

Subcomité de Generadores del COES

Estudios de la propuesta de Precios en Barra, periodo mayo 2012 – abril 2013

Audiencia Pública

24 de Noviembre de 2011

R&J Ingeniería

Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmula de Reajuste - Potencia

Introducción

- Equipo de trabajo.
- Periodo del Estudio abril 2011 – Marzo 2014.
 - Proyección: Abril 2012 – Marzo 2014.
 - Históricos: Abril 2011 – Marzo 2012 (12 meses anteriores).

Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmula de Reajuste - Potencia

Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmula de Reajuste - Potencia

Proyección de la Demanda

- Se ha considerado la demanda ejecutada al mes de setiembre de 2011.
- Se ha pronosticado la demanda para el periodo octubre 2011 – marzo 2014.
- La demanda comprende todos los suministros a ser atendidos por el SEIN, agregando las pérdidas de transmisión y distribución correspondientes.

Demanda Global Anual

- Ventas de Energía (VE)
 - Modelo Econométrico (correlación con el crecimiento del PBI)
 - Información Histórica (1981- Setiembre 2011)
- Cargas Especiales (CE)
 - Electroandes, Shougesa, Antamina, Southern, Cerro Verde, Tintaya Bhp, San Rafael (Minsur - Azangaro 60), Callali , Cementos Yura, Yanacocha (Nuevo), Huaron, Cerro Verde (Socabaya), Cerro Corona (Soc. Minera Corona-cajamarca), Ampliacion De Aceros Arequipa.
- Cargas Incorporadas (CI)
 - Talara, Tumbes, Yura-Cachimayo, Joya, San Camilo y Siguas (Arequipa), Pucallpa, Bagua – Jaen, Tarapoto- Moyobamba y Bellavista, Puerto Maldonado
- Carga de Proyectos (CP)
 - Expansión de la concentradora Toquepala, Proyecto Tia Maria, Proyecto Constancia, Cajamarquilla (2da Etapa Ampliación), Proyecto Galeno, Ampliacion Quimpac, Antapacay, Bayobar, Marcobre (Mina Justa), Ampliación Siderperú, Proyecto Toromocho, Proyecto Minas Conga, El Brocal.
- Pérdidas en la red de Transmisión (Perd)
- Demanda Global Anual = VE + CE + CI + CP + Perd

Proyección de Parámetros Económicos y Ventas de Energía en el SEIN

Año	PBI ⁽¹⁾ (Soles de 1994)	%	VENTAS (GWh)	%
2011	207843	6.1%	22833	5.2%
2012	219482	5.6%	24230	6.1%
2013	232432	5.9%	25782	6.4%
2014	246145	5.9%	27492	6.6%

(1) Reporte de Inflación setiembre 2011 – BCRP

Cargas Especiales (existentes)

Carga	MW
Electroandes	93
Shougesa	50
Antamina	130
Southern	207
Cerro Verde	185
Tintaya BHP	40
San Rafael (minsur)	15
Callali	25
Cementos Yura	23
Yanacocha	72
Huaron	9
Cerro Corona	18
Ampliación Aceros Arequipa	6
Suma Total	873

Carga Acumulada de Nuevos Proyectos (MW)

Proyectos	2012	2013	2014
Expansión de la concentradora Cuajone y Toquepala	8	8	42
Proyecto Tia Maria		10	10
Proyecto Constancia			67
Proyecto Conga	5	30	130
Ampliación Quimpac	26	26	26
Antapacay	90	90	90
Ampliación Brocal	31	31	31
Marcobre (Mina Justa)	5	40	40
Proyecto Toromocho	10	25	156
Proyecto (concentrados) Cerro Verde		10	40
Proyecto Bambas			70
Suma Proyectos	174	269	701
Suma Total Esperada	164	258	674

Proyección Global de la Demanda

Año	Máx Demanda Anual	Energía Anual	Factor de Carga	Tasa de Crecimiento (%)	
				Potencia	Energía
2010	4579	32315	80.6%		
2011	4965	35174	80.9%	8.4%	8.8%
2012	5432	37995	79.8%	9.4%	8.0%
2013	5896	42112	81.5%	8.5%	10.8%
2014	6519	47469	83.1%	10.6%	12.7%

Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Fórmulas de Reajuste – Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmula de Reajuste - Potencia

Programa de Obras de Generación 2011 – 2014 (hidráulico)

