

Para obtener la demanda global se adicionan las grandes cargas no consideradas en el modelo econométrico. En el Cuadro No 3.3 se resumen los resultados del pronóstico para el período 2012-2015.

Cuadro No 3.3
PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SEIN
Período 2012-2015

Año	Demanda (*)	Energía (*)	Factor de	Tasa de Crecimiento (%)	
	Anual MW	Anual GWh	Carga Anual	Potencia Potencia	Energía Energía
2011	4960	35244	81.1%		
2012	5355	37273	79.5%	8.0%	5.8%
2013	5802	40427	79.5%	8.4%	8.5%
2014	6506	44906	78.8%	12.1%	11.1%
2015	7144	51026	81.5%	9.8%	13.6%

(*) Coes+RER

4 PROGRAMA DE OBRAS

4.1 PARQUE GENERADOR EXISTENTE

Las centrales hidráulicas existentes en el SEIN, se muestran en el Cuadro No 4.1.

Cuadro No 4.1
CENTRALES HIDRAULICAS EXISTENTES

Central	Potencia Efectiva (MW)
C.H. Mantaro	670.7
C.H. Restitución	215.4
C.H. Huinco	247.3
C.H. Matucana	128.6
C.H. Callahuanca	80.4
C.H. Moyopampa	66.1
C.H. Huampaní	30.2
C.H. Yanango	42.6
C.H. Chimay	150.9
C.H. Huanchor	19.6
C.H. Cahua	43.1
C.H. Pariac	5.0
C.H. Gallito Ciego	38.1
C.H. Misapuquio	3.9
C.H. San Antonio - San Ignacio	1.0
C.H. Huayllacho	0.2
C.H. Carhuaquero	110.8
C.H. Cañón del Pato	263.5
C.H. Yaupi	112.7
C.H. Malpaso	48.0
C.H. Pachachaca	9.7

Central	Potencia Efectiva
C.H. Oroya	9.5
C.H. Yuncán	136.8
C.H. Santa Rosa I (1)	1.0
C.H. Charcani I	1.7
C.H. Charcani II	0.6
C.H. Charcani III	4.6
C.H. Charcani IV	15.3
C.H. Charcani V	144.6
C.H. Charcani VI	8.9
C.H. Machupicchu	88.8
C.H. Aricota I	22.5
C.H. Aricota II	12.4
C.H. San Gabán II	113.1
C.H. Curumuy (1)	12.5
C.H. Poechos I (1)	15.4
C.H. Santa Cruz I	7.0
C.H. Santa Rosa II (1)	1.7
C.H. Poechos II	10.0
C.H. Santa Cruz II	7.4
C.H. Roncador	3.5
C.H. Platanal	217.4
C.H. la Joya	9.6
C.H. Pumamarca	1.8
Total	3,133.8

(1) No son integrantes del COES

En el Cuadro No 4.2 se muestran las unidades térmicas existentes. En dicho cuadro se presentan las correspondientes potencias efectivas y rendimientos, que son resultado de ensayos efectuados, En el Anexo C, se muestran los últimos ensayos efectuados.

Cuadro No 4.2
CENTRALES TERMICAS EXISTENTES

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Específico Und./kWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	EEPSA	13.14	Gas Natural	17.633
Turbo Gas Natural Malacas 2	EEPSA	15.04	Gas Natural	17.633
Turbo Gas Diesel Malacas 2	EEPSA	14.97	Diesel Nº 2	0.354
Turbo Gas Natural Malacas 4	EEPSA	90.33	Gas Natural	12.417
		12.41	Gas Natural y Agua	13.285
Turbo Gas de Chimbote	DEI EGENOR	20.20	Diesel Nº 2	0.354
Turbo Gas de Piura con D2	DEI EGENOR	16.82	Diesel Nº 2	0.243
Grupos Diesel de Piura	DEI EGENOR	8.04	Diesel Nº 2	0.243
Grupos Diesel de Chiclayo	DEI EGENOR	10.20	Diesel Nº 2	0.243
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	EDEGEL	52.00	Gas Natural	12.764
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	EDEGEL	107.12	Gas Natural	11.254

