

fortuitos y no programados para solo obtener los mantenimientos ejecutados programados mayores a un día.

Cabe mencionar que si bien el periodo bajo estudio para la presente propuesta tarifaria abarca solo los 36 meses (abril 2012-marzo 2015); para efectos del modelo utilizado se ha incluido la totalidad de los mantenimientos de los años bajo estudio, es decir de enero 2012 a diciembre 2015.

6.5 RESULTADO

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
29.04	25.70	26.34

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 Disponibilidad 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 8.1933% vigente al 05 de octubre del 2012 según la publicación oficial del BCRP en su cuadro N° 21, 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 2013 resulta ser igual a 5,905 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 Estándar ISO así como el precio FOB de la Turbina a Gas los mismos que se muestran en el cuadro 7.1.

CUADRO 7.1 CAPACIDAD ESTANDAR Y PRECIO FOB DE LAS TURBINAS A GAS

3.5%*MDaño	75%*PEFMC	PEFMC
207.9	149.872	199.830
TGS 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)	V94.2		SGT5-2000E		AE94.2K		GT13E2		7FA		M501F3	
	PBISO	Mill US\$	PBISO	Mill US\$	PBISO	Mill US\$	PBISO	Mill US\$	PBISO	Mill US\$	PBISO	Mill US\$
2006			163.30	29.40			172.20	32.07				
2007/2008			168.00	37.80			179.90	42.43				
2009			168.00	40.85			179.90	43.38				
2010/2011			168.00	38.63			182.20	42.10				
2012	157.000	42.95	166.00	44.89	170.00	46.41	184.50	49.96	184.91	47.76	185.40	47.33

FOBTG _i		42.95	38.31	46.41	41.99	47.76	47.33
n _i		1.00	5.00	1.00	5.00	1.00	1.00
FOBTG _i *n _i		42.95	191.57	46.41	209.94	47.76	47.33
N = 14							

CCBGN _{ISO}	157.00	166.66	170.00	179.74	184.91	185.40
CEISO _i	152.01	161.37	164.60	174.03	179.03	179.51
n _i	1	5.00	1.00	5.00	1.00	1.00
CEISO _i *n _i	152.01	806.84	164.60	870.16	179.03	179.51
N = 14						

CEISO	168.011	MW
-------	---------	----

FOBTG	41,854.32	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 2012.

Central Termoeléctrica.

Precio FOB central:

Aplicando la metodología para determinar este costo se ha obtenido un valor de US\$ 41,854 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 2012.

Los cálculos correspondientes están sustentados en el anexo I2.

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 2012 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 2012 M.N.	1.0137969
Factor de ajuste 2012 M.E.	1.0219249

Así mismo para determinar los factores de ajuste se tomaron como valores base o iniciales (PPI, IPM, TC) los de la Fijación Tarifaria mayo 2012, y como valores finales los correspondientes al 30-09-2012.

Estos factores deberán ser actualizados al 31-03-2013 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 2012 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, más los seguros establecidos también por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2012.

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 2012, empleando información de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para el Sistema de Transmisión fijada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2012-OS/CD publicado el 26.01.2012.

Como costo adicional se ha considerado un Centro de control para una empresa eléctrica pequeña, con información de la base de datos MOD_INV_2012.

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 2012 según resolución-057-2012-OSINERGMIN.