EMPRESA	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
SAN GABAN	Dic-2011	Embalse Corani (10.5 MMC) Segunda Fase	
EGEMSA	Julio-2013	C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA	90
RER	Ene-2013	CCHH Angel I, II y III	60
RER	Ene-2013	CH Las Pizarras	18
HUANZA GENERACION	Feb-2013	CH Huanza	91

Programa de Obras de Generación 2011 – 2014 (térmico)

EMPRESA	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
SDE PIURA SAC	Dic 2011	CT Tablazo	29.0
ILLAPU	Dic 2011	Central Cogeneración	15.0
ELECTROPERU	Jun 2012	Central de Emergencia Mollendo	60.0
ELECTROPERU	Jun 2012	Central Emergencia Piura	80.0
KALLPA	Set 2012	CC Kallpa	858.6
FENIX POWER	Mar 2013	Fénix	521.5
COBRA	May 2013	CT de Reserva Cobra (Eten)	60.0
EEPSA	Jul 2013	CT de Reserva Piura	183.0
TERMOCHILCA	Ago 2013	Sto. Domingo de Olleros	197.6
ENERSUR	Ago 2013	CC Chilca	804.6
ENERSUR	Set 2013	Reserva Fria Ilo	460.0

Programa de Obras de Generación 2011 – 2014 (RER)

	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
RER	Nov 2011	CT Huaycoloro (Biomasa)	4
RER	Marzo 2011	CH Purmacana	2
RER	Abr 2012	CH Huasahuasi II	8
RER	May 2012	CH Nueva Imperial	4
RER	Jul 2012	CT Talara y Cupisnique (Eolica)	110
RER	Jul 2012	CT Panamericana, Majes, Reparticion, Tacna (Solar)	80
RER	Oct 2012	CH Huasahuasi I	8
RER	Oct-2012	CH Shima	5
RER	Dic 2012	CT Marcona (Eolica)	32
RER	Dic 2012	CH Yanapampa	5
RER	Ene-2013	CH Chancay	19
RER	May 2013	CH Manta	20

Programa de Obras de Transmisión

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Ene-2011	Ampliación Transformador S.E. Azangaro -138/60/22,9/10 kV -REP
Ene-2011	Ampliación Transformador S.E. Quencoro -138/34,5/10,5 kV -REP
Ene-2011	Ampliación Transformador S.E. Piura Oeste -220/60/10 kV -REP
Ene-2011	Ampliación Transformador S.E. Trujillo Norte -138/22,9/10 kV -REP
Ene-2011	S.E. Trujillo Norte -Banco de Capacitores 15 MVAR, 10 kV -REP
Ene-2011	Ampliación Auto Transformador S.E. Tingo María -220/138/10 kV -REP
Ene-2011	S.E. Cajamarca 220 kV -SVC +120/-60 MVAR
Mar 2011	L.T. Chilca -La Planicie -Zapallal 220kV doble circuito
Mar 2011	L.T. Chilca -Zapallal 500 kV (simple circuito)
Mar 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Mar-2011	L.T. Conococha -Paragsha 220 kV
Abr-2011	L.T. Carhuaquero -Cajamarca 220 kV
Abr-2011	L.T. Independencia -Ica 220 kV
May 2011	L.T. Cajamarca -Huallanca 220 kV doble circuito
May 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Oroya Nueva - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Jul-2011	Repotenciación L.T. Mantaro -Socabaya 505 MVA
Jul- 2011	S.E. Industriales 220/60/10 kV – LDS
Ago-2011	L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - Piura Oeste (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
Ago-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.

Programa de Obras de Transmisión

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Ago-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV La Niña - Piura Oeste (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Set 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Independencia - Ica de 141 MVA a 180 MVA.
Set 2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Ica - Marcona de 141 MVA a 180 MVA.
Dic-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 152 MVA a 180 MVA.
Dic-2011	L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito).
Ene 2012	L.T. Huallanca -Conococha 220 kV doble circuito
Ago-2012	L.T. Piura Oeste -Talara 220 kV (2) Segundo Circuito
Ago-2012	L.T. Zapallal -Chimbote -Trujillo 500 kV
Set-2012	Pomacocha Carhuamayo 220 kV
Oct-2012	L.T. La Planicie -Industriales (Doble Terna) 220 kV
Ene 2013	Machu Picchu-Abancay –Cotaruse 220 kV
Ene 2013	LT SGT 500 kV Chilca-Marcona-Montalvo (antes LT Chilca-Marcona-Caravelí)
Mar 2013	Tintaya-Socabaya 220 kV y subestaciones asociadas

