

5 COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TERMICAS

5.1 COSTOS DE COMBUSTIBLES

**Cuadro No 5.1
PRECIO BASE COMBUSTIBLES LIQUIDOS EN LIMA**

Combustible	S./Gln ⁽¹⁾ EX-PLANTA	US\$/Gln ⁽²⁾	US\$/Barril	Densidad kg/Gln
Diesel N° 2	5.56	1.694	71.15	3.248
Residual N° 6	3.04	0.926	38.90	3.612
Residual N° 500	2.79	0.850	35.70	3.675

⁽¹⁾ Precio de combustibles vigente al 30.12.2004

⁽²⁾ Tasa de cambio: 3.282 S./US\$. Venta al 30.12.2004

Se ha ajustado el flete de los combustibles líquidos de algunas centrales, de acuerdo al sustento presentado por cada empresa, en el Anexo E se adjunta el sustento correspondiente.

Para el caso de la C.T. Ilo 2 el precio del carbón se ha considerado igual a 73.35 US\$/Ton de acuerdo al sustento presentado por la empresa ENERSUR, en el Anexo E se adjunta el sustento correspondiente.

**Cuadro No 5.2
PRECIOS EX-PLANTA LOCALES DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS**

LUGAR	Diesel N° 2 (US\$/Ton)	Residual N° 6 (US\$/Ton)	Residual N° 500 (US\$/Ton)
Lima (Callao)	521.6		231.3
Chimbote	521.6		
Trujillo (Salaverry)	518.8	259.0	
Chiclayo (Eten)	519.7		
Piura (Talara)	509.4	253.1	
Arequipa (Mollendo)	518.8		233.8
Moquegua (Ilo)	526.3	260.7	

Para el precio del gas natural se ha tomado en cuenta lo señalado en el numeral 2.3 del presente ESTUDIO, es decir considerar para los precios de gas natural los resultados de la apertura de sobres efectuada el día 15.06.2004 en las oficinas del COES. Dichos precios actualizados al 01.01.2005 aplicando el Procedimiento 31-C para las CC.TT. Aguaytía y Malacas son 1.0319 US\$/MMBTU, 3.1132 US\$/MMBTU respectivamente.

Para el caso de la C.T. Ventanilla, el Precio de Boca de Pozo ha sido actualizado al 01.01.2005 aplicando el Procedimiento 31-C; los precios de Transporte y Distribución de gas natural han sido actualizados al 01.01.2005 tomando en consideración las Resoluciones emitidas por el OSINERG, dando como resultado un precio de 1.8293 US\$/MMBTU. El detalle del cálculo se muestra en el Cuadro No 5.3 y el sustento se adjunta en el Anexo E.



Teniendo en cuenta lo dispuesto por el D.S. N° 034-2001-EM, para el gas natural a utilizar en dichas centrales el precio máximo a aplicar con fines tarifarios será el siguiente:

El Precio Máximo de Gas Natural para fines Tarifarios será el que corresponde al definido en los contratos entre el Productor y el Estado. Este precio se ha actualizado al 01.01.2005, tomando en consideración el Factor de Ajuste del contrato entre el Productor y el Estado. Para los precios de transporte y distribución se ha considerado los precios vigentes, dando como resultado un precio de 2.3878 US\$/MMBTU. En el Cuadro No 5.4 se muestra el cálculo del referido precio máximo y el sustento se adjunta en el Anexo E