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Especifico Und./kWh
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	61.71	Residual N° 500	0.310
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.23	Diesel N° 2	0.220
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	TERMOSELVA	84.90	Gas Natural	11.737
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	TERMOSELVA	85.45	Gas Natural	11.692
G. Diesel Tumbes Nueva 1 y 2	ELECTROPERU	16.35	Residual N° 6	0.210
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	237.21	Gas Natural	6.741
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	10.01	Gas Natural	6.955
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	225.79	Gas Natural	6.840
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	11.99	Gas Natural	6.986
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	EDEGEL	53.06	Gas Natural	12.087
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	KALLPA	187.67	Gas Natural	9.985
Turbo Gas Natural Chilca TG1	ENERSUR	171.46	Gas Natural	9.704
Turbo Gas Natural Chilca TG2	ENERSUR	170.28	Gas Natural	9.876
Turbo Gas Natural Chilca TG3	ENERSUR	194.19	Gas Natural	10.282
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	KALLPA	193.52	Gas Natural	10.153
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	KALLPA	192.86	Gas Natural	10.044
Turbo Gas Natural Santa Rosa	EDEGEL	199.83	Gas Natural	9.880
Turbo Gas Natural Las Flores	EGENOR	192.85	Gas Natural	10.237
Grupos Diesel Emergencia 1	ELECTROPERU	62.13	Diesel N° 2	0.221
Taparachi GD N° 1 al N° 4	SAN GABAN	4.32	Diesel N° 2	0.233
Bellavista GD N° 1 al N° 2	SAN GABAN	3.51	Diesel N° 2	0.264
Chilina GD N° 1 y N° 2	EGASA	10.22	Mezcla2 R500,D2	0.213
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	15.75	Diesel N° 2	0.293
Chilina TV N° 2	EGASA	6.20	Residual N° 500	0.398
Chilina TV N° 3	EGASA	10.21	Residual N° 500	0.403
Mollendo I GD	EGASA	29.81	Residual N° 500	0.211
Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	-	Residual N° 500	0.269
Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	67.13	Vapor+Res N° 500	0.279
Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	-	Residual N° 500	0.267
Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34.93	Diesel N° 2	0.254
Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	30.72	Diesel N° 2	0.252
Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3.28	Diesel N° 2	0.237
Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENERSUR	140.64	Carbón	0.370
Turbo Gas Natural Indepen GN	EGESUR	22.97	Gas Natural	9.088
Turbo Gas Natural Pisco GN	EGASA	70.66	Gas Natural	12.083
C.T Paramonga	Agroindustrial Paramonga	20.00	Gas Natural	
C.T. Oquendo	SDF	29.38	Gas Natural	
Total		3,185.09		

La principal base de referencia utilizada para el parque existente es la información recibida de las empresas generadoras. Se han incluido los retiros, repotenciaciones y cambios de uso de combustibles que se hubieran producido durante el año en curso.

4.2 PROGRAMA DE OBRAS

Para la definición del programa de obras de generación se ha considerado como información fundamental la remitida por las empresas integrantes del COES y la suministrada por empresas titulares de concesiones y autorizaciones, de acuerdo a la modificación del artículo 47° de la LCE. El programa definido se muestra en el Cuadro No 4.3. En el Anexo D se adjunta copia de las comunicaciones de los agentes y empresas que avalan el programa adoptado.

