	TG8 CT Santa Rosa
Limite Mínimo	149.872		
Limite Máximo	199.830		

COSTOS DE INVERSION (Millones US\$) y Potencias ISO (MW) DE TURBINAS A GAS DE LA REVISTA GTWH

GTWH (60 Hz)	PG7241FA		GT24		SGT6-5000F	
	PBiso	Mill US\$	PBiso	Mill US\$	PBiso	Mill US\$
2004/2005	171.700	28.5000	187.700	34.7000		
2006	171.700	30.9100	179.000	33.6900	198.300	35.3400
2007/2008	171.700	40.1760	188.782	46.4210	198.300	46.9820
2009	171.700	41.7904	188.782	46.3632	202.000	46.5609
2010/2011	183.000	42.4069	188.782	43.4438	202.000	45.7501

FOBT _{Gi}		36.7567		40.9236		43.6583
n _i		5		5		4
FOBT _{Gi} *n _i		183.7833		204.6180		174.6330
N =		14				

CCBGN _{ISO}	173.96		186.61		200.15	
CEISO _i	168.436		180.683		193.794	
n _i	5		5		4	
CEISO _i *n _i	842.178		903.415		775.175	
N =	14					

CEISO	180.055 MW
--------------	-------------------

FOBT_G	40,217 miles de US\$
-------------------------	-----------------------------

Es preciso mencionar que en el cálculo del precio básico de Potencia en el presente proceso tarifario se han efectuado actualizaciones en las partidas de datos de la Central Eléctrica así como de la Conexión.

A continuación se mencionan en detalle los cambios efectuados con relación a los valores considerados en la Fijación de Tarifaria mayo 2011.

Central Termoeléctrica.**Precio FOB central:**

Aplicando la metodología para determinar este costo se ha obtenido un valor de US\$ 40,217 miles, resultado que se puede apreciar en el cuadro 7.1.

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I1.

Repuestos iniciales, Transporte marítimo, Aranceles ad-valorem, Gastos de desaduanaje:

Se ha mantenido el porcentaje utilizado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2011.

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

000031

Transporte local, Montaje electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Supervisión, Adquisición de terreno, Obras preliminares y cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible, Suministro de sistema contra incendio:

Estos costos se han basado en la Fijación Tarifaria mayo 2011 los cuales se actualizaron con factores de ajuste en moneda nacional y extranjera, para lo cual se procedió a determinar dichos factores en función del tipo de cambio e índices de precios al para mayor (IPM) para moneda nacional y los PPI-USA para moneda extranjera, obteniendo los siguiente resultados:

Factor de ajuste 2011 M.N.	1.07075
Factor de ajuste 2011 M.E.	1.01819

Así mismo para determinar los factores de ajuste se tomaron como valores base o iniciales (PPI, IPM, TC) los de la Fijación Tarifaria mayo 2011, y como valores finales los correspondientes al 31-10-2011.

Estos factores deberán ser actualizados al 31-03-2012 conforme lo dispuesto por el artículo 50° de la LCE. Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

Gastos Generales – Utilidad del Contratista.

Se ha considerado la fórmula utilizada por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2011 que consiste en el 10% de las obras ejecutadas por el contratista local compuesta por las partidas correspondientes a transporte local, montaje electromecánico, obras civiles, suministro de sistema de combustible y contra incendio, mas los seguros establecidos también por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2011.

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

Conexión Eléctrica

Precio FOB:

Se actualizaron los costos que conforman el Precio FOB de la Fijación Tarifaria mayo 2011, empleando información de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para el Sistema de Transmisión fijada mediante Resolución OSINERGMIN N° 054-2011-OS/CD, e Informe N° 0026-2011-GART (MOD_INV_2011).

Como costo adicional se ha considerado un módulo de edificio de control tipo convencional al exterior - Tensión 220 KV – costa, con información de la base de datos MOD_INV_2011 de OSINERGMIN.

Finalmente el costo FOB de la conexión fue actualizada por factor de ajuste en moneda extranjera, debido a que los costos considerados fueron vigentes a marzo 2011 según resolución-067-2011-OSINERGMIN.

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2, en el libro Excel "EQUIPAMIENTO FITA 2012 TABLAS OSINERGMIN.xls".