Cuadro No 5.3
PRECIO DEL GAS NATURAL PARA LA C.T. VENTANILLA

DESCRIPCION	UNIDAD	Precios a Ene-2005	OBSERVACIONES
Precio Base Boca de pozo	US\$/MMBTU	1.0000	Anexo III, Contrato de Suministro de Gas Natural de ELECTROPERU.
Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual		0.9600	Anexo III, Contrato de Suministro de Gas Natural de ELECTROPERU.
Factor B: Por Take or Pay 80%		0.9800	Anexo III, Contrato de Suministro de Gas Natural de ELECTROPERU.
Factor de descuento promocional		0.9500	Anexo V, Contrato de Suministro de Gas Natural de ELECTROPERU.
Precio Boca de Pozo	US\$/MMBTU	0.8938	Precio declarado de acuerdo al Procedimiento 31-C.
Factor de Actualización		1.0436	Factor de actualización de acuerdo al Procedimiento 31-C.
Precio Boca de Pozo actualizado	US\$/MMBTU	0.9327	Precio actualizado al 01-Ene-2005 de acuerdo al Procedimiento 31-C.
Precio Base Transporte	US\$/MPC	0.8874	Art. 1° - Resolución de OSINERG N° 084-2003-OS/CD del 23.05.2003.
Poder Calorífico Superior	MBTU/PC	1.0670	Carta de Pluspetrol del Informe OSINERG-GART/DGT N° 050A-2003 pag 62 Fijación Noviembre 2003 y Ficha de declaración de precio de ETEVENSA del 15.06.2004.
Factor adelanto GRP		0.9166	Art. 2° - Resolución de OSINERG N° 084-2003-OS/CD del 23.05.2003.
Factor de ajuste al transporte (PPIa / PPIo)		1.0100	Art. 3° - Resolución de OSINERG N° 084-2003-OS/CD del 23.05.2003 y Resolución OSINERG N° 187-2004-OS/CD DEL 05.08.2004 que esta sustentado por el Informe OSINERG-GART/DGN N° 020-2004.
PPIo (Ene-2003)		150.0	Indice de precios de Estados Unidos al mes que se ha ofertado el Costo del Servicio.
PPIa (Ene-2004)		151.5	Indice de precios de Estados Unidos al mes que se hace la actualización.
Precio Transporte	US\$/MMBTU	0.7699	
Precio Base Distribución	US\$/MPC	0.1460	Art. 1° - Resolución de OSINERG N° 082-2003-OS/CD del 23.05.2003.
Poder Calorífico Superior	MBTU/PC	1.0670	Carta de Pluspetrol del Informe OSINERG-GART/DGT N° 050A-2003 pag 62 Fijación Noviembre 2003 y Ficha de declaración de precio de ETEVENSA del 15.06.2004.
Factor adelanto GRP		0.9166	Art. 2° - Resolución de OSINERG N° 082-2003-OS/CD del 23.05.2003.
Factor de ajuste a la distribución (PPIa / PPIo)		1.0100	Art. 3° - Resolución de OSINERG N° 084-2003-OS/CD del 23.05.2003 y Resolución OSINERG N° 187-2004-OS/CD DEL 05.08.2004 que esta sustentado por el Informe OSINERG-GART/DGN N° 020-2004.
PPIo (Ene-2003)		150.0	Indice de precios de Estados Unidos al mes que se ha ofertado el Costo del Servicio.
PPIa (Ene-2004)		151.5	Indice de precios de Estados Unidos al mes que se hace la actualización.
Precio Distribución	US\$/MMBTU	0.1267	
PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transmisión + Distribución)		1.8293	