Cuadro No 4.3
PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACION 2012-2015 DEL SEIN

EMPRESA	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
Huanza Generación	Feb. 2013	C.H. Huanza	91
EGEMSA	Ene. 2014	C.H. Machupicchu, segunda etapa	100
LDS	May. 2014	C.H. Santa Teresa (Cuzco)	91
SN POWER	Set. 2014	C.H. Cheves (Huaura-Lima)	168
ENERSUR	Oct. 2014	C.H. Quitaracsa	112
RER	Ene. 2015	C.H. Angel I, II, III	60

EMPRESA	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
ELECTROPERU	May. 2012	C.T. Emergencia de Mollendo	60
ELECTROPERU	Jun. 2012	C.T. Emergencia de Piura	80
SDE	Jul. 2012	C.T. Tablazo de SDE Piura	30
KALLPA	Ago. 2012	Conversión a ciclo combinado de C.T. Kallpa	857
FENIX POWER	Jun. 2013	C.T. Fenix CC	534
ENERSUR	Dic. 2012	Conversión a ciclo combinado de C.T. Chilca I	811
EEPSA	Set. 2013	C.T. Reserva Fría de Talara - TG5	183
ENERSUR	Set. 2013	C.T. Reserva Fría de ILO	460
TERMOCHILCA	Set. 2013	C.T. Santo Domingo de Olleros	198
COBRA	Abr. 2014	C.T. Reserva Fría de Planta Eten	214

	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
RER	Feb. 2012	C.H. Huasahuasi I	8
RER	May. 2012	C.H. Huasahuasi II	8
RER	Abr. 2012	C.H. Nueva Imperial	3.9
RER	Oct. 2014	C.H. Shima	5
RER	Ago. 2012	Central Solar Majes	20
RER	Ago. 2012	Central Solar Repartición	20
RER	Nov. 2012	Central Solar Tacna	20

	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
RER	Dic. 2012	C.H. Yanapampa	4.1
RER	Ene. 2013	Central Solar Panamericana	20
RER	Ene. 2013	C.H. Chancay	19.2
RER	Ene. 2013	C.H. Pizarra	18
RER	Abr. 2013	Central Eólica Marcona	32
RER	Oct. 2013	Central Eólica Talara	30
RER	Oct. 2013	Central Eólica Cupisnique	80
RER	Dic. 2013	C.H. Manta	20
RER	Dic. 2014	C.H. Runatullu III	20
RER	Ene. 2015	C.S. Moquegua FV	16
RER	Ene. 2015	C.H. 8 de Agosto	19
RER	Ene. 2015	C.H. El carmen	8.4
RER	Ene. 2015	C.E. Parque Eólico Tres Hermanas	90
RER	Ene. 2015	C.H. Canchaylo	3.73
RER	Ene. 2015	C.H. Huatziroki	11.08
RER	Ene. 2015	C.H. Renovandes H1	20

Cabe mencionar que para los casos donde no se tuvo información por parte de las empresas propietarias de los proyectos, la entrada en operación se validó con la supervisión de contratos que realiza la unidad de post-privatización de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Osinergmin.

En el caso de la C.H. Santa Teresa se ha recibido repuesta, donde la empresa señala que la puesta en operación comercial sería en Mayo de 2014, sin embargo precisa que se encuentra sujeto a la entrada en operación de la línea L.T. 220 kV Machupichu-Abancay-Cotaruse.

Como variante, a la forma de cómo se modeló a las centrales de ciclo combinado de Chilca y Kallpa en la fijación 2012, en el presente estudio se vio por conveniente disgregar a cada unidad de forma que reflejen la operación real, en tanto cuando se modela como una sola unidad, se asume que las horas de mantenimiento afecta a todo el conjunto, es decir todas las unidades salen fuera de servicio lo que resulta poco probable.

Tanto para Kallpa como para Enersur se han considerado lo publicado por el COES para la programación de la operación diaria del día 30 de Diciembre, se ha seleccionado los siguientes tipos de operación la operación: CCOMB TG1 – GAS, CCOMB TG2 - GAS, CCOMB TG3 - GAS, y en el caso de la potencia efectiva se ha ajustado de forma que la suma concuerde con la potencia efectiva del conjunto, ello se realizó en forma proporcional conforme se puede observar en la hoja "CV" del archivo "cuadros 2013.xls" de la carpeta "A Datos del Modelo" que se adjunta al presente informe.

