

**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.

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 ha sido publicada hace algunos días pero aun no está disponible en el Perú.

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

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	<b>149.872</b>	154.788	
Limite Máximo	<b>199.830</b>	206.384	

**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

<b>CEiso</b>	<b>180.055 MW</b>
--------------	-------------------

<b>FOBTg</b>	<b>40,217 miles de US\$</b>
--------------	-----------------------------

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.

**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.	1.08119
Factor de ajuste 2011 M.E.	1.02274

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).

000032

Se ha considerado un módulo de edificio de control tipo convencional al exterior - Tensión 220 KV – costa, conforme a lo considerado en los módulos estándares 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".

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

000033

Cuadro K-1

COSTO TOTAL DE INVERSION DE LA CONEXION ELECTRICA (CTI <sub>CTE</sub> ) SUMINISTRO DE EQUIPOS (FOB)						Información de OSINERGMIN
Item	Descripción de Partidas	Unid	Metrado	Precio Unitario	Precio Total (US\$.)	BD. De los Módulos Estándares de Inversión MOD_INV_2011
1.1	<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b> Transformador de Potencia Trifásico 220/10 kV, 240 MVA (ONAF), 1050 kVp BIL.	Und	1.0	2,990,010.07	2,990,010.07	TP-220010-240CO1E
1.2	<b>INTERRUPTOR DE POTENCIA</b> 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	CE-220COU1CIESBLI
1.3	<b>CELDA</b> MODULO DE CELDA TIPO CONVENCIONAL, AL EXTERIOR 220 KV COSTA URBANA (de 0 a 1000 msnm) - SIMPLE BARRA - LINEA	Und	1.0	338,123.80	338,123.80	CE-220COU1CIESBLI
	<b>BASES DE EQUIPOS Y PORTICOS</b>					
		UND	0			
	Bases de Estructuras Metálicas de los Pórticos	Cjto	2.5			
	<b>CANALETAS</b>					
	<b>SUB TOTAL OBRAS CIVILES</b>					
	<b>OBRAS ELECTROMECANICAS</b>					
	<b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>					
	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), 1600-2000/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20_30 VA - Cl 0.2, incluye estructura soporte	UND	3			
	Transformador de tensión capacitivo, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 220V/3 / 0.1V/3 0.1V/3 kV, 30 VA - 3P_30 VA - Cl 0.2, incluye estructura soporte	UND	3			
			0			
	<b>EQUIPOS COMPLEMENTARIOS</b>					
	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			
	<b>PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>	Gbl	1			
	<b>INGENIERIA DE DETALLE</b>	Gbl	1			
1.4	<b>EQUIPO DE SERVICIOS AUXILIARES</b>	Und	1.0	70,563.42	70,563.42	SA-010-100COU1
	<b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>					
	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			
	<b>EQUIPOS COMPLEMENTARIOS</b>					
	Cables de Control	Cjto	1			
	Conexión al sistema de RTP de los equipos	Cjto	1			
	<b>PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>	Gbl	1			
	<b>INGENIERIA DE DETALLE</b>	Gbl	1			
1.50	<b>EQUIPO DE TELECOMUNICACIONES</b> Módulo de Telecomunicaciones		1.0	88,494.32	88,494.32	TELI-SE-PEQ1
1.60	<b>RED DE TIERRA</b> Red de tierra profunda y superficial que comprende conductor y conexiones		1.0	39,188.12	39,188.12	RT-COFENE220SB060SB-02-B
1.70	<b>INSTALACIONES ELÉCTRICAS AL EXTERIOR</b> Módulo de instalaciones eléctricas al exterior Tipo Convencional - Tensión 60 kV en costa		1.0	9,123.86	9,123.86	IE-COC1E060LT-01
	<b>TOTAL FOB SUBESTACION DE SALIDA</b>					
				US\$	3,589,724.54	

El costo total de inversión (CTICT + CTICE) resulta ser igual a 59.218 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	4219.18	50,630.15
Gerente de Operaciones	1	3203.82	38,445.85
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	3203.82	38,445.85
Jefe de turno	2	2610.38	62,649.08
Operadores (dos turnos)	4	1416.10	67,972.60
Supervisor mecánico	1	2610.38	31,324.54
Supervisor electrico e Instrumentación y Control	1	2610.38	31,324.54
Personal de mantenimiento	4	1416.10	67,972.60
Seguridad industrial	1	1297.44	15,569.22
Personal de seguridad	11	540.60	71,358.94
Total anual		US \$	475,693.38
Leyes sociales 42.3%		US \$	201,376.86
Gastos generales 30%		US \$	142,708.01
Seguros Multiriesgo		US \$	296,092.01
Total anual		US \$	1,115,870.27

**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.

**CUADRO 7.4  
COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

000035

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 rápidos 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
<b>Resultados</b>														
Total Actual (KUS\$)	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 (KUS\$)	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
Energía 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 (KUS\$/año)	734.187													

Finalmente, el Precio Básico de Potencia resulta ser igual a 78.57 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\$	54.78	4.44				59.22
2	Costo Total	Millón US\$/año	7.33	0.55	1.21	0.75	1.96	9.84
3	Sin MRFO y TIF	US\$/kW-año	42.79	3.22	7.04	4.38	11.42	57.43
4	Con MRFO y TIF	US\$/kW-año	58.54	4.40	9.63	5.99	15.62	78.57

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 = 7.81% al 31.12.11

**CUADRO 7.6**  
**FIJACIÓN 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			234.79	234.79
Montaje electromecánico		554.13	1 196.04	1 750.18
Pruebas y puesta en marcha			566.46	566.46
Supervisión		251.80	543.58	795.38
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			328.61	328.61
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			139.50	139.50
Obras civiles			2 057.45	2 057.45
Suministro de sistema de combustible (incluye monitore continuo de emisiones)			1 582.95	1 582.95
Suministro de sistema contra incendio			205.44	205.44
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 324.09	1 324.09
Intereses Durante la Construcción (1)	5.02%	2 191.70	428.00	2 619.70
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI <sub>CT</sub> )		45 828.45	8 949.55	54 778.01

  

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		3 671.36		3 671.36
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	146.85		146.85
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		30.55	30.55
Transporte local			21.55	21.55
Obras civiles			124.50	124.50
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			150.91	150.91
Supervisión			55.31	55.31
Gastos Generales - Utilidad Contratista			27.01	27.01
Intereses Durante la Construcción (1)	5.02%	191.77	20.58	212.36
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI <sub>CE</sub> )		4 009.98	430.41	4 440.39

  

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 <sub>CT</sub> )		6 135.46	1 198.16	7 333.61

  

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 <sub>CE</sub> )		497.81	53.43	551.25

  

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 206.47	1 206.47
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		750.88		750.88
Participación		75.03%	24.97%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFOyMe)		10.87	US\$ / kW-año	

  

		Miles US\$ / año	US\$ / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		43.79	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		54.66	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		57.43	US\$ / kW-año
<b>Precio Básico de la Potencia (PBP)</b>		<b>78.57</b>	<b>US\$ / kW-año</b>

  

		Miles US\$ / año	MW
Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE <sub>ISO</sub> )		180.05	MW
Potencia Efectiva (P <sub>EF</sub> )		171.4	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 = 7.81% vigente al 31.12.11