Balance Oferta – Demanda del SEIN sin considerar restricciones

DESCRIPCION	2011	2012	2013	2014
OFERA SEIN	6,406.5	6,777.1	8,666.5	8,586.5
DEMANDA	4,964.5	5,435.7	5,903.1	6,526.3
SUPERAVIT/DEFICIT	29.0%	24.7%	46.8%	31.6%

Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras

• Costos Variables

- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste – Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmula de Reajuste – Potencia

Precios y Costos Variables

- **Precio del Gas Natural**

- Se aplicó la Resolución Directoral N° 038-98-EM/DGE, el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM y el Procedimiento para la Determinación del precio Límite Superior del gas natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra establecido por OSINERGMIN definido por la Resolución OSINERGMIN 108-2006 OS/CD
- Centrales que operan con gas natural de Camisea: Se ha considerado el precio establecido en sus contratos de suministro de gas natural, más el 90 % de los precios de transporte y distribución.
- Centrales que operan con gas natural no proveniente de Camisea: se ha considerado el precio de acuerdo al Procedimiento 31-C (COES).

Precios y Costos Variables

- **Precios del Gas Natural**

Centrales de Generación	Precio Gas Natural (US\$/MMBTU)
C.T. Ventanilla	2.3646
C.T. Santa Rosa	2.5531
C.T. Chilca	2.3126
C.T. Kallpa	2.3121
C.T. Aguaytia	2.3384
TG1 y TG2 de C.T. Malacas	2.3384
TGN4 de C.T. Malacas	2.3384

Precios y Costos Variables

- Precios de Combustibles Líquidos al 31 de Octubre 2011**

Lugar	Combustible	PETROPERU	Precios de Referencia Ponderados	PRECIO UTILIZADO		
		S./Gln ⁽¹⁾ EX-PLANTA	S./Gln ⁽¹⁾ EX-PLANTA	S./Gln ⁽¹⁾ EX-PLANTA	US\$/Gln ⁽²⁾	US\$/Barril
Lima (Callao)	Diesel N° 2	10.41	10.15	10.15	3.747	157.36
	Residual N° 6	7.09	7.23	7.09	2.617	109.92
	Residual N° 500	6.96	7.11	6.96	2.569	107.91
Chimbote	Diesel N° 2	10.51	10.26	10.26	3.787	159.07
Trujillo (Salaverry)	Diesel N° 2	10.45	10.19	10.19	3.762	157.98
	Residual N° 6	7.18	7.32	7.18	2.649	111.24
Chiclayo (Eten)	Diesel N° 2	10.42	10.16	10.16	3.750	157.52
Piura (Talara)	Diesel N° 2	10.36	10.10	10.10	3.728	156.59
	Residual N° 6	7.10	7.24	7.10	2.621	110.08
Arequipa (Mollendo)	Diesel N° 2	10.52	10.27	10.27	3.791	159.22
	Residual N° 500	7.04	7.19	7.04	2.597	109.07
Moquegua (Ilo)	Diesel N° 2	10.52	10.27	10.27	3.791	159.22
	Residual N° 6	7.18	7.32	7.18	2.649	111.24

(1) Incluye el ISC en el caso del R No 6 y R No 500

(2) 1 barril = 42 galones.

Precios y Costos Variables

- **Precios de Carbón**

CENTRAL	PRECIO	Poder Calorifico
	US\$/Ton	Kcal/kg
ILO2	128.36	6000

Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables

• Programa de Mantenimiento

- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste – Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmula de Reajuste – Potencia

Programa de Mantenimiento

– **Año 2011:**

- **Se utilizó los Mantenimientos Ejecutados (a setiembre 2011 que figuran en el Sistema de Información del COES (SICOES)).**

– **Año 2012:**

- **Se utilizó el Programa Preliminar de Mantenimiento Anual de las unidades de generación que forman parte del COES (Base de Cálculo Energía Firme 2012).**