000032

**CUADRO 7.2
COSTOS FOB DE LA CONEXIÓN ELECTRICA**

COSTO TOTAL DE INVERSIÓN DE LA CONEXIÓN ELECTRICA (CTI _{CE}) SUMINISTRO DE EQUIPOS (FOB)				Precio Unitario	Precio Total (US\$.)
Item	Descripción de Partidas	Unid	Metrado		
1.1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA Transformador de Potencia Trifásico 220/10 kV, 240 MVA (ONAF), 1050 kVp (BIL)	Und	1.0	3.357.904,50	3.357.904,50
1.2	INTERRUPTOR DE POTENCIA Interruptor, 220 kV, 1050 kVp (BIL), 2000 A, 31.5 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte	Und	1.0	54.220,97	54.220,97
1.3	CELDA MÓDULO DE CELDA TIPO CONVENCIONAL, AL EXTERIOR 220 KV COSTA URBANA (de 0 a 1000 msnm) - SIMPLE BARRA - LÍNEA	Und	1.0	338.123,80	338.123,80
	BASES DE EQUIPOS Y PORTICOS				
	Bases de Estructuras Metálicas de los Pórticos	UND	0		
		Cjfo	2.5		
	CANALETAS				
	SUB TOTAL OBRAS CIVILES				
	OBRAS ELECTROMECANICAS				
	EQUIPOS PRINCIPALES				
	Seccionador de línea, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	UND	1		
	Seccionador de barra, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	UND	1		
	Transformador de corriente, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 1600-2000/1/1/1/A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - C1,0,2, incluye estructura soporte	UND	3		
	Transformador de tensión capacitivo, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 220M/3 / 0,1V/3 0,1V/3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - C1,0,2, incluye estructura soporte	UND	3		
			0		
	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS				
	Sistema de Barras, Conexiones de A.T.	Cjfo	1		
	Control, Protección y Medición	Cjfo	1		
	Cables de Control	Cjfo	1		
	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjfo	1		
	Estructuras metálicas de los pórticos	Cjfo	1		
	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	Gbl	1		
	INGENIERIA DE DETALLE	Gbl	1		
1.4	EQUIPO DE SERVICIOS AUXILIARES	Und	1.0	70.563,42	70.563,42
	EQUIPOS PRINCIPALES				
	Transformador trifásico de 100 KVA, 10/0,38-0,22 kV, 75 kVp (BIL)	UND	1		
	Seccionador, 10 kV, 75 kVp (BIL), 100 A	UND	1		
	Generador eléctrico Diesel de 100 KVA, 0,38-0,22 kV	UND	1		
	Banco de baterías, 220 Vcc, 200 A-h	UND	1		
	Cargador rectificador, 220 Vcc, incluye equipamiento y accesorios	UND	1		
	Tablero de Servicios Auxiliares de 380/220 Vca, para 100 KVA	UND	1		
	Tablero de Servicios Auxiliares de 220 Vcc, para 100 KVA	UND	2		
	Banco de baterías, 48 Vcc, 100 A-h	UND	1		
	Cargador rectificador, 48 Vcc, incluye equipamiento y accesorios	UND	1		
	Tablero de Servicios Auxiliares de 48 Vcc, para 100 KVA	UND	1		
	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS				
	Cables de Control	Cjfo	1		
	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjfo	1		
	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	Gbl	1		
	INGENIERIA DE DETALLE	Gbl	1		
1.50	EQUIPO DE TELECOMUNICACIONES Módulo de Telecomunicaciones		1.0	88.494,32	88.494,32
1.60	RED DE TIERRA Red de tierra profunda y superficial que comprende conductor y conexiones		1.0	39.188,12	39.188,12
1.70	INSTALACIONES ELÉCTRICAS AL EXTERIOR Módulo de instalaciones eléctricas al exterior Tipo Convencional - Tensión 60 kV en costa		1.0	9.123,86	9.123,86
	TOTAL FOB SUBESTACION DE SALIDA				
				US\$	3.957.618,98

000038

El costo total de inversión (CTICT + CTICE) resulta ser igual a 59.559 millones de dólares de los Estados Unidos, el cual resulta muy inferior respecto de los costos vigentes de unidades de ciclo abierto, como es el caso de Kallpa 3 (USD 98 millones) o el caso de la TG8 de Santa Rosa (USD 85 millones), unidades que fueron puestas en operación durante el 2010, y operan en base de gas natural de ciclo abierto en las cercanías de Lima.