**Cuadro No 5.4
PRECIO MAXIMO DEL GAS NATURAL**

DESCRIPCION	UNIDAD	Precios a Ene-2005	OBSERVACIONES
Precio Base Lote 88	US\$/MMBTU	1.0000	Precio Base Contrato Lote 88 Numeral 8.4.4.1 literal a).
Factor de Ajuste Lote 88		1.5809	Factor de ajuste Contrato Lote 88 numeral 8.4.4.1 literal b).
Precio Boca de Pozo actualizado	US\$/MMBTU	1.5809	Precio Boca de Pozo * Factor de Actualización
Precio Base Transporte	US\$/MPC	0.8874	Art. 1° - Resolución de OSINERG N° 084-2003-OS/CD del 23.05.2003.
Poder Calorífico Superior	MBTU/PC	1.0670	Carta de Pluspetrol del Informe OSINERG-GART/DGT N° 050A-2003 pag 62 Fijación Noviembre 2003 y Ficha de declaración de precio de ETEVENSA del 15.06.2004.
Factor por adelanto del GRP		0.9166	Art. 2° - Resolución de OSINERG N° 084-2003-OS/CD del 23.05.2003.
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPlo)		1.0100	Art. 3° - Resolución de OSINERG N° 084-2003-OS/CD del 23.05.2003 y Resolución OSINERG N° 187-2004-OS/CD del 05.08.2004 que esta sustentado por el Informe OSINERG-GART/DGN N° 020-2004.
PPlo (Ene-2003)		150.0	Indice de precios de Estados Unidos al mes que se ha ofertado el Costo del Servicio.
PPla (Ene-2004)		151.5	Indice de precios de Estados Unidos al mes que se hace la actualización.
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	Art 124° del RLCE, (Art. 1° del DS 0.34-2001-EM del 04.07.2001).
Precio Transporte	US\$/MMBTU	0.6929	
Precio Base Distribución	US\$/MPC	0.1460	Art. 1° - Resolución de OSINERG N° 082-2003-OS/CD del 23.05.2003.
Poder Calorífico Superior	MBTU/PC	1.0670	Carta de Pluspetrol del Informe OSINERG-GART/DGT N° 050A-2003 pag 62 Fijación Noviembre 2003 y Ficha de declaración de precio de ETEVENSA del 15.06.2004.
Factor por adelanto del GRP		0.9166	Art. 2° - Resolución de OSINERG N° 082-2003-OS/CD del 23.05.2003.
Factor de ajuste a la distribución (PPla / PPlo)		1.0100	Art. 3° - Resolución de OSINERG N° 084-2003-OS/CD del 23.05.2003 y Resolución OSINERG N° 187-2004-OS/CD del 05.08.2004 que esta sustentado por el Informe OSINERG-GART/DGN N° 020-2004.
PPlo (Ene-2003)		150.0	Indice de precios de Estados Unidos al mes que se ha ofertado el Costo del Servicio.
PPla (Ene-2004)		151.5	Indice de precios de Estados Unidos al mes que se hace la actualización.
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	Art 124° del RLCE, (Art. 1° del DS 0.34-2001-EM del 04.07.2001).
Precio Distribución	US\$/MMBTU	0.1140	
PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transmisión + Distribución)		2.3878	



Por lo tanto, teniendo en cuenta los valores actualizados al 01.01.05, el precio máximo indicado en el Cuadro No 5.4 solo sería aplicado para la C.T. de Malacas y en consecuencia el precio de gas natural para dichas centrales es el que se muestra en el Cuadro No 5.5.

**Cuadro No 5.5
PRECIO DEL GAS NATURAL**

Combustible	US\$/MMBTU
C.T. Aguaytía	1.0319
C.T. Malacas	2.3878
C.T. Ventanilla	1.8293

5.2 COSTOS NO COMBUSTIBLES

Se ha efectuado un análisis de las distintas plantas térmicas del sistema con la finalidad de separar los componentes variable y fijo de tales costos, considerando los estándares de mantenimiento recomendados por los fabricantes y costos unitarios incurridos por las empresas.

Los costos no combustibles variables por unidades generadoras se muestran en el Cuadro No 5.6.

**Cuadro No 5.6
COSTOS NO COMBUSTIBLES SEIN**

Descripción	CVNC (US\$/MWh)
TG. Malacas 1 con GN	4.000
TG. Malacas 2 con GN	4.000
TG. Malacas 3 con D2	4.000
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	3.133
TG. Malacas 4 (con inyección de agua)	21.604
TG. Chimbote	2.700
TG. Trujillo	2.700
TG. Piura	2.700
GD. Piura con R6	7.110
GD. Chiclayo R6	7.040
GD. Sullana	7.300
GD. Paita	7.540
GD. Pacasmayo Sulzer 1,2,3	7.040
GD. Pacasmayo Man	7.040
TG. Santa Rosa UTI	7.070
TG. Santa Rosa WTG	4.100
TG. Ventanilla 3 (sin inyección de agua)	3.759
TG. Ventanilla 4 (sin inyección de agua)	3.759
TV. San Nicolás	2.000
GD. San Nicolas	7.110
TG. Aguaytía 1	3.030
TG. Aguaytía 2	3.030
GD. Tumbes Nueva MAK1	7.000
GD. Tumbes Nueva MAK2	7.000
GD. Yarinacocha - Wartsila	3.276
GD Dolorespata N° 1 al N° 7	4.802
GD Taparachi N° 1 al N° 4	10.056
GD Bellavista N° 1 al N° 2	8.200
GD Chilina N° 1 y N° 2	6.750
Chilina Ciclo Combinado	3.575
Chilina TV 2	4.530
Chilina TV 3	4.220
GD Mollendo I	13.831
TG Mollendo II	2.560
GD Calana	4.914
Ilo 1 TV 2	1.934
Ilo 1 TV 3	1.325
Ilo 1 TV 4	1.231
Ilo 1 TG 1	2.566
Ilo 1 TG 2	6.390
Ilo 1 CATKATO	13.355
Ilo 2 TV Carbón N° 1	1.000