El programa de obras de transmisión que se muestra en el Cuadro No 4.4 ha sido elaborado teniendo en cuenta los proyectos enviados por parte de las empresas de transmisión, información del Subcomité de transmisores y a aquellos que están sujetos a supervisión por parte del Osinergmin.

Cuadro No 4.4
PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISION 2012-2015 DEL SEIN

Fecha de Ingreso	PROYECTO
Ene. 2012	L.T. 220 kV Huallanca -Conococha doble circuito
Ago. 2012	Repotenciación de la LT 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 152 MVA a 180 MVA
May. 2012	LT 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo (2do Circ.)
Ago. 2012	S.E. Chiclayo Oeste Ampliación de la capacidad del Transformador de 220/60/10 kV - 100/100/30 MVA
Ago. 2012	S.E. Huacho Transformador 220/66/10 kV - 50/50/25 MVA (Amp.) incluye LT 220kV Zapallal - Paramonga Nueva
Ago. 2012	S.E. Gaudalupe Ampliación de la capacidad del Transformador 220/60/10 kV - 50/50/25 MVA
Feb. 2013	LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo
Set. 2012	LT 220 kV Piura Oeste - Talara (2do Circ.)
Dic. 2012	LT 500kV Zapallal - Chimbote - Trujillo
May. 2012	Repotenciación de la LT 220 kV Pomacocha - Pachachaca 152 MVA a 250 MVA
Feb. 2013	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la LT 220 kV Pachachaca – Oroya Nueva de 152 MVA a 250 MVA
Mar. 2013	S.E. Chilca Nueva Resistencia de Neutro en el Transformador
Mar. 2013	Reactor Serie Chilca entre las SS.EE. Chilca Nueva - Chilca REP
Jul. 2013	LT 220 kV Tintaya - Socabaya (doble circ.)
Jul. 2013	LT 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo
Oct. 2013	LT 220 kV Planicie - Los Industriales (doble circ.)
Oct. 2013	S.E. Los Industriales 220/60 10 kV - LDS
Nov. 2013	LT 500 kV Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias
Jun. 2014	L.T. 220 kV Machupicchu-Abancay-Cotaruse
May. 2013	Repotenciación de la L.T. 220 kV Ventanilla – Zapallal de 304 MVA a 540 MVA
Ago. 2013	L.T. 220 kV San Juan Chilca de 350 MVA (cuarto circuito).
Set. 2013	Repotenciación de la L.T.138 kV Paragsha II – Huánuco de 45 MVA a 75 MVA
Ene.2014	L.T. 220 kV Ventanilla – Chavarría de 180 MVA (cuarto circuito).

En la carpeta “A Datos del Modelo” adjunta al informe se encuentra el archivo Excel “Cuadros 2013.xls”, donde se podrá apreciar con mayor detalle la fuente información que sustenta a cada proyecto.

4.3 BALANCE OFERTA – DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En el Cuadro No 4.5 se muestra el balance oferta-demanda de potencia para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional considerando la potencia efectiva de las unidades en servicio y la proyección de la demanda correspondientes al período del estudio. El superávit anual resultante oscila entre ¡Error! Marcador no definido.46.7% y 29.6%.

Cuadro No 4.5
BALANCE OFERTA-DEMANDA ANUAL DE POTENCIA DEL SEIN
(MW)

