

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
30.51	27.47	28.06

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 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

2013		FCTC	FCCS
MDaño (MW)	5802	0.9804	0.9876

Rango de CEISO (MW)

3.5%*MDaño	75%*PEFMC	PEFMC	
203	149.872	199.830	TG8 CT Santa Rosa
Limite Mínimo	149.872	154.788	
Limite Máximo	199.830	206.384	

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

FOBTGi		42.95		38.31		46.41		41.99		47.76		47.33
ni		1.00		5.00		1.00		5.00		1.00		1.00
FOBTGi*ni		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	
CEISOI	152.014		161.37		164.60		174.03		179.03		179.51	
ni	1		5.00		1.00		5.00		1.00		1.00	
CEISOI*ni	152.014		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.	1.021924905
Factor de ajuste 2012 M.E.	1.013796909

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 31-12-2012.

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 publicado mediante Resolución OSINERGMIN N° 262-2012-OS/CD publicado el 29.12.2012.

Cabe precisar que la actualización de la conexión eléctrica fue realizada en su totalidad por los módulos estándares, es decir no solo se actualizaron los costos de los elementos, sino también los costos por fuera, es decir ya no se utilizó los factores de actuación de los precios del año pasado que arrastran costos del 2004, en este sentido se entiende que los costos son más ajustados al costo eficiente.

Para ello se ha valorizado conforme a los módulos estándares, como se muestra en el siguiente cuadro.

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

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Nacional US\$
Módulo Transformador		3 038 702
Módulo Celda		349 512
Módulo Sistemas Auxiliares		90 597
Módulo Telecomunicaciones		66 248
Módulo Red de Tierra Profunda		80 141
Módulo instalaciones exteriores		64 083
Módulo Obras civiles generales		112 777
Módulo Centro de Control		218 189
Módulo Costos Indirectos*	9.06%	364 171
Módulo interés Intercalarario	5.80%	254 296
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTICE)		4 638 718

*Incluye gastos de supervisión y gastos administrativos

Estos costos reconocidos por lo módulos fueron procesados en la plantilla establecida por el Osinergmin.

El costo total de inversión (CTICT + CTICE) resulta ser igual a 61,629 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	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 Multiriesgo	US \$		308,146.18
Total anual	US \$		1,145,898.00

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											
PEfectiva =	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	EOH	Horas Equivalentes Operación											
	b = 0.068	OBLOH	Horas Operación carga base											
	c = 10	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
HQ/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 (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	1,165	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	5.88
CFNC Fijo (KUS\$/año)	747,675													

Finalmente, el Precio Básico de Potencia resulta ser igual a 86.7 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\$	56.99	4.64				61.63
2	Costo Total	Millón US\$/año	7.63	0.58	1.17	0.76	1.93	10.13
3	Sin MRFO y TIF	US\$/kW-año	47.71	3.60	7.32	4.74	12.06	63.38
4	Con MRFO y TIF	US\$/kW-año	65.27	4.93	10.02	6.48	16.50	86.70

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 Disponibilidad 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 Disponibilidad 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
PRECIO BASICO DE POTENCIA DEL SEIN**

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			242.88	242.88
Montaje electromecánico		565.21	1 237.29	1 802.50
Pruebas y puesta en marcha			585.99	585.99
Supervisión		256.84	562.32	819.16
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			339.94	339.94
Obras Preliminares y Cerco (incluye sub estación)			144.31	144.31
Obras civiles			2 128.38	2 128.38
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 637.52	1 637.52
Suministro de sistema contra incendio			212.52	212.52
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 293.82	1 293.82
Intereses Durante la Construcción (1)	5.27%	2 391.53	460.51	2 852.04
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI_{CT})		47 788.43	9 202.09	56 990.52

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		2 868.32	133.39	3 001.70
Transporte y Seguro Marítimo	4.0%	114.73	0.00	114.73
Aranceles ad-valorem	0.0%	0.00	1.48	1.48
Gastos de desaduanaje	3.7%	0.00	111.67	111.67
Transporte local		0.00	19.44	19.44
Obras civiles		0.00	248.25	248.25
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local		0.00	407.60	407.60
Supervisión	9.1%	270.22	83.50	353.72
Gastos Generales - Utilidad Contratista		0.00	125.83	125.83
Intereses Durante la Construcción (1)	5.8%	188.69	65.61	254.30
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		3 441.95	1 196.76	4 638.72

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})		6 397.86	1 231.96	7 629.82

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})		427.30	148.57	575.87

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 171.02	1 171.02
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		757.99		757.99
Participación		74.82%	25.18%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		11.48	US\$ / kW-año	

		Miles US\$ / año	US\$ / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aiNV)		48.84	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		60.32	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		63.38	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		86.70	US\$ / kW-año
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 Forzuta 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 86.07 (US\$/kW-año) mientras que el PBP-Res-057 es de 83.06 (US\$/kW-año), que en términos porcentuales significa un incremento del 4.4% 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 0.8%.

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
86.70	Propuesta SCG FiTa May 2013	17.48	2.55	0.8%
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.