Costos fijos del personal de la unidad de punta:

En el rubro "Sueldo bruto US\$/mes" del cuadro 7.3 los montos fueron actualizados por el factor de ajuste en moneda nacional por ser costos a ser cubiertos en el País. Además se ha mantenido los porcentajes por concepto de seguros multiriesgo que es el 5% del costo total de inversión de la central de punta y de su conexión al sistema.

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

**CUADRO 7.3
COSTOS FIJOS DE PERSONAL DE LA UNIDAD DE PUNTA**

Descripción	Cant	Sueldo bruto US\$/mes	Sueldobruto US\$/año
Gerente de planta o Jefe de planta	1	4178.44	50,141.22
Gerente de Operaciones	1	3172.88	38,074.59
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	3172.88	38,074.59
Jefe de turno	2	2585.17	62,044.08
Operadores (dos turnos)	4	1402.42	67,316.20
Supervisor mecánico	1	2585.17	31,022.04
Supervisor electrico e Instrumentación y Control	1	2585.17	31,022.04
Personal de mantenimiento	4	1402.42	67,316.20
Seguridad industrial	1	1284.91	15,418.87
Personal de seguridad	11	535.38	70,669.84
Total anual	US \$		471,099.67
Leyes sociales 42.3%	US \$		199,432.19
Gastos generales 30%	US \$		141,329.90
Seguros Multiriesgo	US \$		297,795.69
Total anual	US \$		1,109,657.45

Costos fijos de operación y mantenimiento:

Se ha considerado como base el mismo costo fijado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria May 2011 que es de 734.187 (miles US\$) como se puede apreciar en el cuadro 7.4, valor que fue actualizado por el factor de ajuste en moneda extranjera.

000034

CUADRO 7.4 COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Tipo = V84 3A Siemens
PEfectiva = 171.4 MW
Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

Fórmula **EOH = a*OBLOH + HOD + c*NAN**

Factores
a = 1
b = 0.068
c = 10

EOH: Horas Equivalentes Operación
OBLOH: Horas Operación carga base
HOD: Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)
NAN: Numero de Arranques
b: Factor de carga punta
a: Factor de operación carga base
c: Factor para cada arranque

OBLOH	200	400	600	800	1,000	1,200	1,400	1,600	1,800	2,000	2,200	2,400	2,600	2,800
HOD (=b*OBLOH)	14	27	41	54	68	81	95	108	122	135	149	162	176	190
NAN	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	2,214	2,427	2,641	2,854	3,068	3,281	3,495	3,708	3,922	4,135	4,349	4,562	4,776	4,990
APM	3,614	3,296	3,030	2,803	2,608	2,438	2,289	2,157	2,040	1,935	1,840	1,753	1,675	1,603
Resultados														
Total Actual (KUSS)	5,986	7,728	8,524	9,377	10,107	10,981	11,660	13,483	14,242	15,079	15,789	16,574	17,238	19,160
Anualidad (KUSS)	801	1,035	1,141	1,255	1,353	1,470	1,561	1,805	1,907	2,019	2,114	2,219	2,308	2,565
Energia Anual (MWh)	34,275	68,550	102,826	137,101	171,376	205,651	239,927	274,202	308,477	342,752	377,028	411,303	445,578	479,853
Mant. Unitario (Mills/KWh)	23.38	15.09	11.10	9.16	7.90	7.15	6.51	6.58	6.18	5.89	5.61	5.39	5.18	5.35
CFNC Fijo (KUSS/año)	734.187													

Finalmente, el Precio Básico de Potencia resulta ser igual a 78.73 USD/kW-año, como se aprecia en el cuadro 7.5 y en mayor detalle en el cuadro 7.6. Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

CUADRO 7.5 PRECIO BASICO DE POTENCIA DEL SEIN UBICACIÓN : LIMA 220 KV US\$/kW-año

			Turbogenerador	Conexión	Costos Fijos			Total
					Personal	CFNC	Total C.F.	
1	Costo Total	Millón US\$	54.73	4.83				59.56
2	Costo Total	Millón US\$/año	7.33	0.60	1.19	0.75	1.94	9.86
3	Sin MRFO y TIF	US\$/kW-año	42.75	3.50	6.93	4.36	11.30	57.55
4	Con MRFO y TIF	US\$/kW-año	58.49	4.79	9.48	5.97	15.45	78.73

Notas:

- Costo de la capacidad estándar de la unidad de punta (CE ISO) de 180.1 MW con su respectiva conexión.
- Anualidad de la inversión considerando una vida útil de 20 años para el generador y 30 años para su conexión.
Tasa de actualización de 12 %.
- Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima sin considerar la Tasa de Indisponibilidad Fortuita ni el Margen de Reserva Firme Objetivo.
El factor de ubicación es 1.0506 por lo tanto la Potencia Efectiva es: 171.4 MW
- Costo anual incluyendo la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (3%) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (32.7%)
y Tasa de Interés durante la construcción igual a TAMEX = 7.89% al 31.10.11

000035

CUADRO 7.6
FIJACION DE TARIFAS MAYO 2012
PRECIO BASICO DE POTENCIA

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		40 216.74		40 216.74
Repuestos iniciales	2.50%	1 005.42		1 005.42
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1 608.67		1 608.67
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		342.65	342.65
Transporte local			232.52	232.52
Montaje electromecánico		551.67	1 184.49	1 736.16
Pruebas y puesta en marcha			560.99	560.99
Supervisión		250.68	538.33	789.01
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			325.44	325.44
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			138.15	138.15
Obras civiles			2 037.58	2 037.58
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 567.66	1 567.66
Suministro de sistema contra incendio			203.45	203.45
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 318.75	1 318.75
Intereses Durante la Construcción (1)	5.07%	2 213.87	428.74	2 642.61
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI _{CT})		45 847.05	8 878.75	54 725.80

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		4 029.62		4 029.62
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	161.18		161.18
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		33.53	33.53
Transporte local			21.34	21.34
Obras civiles			123.30	123.30
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			149.45	149.45
Supervisión			54.77	54.77
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26.75	26.75
Intereses Durante la Construcción (1)	5.07%	212.63	20.76	233.39
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		4 403.44	429.90	4 833.34

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13.39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		6 137.95	1 188.68	7 326.62

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12.41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		546.66	53.37	600.03

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 188.17	1 188.17
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		747.54		747.54
Participación		75.36%	24.64%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10.75	US\$ / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		44.02	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		54.77	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		57.55	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		78.73	US\$ / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		180.05	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		171.4	MW
Factor de Ubicación (FU)		1.0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		32.70%	
Tasa de Disponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3.00%	

(1) Tamex = 7.89% vigente al 31.10.11

000036

Al realizar la comparación entre el Precio Básico de la Potencia de la presente propuesta "PBP-Propuesta" y la Resolución 067-2011-OSINERGMIN (FiTa Mayo 2011) "PBP-Res-67", se observa lo siguiente:

El PBP-Propuesta es de 78.73 (US\$/kW-año) mientras que el PBP-Res-067 es de 76.26 (US\$/kW-año), que en términos porcentuales significa un incremento del 3.2% en moneda extranjera..

Sin embargo, al realizar la conversión por tipo de cambio el PBP-Propuesta resulta 16.86 (S/./kW-mes) en tanto que el PBP-Res-067 resulta 16.91 (S/./kW-mes), que términos porcentuales significa una disminución del 0.3%..

Estos resultados se pueden apreciar en el cuadro 7.7

Cuadro 7.7
PRECIO BASICO DE POTENCIA - COMPARACION

US\$/kW-año	Caso	S/./kW-mes	T/C	Var
78.73	Propuesta SCG FiTa May 2012	16.86	2.709	-0.3%
76.26	Resol 067-2011 OSINERG (FiTa May 2011)	16.91	2.805	

8 FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA Y ENERGIA

Los factores de pérdidas utilizados para expandir los precios de potencia y energía a partir de la barra de referencia se han calculado de la siguiente manera.

- Para el caso de los factores de pérdidas marginales de energía se ha tomado la ponderación de los factores de pérdidas para las diferentes situaciones hidrológicas, para los diferentes meses y para los diferentes niveles de carga del sistema, utilizando los resultados del modelo PERSEO.
- Para el caso de los factores de pérdidas marginales de potencia se ha tomado en cuenta lo dispuesto en la quinta disposición complementaria transitoria de la Ley No 28832, en la que se indica que los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de Ley No 28832, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010.

En el Cuadro No 8.1 se presentan los factores de pérdidas marginales de energía y potencia respectivamente, para las principales barras del SEIN, considerando como barra de referencia la Subestación de Santa Rosa en 220 kV.

En el Anexo J se presentan los detalles correspondientes al cálculo de factores de pérdidas marginales de potencia y energía.