– **Años 2013-2014:**

- **En el caso de las centrales hidráulicas se utilizó el programa mantenimiento largo Plazo del COES.**
- **En el caso de las centrales térmicas , dependiendo de la operación simulada por el PERSEO a cada unidad y sus HOE, se obtuvieron los mantenimientos basados en un programa estándar de mantenimientos por tecnología y tipo de combustible**

Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento

• Hidrologías

- Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste – Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmula de Reajuste – Potencia

Series Hidrológicas

- **Se consideraron en el modelo PERSEO las últimas 46 series hidrológicas de caudales (1965-2010) de acuerdo a la información proporcionada por el COES.**

Aplicación del Decreto de Urgencia DU 079-2010

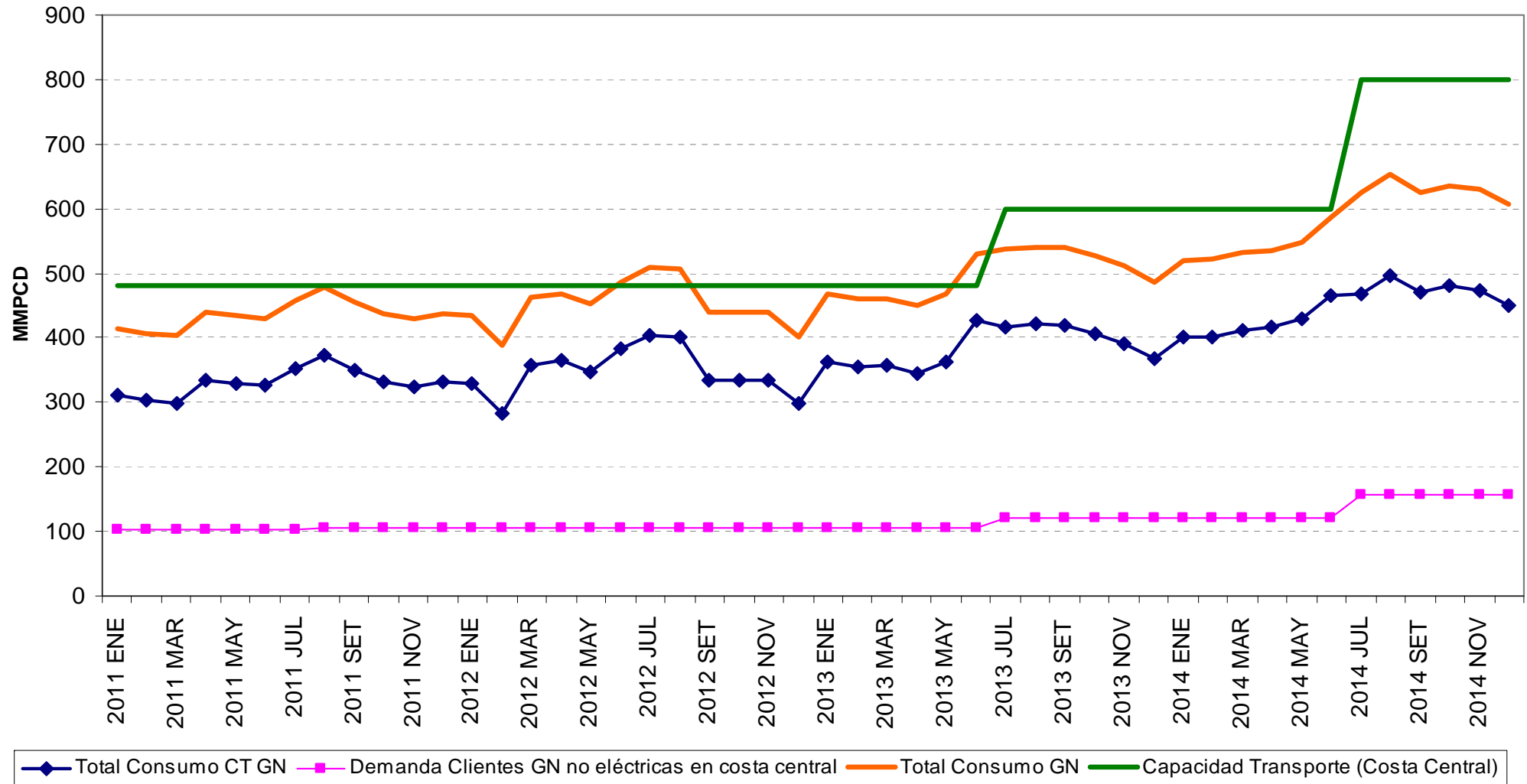
“Los costos marginales de corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, no debiendo ser superiores a un valor límite que será definido por el Ministerio de Energía y Minas mediante resolución Ministerial”

El presente Decreto de Urgencia extiende la vigencia del DU-049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2013.