CUADRO 7.2 COSTOS FOB DE LA CONEXIÓN ELÉCTRICA

Item	Descripción de Partidas	Unid	Metrado	COSTO TOTAL DE INVERSIÓN DE LA CONEXIÓN ELÉCTRICA (CTI _{ce}) SUMINISTRO DE EQUIPOS (FOB)		Información de OSINERGMIN BD. De los Módulos Estándares de Inversión MOD_INV_2011
				Precio	Precio Total	
				Unitario	(US\$)	
1.1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA Transformador de Potencia Trifásico 220/10 kV, 240 MVA (QNAF), 1050 kVp BL	Und	1.0	3,038,971.17	3,038,971.17	TP-220010-240CO1E
1.2	INTERRUPTOR DE POTENCIA Interruptor, 220 kV, 1050 kVp (BL), 2000 A, 31.5 kA, operación uni polar, incluye estructura soporte.	Und	1.0	82,561.93	82,561.93	INC220UE10503
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	350,561.32	350,561.32	CE-220COU1C1ESBL3
	BASES DE EQUIPOS Y PORTICOS					
		UND	0			
	Bases de Estructuras Metálicas de los Pórticos	Cjto	2.5			
	CANALETAS					
	SUB TOTAL OBRAS CIVILES					
	OBRAS ELECTROMECANICAS					
	EQUIPOS PRINCIPALES					
	Seccionador de línea, 220 kV, 1050 KVp (BL), 2000 A, incluye estructura soporte	UND	1			
	Seccionador de barra, 220 kV, 1050 KVp (BL), 2000 A, incluye estructura soporte	UND	1			
	Transformador de corriente, 220 kV, 1050 KVp (BL), 1600-2000/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - CI 0,2, incluye estructura soporte	UND	3			
	Transformador de tensión capacitivo, 220 kV, 1050 KVp (BL), 220V3 / 0,1V3 0,1V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,2, incluye estructura soporte	UND	3			
			0			
	EQUIPOS COMPLEMENTARIOS					
	Sistema de Barras, Conexiones de A.T.	Cjto	1			
	Control, Protección y Medición	Cjto	1			
	Cables de Control	Cjto	1			
	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1			
	Estructuras metálicas de los pórticos	Cjto	1			
	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	Gbl	1			
	INGENIERIA DE DETALLE	Gbl	1			
1.4	EQUIPO DE SERVICIOS AUXILIARES	Und	1.0	76,726.93	76,726.93	SA-010-100COU1
	EQUIPOS PRINCIPALES					
	Transformador trifásico de 100 KVA, 10/0,38-0,22 kV, 75 kVp (BL)	UND	1			
	Seccionador, 10 kV, 75 kVp (BL), 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	Cjto	1			
	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1			
	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	Gbl	1			
	INGENIERIA DE DETALLE	Gbl	1			
1.50	EQUIPO DE TELECOMUNICACIONES					
	SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES - INCREMENTAL DE EMPRESA MEDIANA - 1 SETS		1.0	64,356.42	64,356.42	TELI-CO-MED01
1.60	RED DE TIERRA					
	Red de tierra profunda y superficial que comprende conductor y conexiones		1.0	44,534.68	44,534.68	RT-COENE220SB060SB-02-B
1.70	INSTALACIONES ELÉCTRICAS AL EXTERIOR					
	Módulo de instalaciones eléctricas al exterior Tipo Convencional - Tensión 60 kV en costa		1.0	44,963.71	44,963.71	IE-COC1E060LT-01
1.80	CENTRO DE CONTROL					
	CENTRO DE CONTROL - EMPRESA PEQUEÑA - 1 SETS		1.0	218,391.72	218,391.72	CC-CO-PEQ01
	TOTAL FOB SUBESTACION DE SALIDA			US\$	3,921,067.88	

El costo total de inversión (CTICT + CTICE) resulta ser igual a 60.952.9 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 multirisgo 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	Sueldo bruto US\$/año
Gerente de planta o Jefe de planta	1	4311.68	51,740.21
Gerente de Operaciones	1	3274.06	39,288.78
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	3274.06	39,288.78
Jefe de turno	2	2667.61	64,022.65
Operadores (dos turnos)	4	1447.14	69,462.89
Supervisor mecánico	1	2667.61	32,011.33
Supervisor eléctrico e Instrumentación y Control	1	2667.61	32,011.33
Personal de mantenimiento	4	1447.14	69,462.89
Seguridad industrial	1	1325.88	15,910.58
Personal de seguridad	11	552.45	72,923.48
Total anual	US \$		486,122.91
Leyes sociales 42.3%	US \$		205,792.03
Gastos generales 30%	US \$		145,836.87
Seguros Multirisgo	US \$		304,764.54
Total anual	US \$		1,142,516.36

Costos fijos de operación y mantenimiento:

Se ha considerado como base el mismo costo fijado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria May. 2012 que es de 747.675 (miles US\$) como se puede apreciar en el cuadro 7.4, valor que fue actualizado por el factor de ajuste en moneda extranjera.