5.3 COSTOS VARIABLES

El Cuadro No 5.7 resume los valores de los costos variables de las unidades de generación térmica del SEIN, incluyendo a la correspondiente unidad proyectada de Ciclo Combinado de la C.T. Ventanilla. Los detalles del cálculo de los costos variables asociados a los combustibles se encuentran en el Cuadro No 5.8.

**Cuadro No 5.7
COSTOS VARIABLES SEIN**

Descripción	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	TOTAL US\$/MWh
TG. Malacas 1 con GN	38.222	4.000	42.222
TG Malacas 2 con GN	37.437	4.000	41.437
TG. Malacas 3 con D2	250.833	4.000	254.833
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	28.751	3.133	31.884
TG. Malacas 4 (con inyección de agua)	31.170	21.604	52.774
TG. Chimbote	179.636	2.700	182.336
TG. Trujillo	188.587	2.700	191.287
TG. Piura	172.356	2.700	175.056
GD. Piura con R6	70.260	7.110	77.370
GD. Chiclayo R6	75.326	7.040	82.366
GD. Sullana	128.860	7.300	136.160
GD. Paíta	127.761	7.540	135.301
GD. Pacasmayo Sulzer 1,2,3	70.776	7.040	77.816
GD. Pacasmayo Man	74.880	7.040	81.920
TG. Santa Rosa UTI	149.483	7.070	156.553
TG. Santa Rosa WTG	135.272	4.100	139.372
TG. Ventanilla 3 (sin inyección de agua)	19.155	3.759	22.914
TG. Ventanilla 4 (sin inyección de agua)	19.155	3.759	22.914
TV. San Nicolás	75.931	2.000	77.931
GD. San Nicolás	113.632	7.110	120.742
TG. Aguaytía 1	11.828	3.030	14.858
TG. Aguaytía 2	12.031	3.030	15.061
GD. Tumbes Nueva MAK1	51.737	7.000	58.737
GD. Tumbes Nueva MAK2	52.267	7.000	59.267
GD. Yarinacocha - Wartsila	60.550	3.276	63.826
Ciclo Combinado Ventanilla TG3	13.067	2.785	15.852
GD Dolorespata N° 1 al N° 7	137.517	4.802	142.319
GD Taparachi N° 1 al N° 4	126.713	10.056	136.769
GD Bellavista N° 1 al N° 2	120.353	8.200	128.553
GD Chilina N° 1 y N° 2	61.830	6.750	68.580
Chilina Ciclo Combinado	144.190	3.575	147.765
Chilina TV 2	101.243	4.530	105.773
Chilina TV 3	97.827	4.220	102.047
GD Mollendo I	49.612	13.831	63.443
TG Mollendo II	153.489	2.560	156.049
GD Calana	55.045	4.914	59.959
Ilo 1 TV 2	0.000	1.934	1.934
Ilo 1 TV 3	56.798	1.325	58.123
Ilo 1 TV 4	63.630	1.231	64.861
Ilo 1 TG 1	152.517	2.566	155.083
Ilo 1 TG 2	142.782	6.390	149.172
Ilo 1 CATKATO	120.066	13.355	133.421
Ilo 2 TV Carbón N° 1	24.426	1.000	25.426