DESCRIPCION	2012	2013	2014	2015
C.H. Mantaro	670.7	670.7	670.7	670.7
C.H. Restitución	215.4	215.4	215.4	215.4
C.H. Huinco	247.3	247.3	247.3	247.3
C.H. Matucana	128.6	128.6	128.6	128.6
C.H. Callahuanca	80.4	80.4	80.4	80.4
C.H. Moyopampa	66.1	66.1	66.1	66.1
C.H. Huampaní	30.2	30.2	30.2	30.2
C.H. Yanango	42.6	42.6	42.6	42.6
C.H. Chimay	150.9	150.9	150.9	150.9
C.H. Huanchor	19.6	19.6	19.6	19.6
C.H. Cahua	43.1	43.1	43.1	43.1
C.H. Pariac	5.0	5.0	5.0	5.0
C.H. Gallito Ciego	38.1	38.1	38.1	38.1
C.H. Misapuquio	3.9	3.9	3.9	3.9
C.H. San Antonio - San Ignacio	1.0	1.0	1.0	1.0
C.H. Huayllacho	0.2	0.2	0.2	0.2
C.H. Carhuaquero	110.8	110.8	110.8	110.8
C.H. Cañón del Pato	263.5	263.5	263.5	263.5
C.H. Yaupi	112.7	112.7	112.7	112.7
C.H. Malpaso	48.0	48.0	48.0	48.0
C.H. Pachachaca	9.7	9.7	9.7	9.7
C.H. Oroya	9.5	9.5	9.5	9.5
C.H. Yuncán	136.8	136.8	136.8	136.8
C.H. Santa Rosa I (1)	1.0	1.0	1.0	1.0
C.H. Charcani I	1.7	1.7	1.7	1.7
C.H. Charcani II	0.6	0.6	0.6	0.6
C.H. Charcani III	4.6	4.6	4.6	4.6
C.H. Charcani IV	15.3	15.3	15.3	15.3
C.H. Charcani V	144.6	144.6	144.6	144.6
C.H. Charcani VI	8.9	8.9	8.9	8.9
C.H. Machupicchu	88.8	88.8	88.8	88.8
C.H. Aricota I	22.5	22.5	22.5	22.5
C.H. Aricota II	12.4	12.4	12.4	12.4
C.H. San Gabán II	113.1	113.1	113.1	113.1
C.H. Curumuy (1)	12.5	12.5	12.5	12.5
C.H. Poechos I (1)	15.4	15.4	15.4	15.4
C.H. Santa Cruz I	7.0	7.0	7.0	7.0
C.H. Santa Rosa II (1)	1.7	1.7	1.7	1.7
C.H. Poechos II	10.0	10.0	10.0	10.0
C.H. Santa Cruz II	7.4	7.4	7.4	7.4
C.H. Roncador	3.5	3.5	3.5	3.5
C.H. Platanal	217.4	217.4	217.4	217.4
C.H. la Joya	9.6	9.6	9.6	9.6
C.H. Pumamarca	1.8	1.8	1.8	1.8

DESCRIPCION	2012	2013	2014	2015
C.H. Huanza		90.5	90.5	90.5
C.H. Machupicchu, segunda etapa			99.9	99.9
C.H. Santa Teresa (Cuzco)			90.7	90.7
C.H. Cheves (Huaura-Lima)			168.0	168.0
C.H. Quitaracsa			112.0	112.0
C.H. Angel I, II, III				60.0

Continuación del Cuadro No 4.5
BALANCE OFERTA-DEMANDA ANUAL DE POTENCIA DEL SEIN
(MW)