Costo Marginal Límite: 313.5 Soles/MWh

Consumo GN vs Capacidad de Ducto TGP

Cálculo del Precio Básico de Energía



Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste – Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

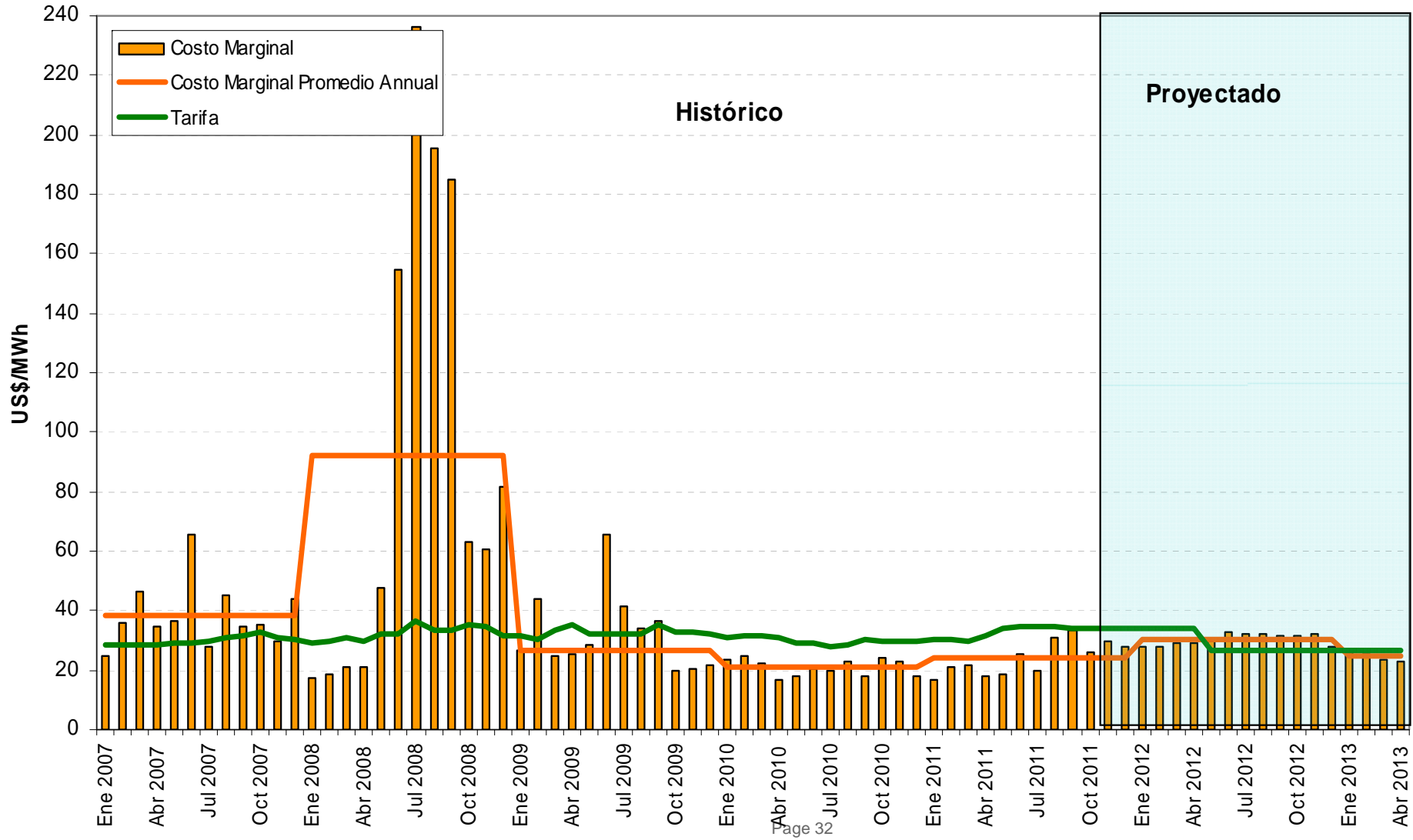
Fórmula de Reajuste – Potencia

Resultados

Precio Básico de Energía Barra Santa Rosa 220 kV (US\$/MWh)