**Cuadro No 5.8
COSTOS VARIABLES DEL SEIN (detalle)**

DESCRIPCION	Combustible	Costo Rate (US \$/Ton)	Tratamiento Mec. y Quím. (US \$/Ton)	Costo Financiero (US \$/Ton)	Costo Base (1) (US \$/Ton)	CVC (1) (US \$/Ton)	Consumo Especifico		COSTO VARIABLE						T.S.F.O. (2)	POTENCIA EFFECTIVA MW	
							(KG/MWh) (1)	(BTU/MWh)	Flete (US\$/MWh)	Trat.Mec.y Quím. (US\$/MWh)	C. Financ. (US\$/MWh)	Base (US\$/MWh)	Combustible (US\$/MWh)	No Combustible (US\$/MWh)			TOTAL (US\$/MWh)
TG. Malacas 1 con GN	Gas Natural				2,388	2,388	16,022	16,022				36,257	36,257	4,000	42,257	0.04	15,047
TG. Malacas 2 con GN	Gas Natural				2,388	2,388	15,693	15,693				37,472	37,472	4,000	41,472	0.04	15,037
TG. Malacas 3 con D2	Diesel N° 2	4,310	0.000	1,073	668,900	674,283	0,372	15,077	1,603	0.000	0,399	248,831	250,833	4,000	254,833	0.04	14,552
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	Gas Natural				2,388	2,388	12,052	12,052				28,778	28,778	3,133	31,911	0.03	81,151
TG. Malacas 4 (con inyección de agua) (3)	Gas Natural y Agua				2,388	2,388	13,066	13,066				31,199	31,199	21,604	52,803	0.03	97,352
TG. Chimbote	Diesel N° 2	2,814	0.000	0,836	521,600	525,251	0,342	13,861	0,962	0.000	0,286	178,387	179,636	2,700	182,336	0.05	63,155
TG. Trujillo	Diesel N° 2	4,221	0.000	0,832	518,800	523,853	0,360	14,680	1,520	0.000	0,299	186,768	188,587	2,700	191,287	0.05	21,345
TG. Piura	Diesel N° 2	10,319	0.178	0,817	509,400	520,714	0,331	13,415	3,416	0,059	0,270	168,611	172,356	2,700	175,056	0.10	19,740
GD. Piura 1	Residual N° 6	31,212	0.160	0,441	275,000	306,813	0,230	9,002	7,179	0,037	0,101	63,250	70,567	6,769	77,336	0.10	22,481
GD. Piura 2	Diesel N° 2	10,319	0.178	0,817	509,400	520,714	0,224	9,078	2,311	0,040	0,183	114,106	116,640	9,000	125,640	0.10	5,361
GD. Piura con D2	Diesel N° 2	10,319	0.178	0,817	509,400	520,714	0,229	9,281	2,363	0,041	0,187	116,653	119,244	7,110	126,354	0.10	27,842
GD. Piura con R6	Residual N° 6	31,212	0.160	0,441	275,000	306,813	0,229	8,963	7,147	0,037	0,101	62,975	70,260	7,110	77,370	0.03	5,361
GD. Chiclayo D2	Diesel N° 2	4,690	0.000	0,833	519,700	525,238	0,247	10,011	1,159	0.000	0,206	126,366	129,730	7,040	136,770	0.03	24,103
GD. Chiclayo R6	Residual N° 6	29,524	0.000	0,441	275,000	304,965	0,247	9,668	7,293	0.000	0,109	67,925	75,326	7,040	82,366	0.03	24,103
GD. Sullana	Diesel N° 2	9,381	0.000	0,817	509,400	519,998	0,248	10,051	2,326	0.000	0,203	126,331	128,860	7,300	136,160	0.03	10,307