DESCRIPCION	2012	2013	2014	2015
Turbo Gas Natural Malacas 1	13.1	13.1	13.1	13.1
Turbo Gas Natural Malacas 2	15.0	15.0	15.0	15.0
Turbo Gas Natural Malacas 4	90.3	90.3	90.3	90.3
Turbo Gas de Chimbote	20.2	20.2	20.2	20.2
Turbo Gas de Piura con D2	16.8	16.8	16.8	16.8
Grupos Diesel de Piura	8.0	8.0	8.0	8.0
Grupos Diesel de Chiclayo	10.2	10.2	10.2	10.2
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	52.0	52.0	52.0	52.0
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	107.1	107.1	107.1	107.1
Turbo Vapor de Shougesa	61.7	61.7	61.7	61.7
G. Diesel Shougesa	1.2	1.2	1.2	1.2
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	84.9	84.9	84.9	84.9
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	85.4	85.4	85.4	85.4
G. Diesel Tumbes Nueva 1 y 2	16.3	16.3	16.3	16.3
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	237.2	237.2	237.2	237.2
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	10.0	10.0	10.0	10.0
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	225.8	225.8	225.8	225.8
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	12.0	12.0	12.0	12.0
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	53.1	53.1	53.1	53.1
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	187.7	187.7	187.7	187.7
Turbo Gas Natural Chilca TG1	171.5	171.5	171.5	171.5
Turbo Gas Natural Chilca TG2	170.3	170.3	170.3	170.3
Turbo Gas Natural Chilca TG3	194.2	194.2	194.2	194.2
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	193.5	193.5	193.5	193.5
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	192.9	192.9	192.9	192.9
Turbo Gas Natural Santa Rosa	199.8	199.8	199.8	199.8
Turbo Gas Natural Las Flores	192.8	192.8	192.8	192.8
Grupos Diesel Emergencia 1	62.1	62.1	62.1	62.1
Taparachi GD N° 1 al N° 4	4.3	4.3	4.3	4.3
Bellavista GD N° 1 al N° 2	3.5	3.5	3.5	3.5
Chilina GD N° 1 y N° 2	10.2	10.2	10.2	10.2
Chilina Cido Combinado	15.8	15.8	15.8	15.8

DESCRIPCION	2012	2013	2014	2015
Chilina TV N° 2	6.2	6.2	6.2	6.2
Chilina TV N° 3	10.2	10.2	10.2	10.2
Mollendo I GD	29.8	29.8	29.8	29.8
Ilo 1 TV N° 2	0.0	0.0	0.0	0.0
Ilo 1 TV N° 3	67.1	67.1	67.1	67.1
Ilo 1 TV N° 4	0.0	0.0	0.0	0.0
Ilo 1 TG N° 1	34.9	34.9	34.9	34.9
Ilo 1 TG N° 2	30.7	30.7	30.7	30.7
Ilo 1 GD N° 1	3.3	3.3	3.3	3.3
Ilo 2 TV Carbón N° 1	140.6	140.6	140.6	140.6
Turbo Gas Natural Indepen GN	23.0	23.0	23.0	23.0
Turbo Gas Natural Pisco GN	70.7	70.7	70.7	70.7
C.T. Paramonga	20.0	20.0	20.0	20.0
C.T. Oquendo	29.4	29.4	29.4	29.4
C.T. Emergencia de Mollendo	60.0	60.0	60.0	60.0
C.T. Emergencia de Piura	80.0	80.0	80.0	80.0
C.T. Tablazo de SDE Piura	30.0	30.0	30.0	30.0
Conversión a ciclo combinado de C.T. Kallpa	857.4	857.4	857.4	857.4
C.T. Fenix CC		534.0	534.0	534.0
Conversión a ciclo combinado de C.T. Chilca I	811.1	811.1	811.1	811.1
C.T. Reserva Fría de Talara - TG5		183.0	183.0	183.0
C.T. Reserva Fría de ILO		460.0	460.0	460.0
C.T. Santo Domingo de Olleros		197.6	197.6	197.6
C.T. Reserva Fría de Planta Eten			214.0	214.0

OFERTA SEIN	7,047.4	8,512.6	9,197.2	9,257.2
DEMANDA	5,354.6	5,802.0	6,505.8	7,143.6
SUPERAVIT / DEFICIT	1,692.9	2,710.5	2,691.4	2,113.6
	31.6%	46.7%	41.4%	29.6%

5 COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TERMICAS

5.1 COSTOS DE COMBUSTIBLES

Para cada combustible líquido se consideró el menor precio entre el de referencia calculado por el OSINERGMIN y el del mercado interno (PETROPERU). Los precios utilizados se muestran el Cuadro No 5.1.