PUNTA	FUERA DE PUNTA	TOTAL
28.85	27.12	27.45

Evolución de Costo Marginal y Tarifa – barra Santa Rosa 220 kV



Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

- Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmula de Reajuste – Potencia

Fórmula de Actualización del Precio Básico de Energía

$$\text{FAPEM} = d * \text{FTC} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + \text{cb} * \text{FCB}$$

Donde: $d = 0.1409$ $e = 0.0005$ $f = 0.0004$ $g = 0.8524$ $\text{cb} = 0.0058$

- **FAPEM = Factor de actualización del precio de la energía a nivel generación en las Subestaciones Base del Sistema.**
- **FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.**
- **FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Diesel N°2.**
- **FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.**
- **FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.**
- **FCB = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso**

Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados
- Fórmula de Reajuste - Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmula de Reajuste – Potencia

Precio Básico de Potencia

- Se consideró el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia” aprobado con Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004, y la modificación a los Artículos 4°, 5°, 6° y 7° del referido Procedimiento efectuados con Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD fecha 28.08.2007.
- Se ha considerado la Resolución OSINERGMIN N° 618-2008-OS/CD de fecha 16 de octubre de 2008 que modifica el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema a 32.7% y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la Unidad de Punta a 3% para el cálculo del Precio Básico de Potencia.

Precio FOB de Turbo-generador : Unidad de Punta

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

CEiso	180.055 MW
--------------	-------------------

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

Central Termoeléctrica – Costos FOB adicionales

• **Repuestos Iniciales, Transporte marítimo, Aranceles ad-valorem, Gastos de desaduanaje** . Se ha mantenido los porcentajes utilizados por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria mayo 2011

• **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

Central Termoeléctrica – Costos FOB adicionales

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 50º de la LCE.

Costos de Central termoeléctrica

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

Costos de Conexión Eléctrica

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

(1) Tamex = 7.89% vigente al 31.10.11

Anualidad de inversión y Conexión, Costo Fijo de O&M

ANUALIDAD DE LA INVERSION					
CENTRAL TERMOELECTRICA			Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Anualidad del Costo Total de la Inversion 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
Anualidad del Costo Total de la Inversion 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

Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Fórmula de Reajuste – Energía

Cálculo del Precio Básico de Potencia

• Resultados

Fórmula de Reajuste – Potencia

Agenda

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Hidrologías
- Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

- Resultados

Fórmulas de Reajuste

Parámetros de Actualización del Precio Básico de Potencia

$$FAPPM = a * FTC + b * FPM$$

- FAPPM = Factor de actualización del precio de la potencia de punta.
- FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.
- FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor .
- $a = 0.7536$
- $b = 0.2464$

COMPARACION RESULTADOS ESTUDIO SCG Y TARIFA VIGENTE DE ENERGIA

ENERGIA (ctm. S/. / kWh)	Punta	F.Punta	Total	
Fijación OSINERG 2011 (Res-067-2011)	9.73	9.32	9.41	
Tarifa octubre – 2011.	9.80	9.39	9.48	0.74%
Estudio SCG 2012	7.82	7.35	7.44	-20.9%

ENERGIA (US\$/MWh)	Punta	F.Punta	Total	
Fijación OSINERG 2011 (Res-067-2011)	34.69	33.23	33.55	
Tarifa octubre – 2011.	36.17	34.47	34.99	4.3%
Estudio SCG 2012	28.85	27.12	27.45	-5.1%

Precio Básico de Potencia Barra Santa Rosa 220 kV(US\$/MW)
(comparación)

US\$/kW-año	Caso	S./kW-mes	T/C	Var
76.26	Resol 067-2011 OSINERG (FiTa May 2011)	16.91	2.805	
79.50	Precio actual (Vigente a Oct - 2011)	17.03	2.709	0.7%
78.73	Estudio SCG May 2012	16.86	2.709	-0.3%

COMPARACION RESULTADOS ESTUDIO SCG Y TARIFA VIGENTE DE ENERGIA

Precio Monomico de Energía	US\$/MWh	
Fijación OSINERG 2011 (Res-067-2011)	41.65	
Tarifa octubre – 2011.	43.44	4.3%
Estudio SCG 2012	35.82	-14.0%

Muchas Gracias