GD. Paíta	Diesel N° 2	11,257	0.000	0,817	509,400	521,474	0,245	9,930	2,758	0.000	0,200	124,803	127,761	7,540	135,301	0.03	8,818
GD. Pacasmayo Sulzer 1,2,3	Residual N° 6	8,436	0.241	0,415	259,000	268,092	0,264	10,333	2,227	0,064	0,110	68,376	70,776	7,040	77,816	0.03	22,989
GD. Pacasmayo Man	Residual N° 6 y Diesel N° 2 (4)	8,565	0.245	0,516	322,000	331,326	0,226	8,893	1,936	0,055	0,117	72,772	74,880	7,040	81,920	0.03	1,587
TG. Santa Rosa UTI	Diesel N° 2	3,771	0.141	0,836	521,600	526,348	0,284	11,510	1,071	0,040	0,238	148,134	149,483	7,070	156,553	0.05	105,809
TG. Santa Rosa WTG	Diesel N° 2	3,771	0.141	0,836	521,600	526,348	0,257	10,416	0,969	0,036	0,215	134,051	136,272	4,100	139,372	0.03	121,331
TG. Ventanilla 3 (con inyección de agua)	Diesel N° 2	3,283	0.134	0,836	521,600	525,854	0,237	9,605	0,778	0,032	0,198	123,619	124,627	4,000	128,627	0.03	164,142
TG. Ventanilla 3 (sin inyección de agua) (5)	Gas Natural				1,829	1,829	10,471	10,471				19,155	19,155	3,759	22,914	0.04	155,000
TG. Ventanilla 4 (sin inyección de agua)	Diesel N° 2	3,283	0.134	0,836	521,600	525,854	0,236	9,665	0,775	0,032	0,197	123,098	124,101	4,000	128,101	0.03	160,522
TG. Ventanilla 4 (sin inyección de agua) (5)	Gas Natural				1,829	1,829	10,471	10,471				19,155	19,155	3,759	22,914	0.04	155,000
TV. Trupal	Residual N° 6	3,965	0.000	0,415	259,000	263,300	0,455	17,809	1,804	0.000	0,188	117,845	119,838	8,000	127,838	0.05	13,055
TV. San Nicolás	Residual N° 500	11,986	2,073	0,371	231,300	245,730	0,309	11,787	3,704	0,641	0,115	71,472	75,931	2,000	77,931	0.05	64,504
GD. San Nicolás	Diesel N° 2	13,561	0.000	0,836	521,600	536,998	0,212	8,992	2,875	0.000	0,177	110,579	113,632	7,110	120,742	0.03	1,241
TG. Aguaytia 1	Gas Natural				1,032	1,032	11,462	11,462				11,828	11,828	3,030	14,858	0.02	87,046
TG. Aguaytia 2	Gas Natural				1,032	1,032	11,659	11,659				12,031	12,031	3,030	15,061	0.02	78,146
GD. Tumbes Nueva MAK1	Residual N° 6	11,810	0.000	0,405	253,100	265,316	0,195	7,632	2,303	0.000	0,079	49,355	51,737	7,000	58,737	0.03	9,116
GD. Tumbes Nueva MAK2	Residual N° 6	11,810	0.000	0,405	253,100	265,316	0,197	7,711	2,327	0.000	0,080	49,861	52,267	7,000	59,267	0.03	9,144
GD. Yarinacocha - Wartsila	Residual N° 6	0,000	0.000	0,477	297,800	298,277	0,203	7,946	0,000	0.000	0,097	60,453	60,550	3,276	63,826	0.04	23,821
Ciclo Combinado Ventanilla TG3	Gas Natural				1,829	1,829	7,143	7,143				13,067	13,067	2,785	15,852	0.04	225,000