CUADRO 7.4 COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Tipo =	V84.3A Siemens		Mantenimientos		EOH									
PElectiva =	159.9 MW		Combustor		8000									
Tasa =	12% Anual		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													
O BloH	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
H0/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
H0O	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 (KUS\$)	6,094	7,889	8,703	9,578	10,324	11,219	11,914	13,776	14,554	15,412	16,140	16,946	17,626	19,611
Anualidad (KUS\$)	816	1,056	1,185	1,282	1,382	1,502	1,595	1,844	1,948	2,063	2,161	2,269	2,360	2,626
Energía Anual (MWh)	31,983	63,965	95,948	127,931	159,913	191,896	223,878	255,861	287,844	319,826	351,809	383,792	415,774	447,757
Mant. Unitario (Mills/KWh)	25.51	16.51	12.14	10.02	8.64	7.83	7.12	7.21	6.77	6.45	6.14	5.91	5.68	5.86
CFNC Fijo (KUS\$/año)	747.675													

Finalmente, el Precio Básico de Potencia resulta ser igual a 85.89 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\$	56.27	4.68				60.95
2	Costo Total	Millón US\$/año	7.53	0.58	1.17	0.76	1.93	10.04
3	Sin MRFO y TIF	US\$/kW-año	47.11	3.63	7.30	4.74	12.04	62.79
4	Con MRFO y TIF	US\$/kW-año	64.45	4.97	9.99	6.48	16.47	85.89

Notas:

- Costo de la capacidad estándar de la unidad de punta (CE ISO) de 168 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: 159.9 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 = 8.19% al 05.10.12

CUADRO 7.6
FIJACION DE TARIFAS MAYO 2013
PRECIO BASICO DE POTENCIA

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		41 854.32		41 854.32
Repuestos iniciales	2.50%	1 046.36		1 046.36
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1 674.17		1 674.17
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		356.60	356.60
Transporte local			221.92	221.92
Montaje electromecánico		549.29	1 130.48	1 679.77
Pruebas y puesta en marcha			535.41	535.41
Supervisión		249.60	513.78	763.38
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			310.59	310.59
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			131.85	131.85
Obras civiles			1 944.66	1 944.66
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 496.17	1 496.17
Suministro de sistema contra incendio			194.18	194.18
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 245.11	1 245.11
Intereses Durante la Construcción (1)	5.27%	2 390.31	425.70	2 816.00
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CT _{CT})		47 764.05	8 506.44	56 270.49

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		3 976.17		3 976.17
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	159.01		159.01
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		33.07	33.07
Transporte local			20.37	20.37
Obras civiles			40.03	40.03
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			142.64	142.64
Supervisión			52.28	52.28
Gastos Generales - Utilidad Contratista			25.53	25.53
Intereses Durante la Construcción (1)	5.27%	217.79	16.54	234.33
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CT _{CE})		4 351.96	330.45	4 682.42

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 (aCT _{CT})		6 394.59	1 138.83	7 533.42

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 (aCT _{CE})		540.27	41.02	581.29

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 167.57	1 167.57
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		757.99		757.99
Participación		76.62%	23.38%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		11.46	US\$ / kW-año	

		Miles US\$ / año	US\$ / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aNV)		48.30	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCURS)		59.76	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		62.79	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		85.89	US\$ / kW-año

		Miles US\$ / año	MW
Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		168.01	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		159.9	MW
Factor de Ubicación (FU)		1.0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		32.70%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3.00%	

(1) Tamex = 8.1933% vigente al 05.10.12

Al realizar la comparación entre el Precio Básico de la Potencia de la presente propuesta "PBP-Propuesta" y la Resolución 057-2012-OSINERGMIN (FITA Mayo 2012) "PBP-Res-57", se observa lo siguiente:

El PBP-Propuesta es de 85.89 (US\$/kW-año) mientras que el PBP-Res-057 es de 83.06 (US\$/kW-año), que en términos porcentuales significa un incremento del 3.4% en moneda extranjera.

Sin embargo, al realizar la conversión por tipo de cambio el PBP-Propuesta resulta 17.64 (S./kW-mes) en tanto que el PBP-Res-057 resulta 17.35 (S./kW-mes), que términos porcentuales significa una incremento del 1.7%.

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
85.89	Propuesta SCG FITa May 2013	17.65	2.598	1.7%
83.06	Resol 057-2012 OSINERG (FITa May 2012)	17.35	2.641	

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 considerado la unidad 1 tomando 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.