- Notas:
 (1) Costo del gas natural en US\$/MMBTU y consumo específico en BTU/MWh;
 (2) T.S.F.O.: Tasa de salida forzada.
 (3) El resultado de costo variable obtenido en este caso se aplica a la potencia adicional que se logra con inyección de agua (P_{adic} = 16,201 MW)
 (4) Composición R6: 85% y D2: 15%.
 (5) Potencia efectiva y rendimiento declarados por ETEVENSA.



Cuadro No 5.8 (Continuación)

DESCRIPCION	Combustible	Costo	Tratamiento	Costo	Costo	CVC	Consumo Especifico		COSTO VARIABLE							T.S.F.O.	POTENCIA
		Flete	Mec. y Quim.	Financiero	Base		(KG/KWh) (1)	(BTU/KWh)	Flete	Trat.Mec.y Quim.	C. Financ.	Base	Combustible	No Combustible	TOTAL	(2)	EFFECTIVA
		(US \$/Ton)	(US \$/Ton)	(US \$/Ton)	(US \$/Ton)				(US \$/MMWh)	(US \$/MMWh)	(US \$/MMWh)	(US \$/MMWh)	(US \$/MMWh)	(US \$/MMWh)	(US \$/MMWh)	P.J.	MW
GD Dolorespata N° 1 al N° 7	Diesel N° 2	30.44	0.000	0.832	518.800	550.0682	0.250	10132	7.609	0.000	0.208	129.700	137.517	4.802	142.319	0.05	11.828
GD Taparachi N° 1 al N° 4	Diesel N° 2	24.20	0.000	0.832	518.800	543.8346	0.233	9443	5.639	0.000	0.194	120.880	126.713	10.056	136.769	0.05	4.640
GD Bellavista N° 1 al N° 4	Diesel N° 2	24.95	0.000	0.832	518.800	544.5851	0.233	9443	5.814	0.000	0.194	120.880	126.888	9.556	136.444	0.05	5.692
GD Bellavista N° 1 al N° 2	Diesel N° 2	24.95	0.000	0.832	518.800	544.5851	0.221	8957	5.515	0.000	0.184	114.655	120.353	8.200	128.553	0.05	3.575
GD Tintaya N° 1 al N° 8	Diesel N° 2	23.45	0.000	0.832	518.800	543.0842	0.225	9119	5.277	0.000	0.187	116.730	122.194	9.266	131.460	0.05	16.689
GD Chilina N° 1 y N° 2	Residual N°500 y Diesel N	9.6586	0.000	0.421	262.300	272.3792	0.227	8713	2.193	0.000	0.095	59.542	61.830	6.750	68.590	0.04	10.284
Chilina Ciclo Combinado	Diesel N° 2	8.54	0.000	0.832	518.800	528.1685	0.273	11064	2.331	0.000	0.227	141.632	144.190	3.575	147.765	0.10	18.702
Chilina TV 2	Residual N° 500	9.78	0.000	0.375	233.800	243.9582	0.415	15831	4.060	0.000	0.156	97.027	101.243	4.530	105.773	0.10	6.786
Chilina TV 3	Residual N° 500	9.78	0.000	0.375	233.800	243.9582	0.401	15297	3.923	0.000	0.150	93.754	97.827	4.220	102.047	0.10	10.103
GD Mollendo I	Residual N° 500	2.07	0.000	0.375	233.800	236.2476	0.210	8011	0.435	0.000	0.079	49.098	49.612	13.831	63.443	0.04	31.451
TG Mollendo II	Diesel N° 2	2.44	0.000	0.832	518.800	522.0709	0.294	11916	0.717	0.000	0.245	152.527	153.489	2.560	156.049	0.04	71.023
GD Moquegua	Diesel N° 2	9.38	0.000	0.844	526.300	536.5248	0.242	9808	2.270	0.000	0.204	127.365	129.839	6.135	136.974	0.04	0.827
GD Calana	Residual N° 6	10.04	0.000	0.418	260.700	271.1563	0.203	7946	2.038	0.000	0.085	52.922	55.045	4.914	59.959	0.04	25.340
Ilo 1 TV 2	Vapor	0.00	0.000	0.000	0.000	0.0000	3.896	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.934	1.934	0.10	23.196
Ilo 1 TV 3	Residual N° 500	0.00	0.000	0.377	235.300	235.6773	0.241	9193	0.000	0.000	0.091	56.707	56.798	1.325	58.123	0.10	71.689
Ilo 1 TV 4	Vapor-Residual N° 500	0.00	0.000	0.343	213.900	214.2430	0.297	10300	0.000	0.000	0.102	63.528	63.630	1.231	64.861	0.10	55.287
Ilo 1 TG 1	Diesel N° 2	13.70	0.000	0.844	526.300	540.8400	0.282	11429	3.862	0.000	0.238	148.417	152.517	2.566	155.083	0.05	34.607
Ilo 1 TG 2	Diesel N° 2	13.70	0.000	0.844	526.300	540.8400	0.264	10700	3.616	0.000	0.223	138.943	142.782	6.390	149.172	0.05	34.937
Ilo 1 CATKATO	Diesel N° 2	13.70	0.000	0.844	526.300	540.8400	0.222	8997	3.041	0.000	0.187	116.839	120.066	13.355	133.421	0.05	3.181
Ilo 2 TV Carbón N° 1	Carbón				73.350	73.3500	0.333	7929				24.426	24.426	1.000	25.426	0.10	141.077

(1) Consumo específico de la unidad TV2 de la C.T. ILO I en (kg vapor/kWh)

(2) T.S.F.O.: Tasa de salida forzada.

