

000012

4 PROGRAMA DE OBRAS

4.1 PARQUE GENERADOR EXISTENTE

Las centrales hidráulicas existentes en el SEIN, se muestran en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

CUADRO No. 4.1
CENTRALES HIDRAULICAS EXISTENTES DEL SEIN

Central	Potencia Efectiva (MW)
Mantaro	670.7
Restitución	215.4
Huinco	247.3
Matucana	128.6
Callahuanca	80.4
Moyopampa	66.1
Huampaní	30.2
Yanango	42.6
Chimay	150.9
Huanchor	19.6
Cahua	43.1
Pariac	5.0
Gallito Ciego	38.1
Misapuquio	3.9
San Antonio - San Ignacio	1.0
Huayllacho	0.2
Carhuaquero	110.8
Cañón del Pato	263.5
Yaupi	112.7
Malpaso	48.0
Pachachaca	9.7
Oroya	9.5
Yuncán	136.8
Santa Rosa I (1)	1.0
Charcani I	1.7
Charcani II	0.6
Charcani III	4.6
Charcani IV	15.3
Charcani V	144.6
Charcani VI	8.9
Machupicchu	88.8
Aricota I	22.5
Aricota II	12.4
San Gabán II	113.1
Curumuy (1)	12.5
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

000013

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) Estas Centrales no forman parte 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 TERMOELÉCTRICAS EXISTENTES

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Específico Und./kWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	EEPSA	13.1	Gas Natural	17.632
Turbo Gas Natural Malacas 2	EEPSA	15.0	Gas Natural	15.811
Turbo Gas Diesel Malacas 2	EEPSA	15.0	Diesel N° 2	0.354
Turbo Gas Natural Malacas 4	EEPSA	90.3	Gas Natural	12.417
		102.7	Gas Natural y Agua	13.285
Turbo Gas de Chimbote	DEI EGENOR	19.3	Diesel N° 2	0.354
Turbo Gas de Piura con R6	DEI EGENOR	16.8	Diesel N° 2	0.422
Grupos Diesel de Piura	DEI EGENOR	8.0	Diesel N° 2	0.244
Grupos Diesel de Chiclayo	DEI EGENOR	18.1	Diesel N° 2	0.252
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	EDEGEL	52.0	Gas Natural	12.763
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	EDEGEL	123.9	Gas Natural	11.595
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	61.7	Residual N° 500	0.310
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	Diesel N° 2	0.220

000014

Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	TERMOSELVA	88.4	Gas Natural	11.249
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	TERMOSELVA	87.0	Gas Natural	11.344
G. Diesel Tumbes Nueva 1	ELECTROPER U	8.0	Residual N° 6	0.217
G. Diesel Tumbes Nueva 2	ELECTROPER U	8.3	Residual N° 6	0.202
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	225.1	Gas Natural	6.798
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	13.7	Gas Natural	7.145
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	228.0	Gas Natural	6.763
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	18.4	Gas Natural	7.038
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	EDEGEL	53.1	Gas Natural	11.876
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	KALLPA	189.9	Gas Natural	10.243
Turbo Gas Natural Chilca TG1	ENERSUR	171.5	Gas Natural	9.704
Turbo Gas Natural Chilca TG2	ENERSUR	170.3	Gas Natural	9.876
Turbo Gas Natural Chilca TG3	ENERSUR	194.2	Gas Natural	10.282
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	KALLPA	193.5	Gas Natural	10.154
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	KALLPA	197.8	Gas Natural	10.081
Turbo Gas Natural Santa Rosa	EDEGEL	199.8	Gas Natural	9.880
Turbo Gas Natural Las Flores	EGENOR	198.4	Gas Natural	10.084
Grupos Diesel Emergencia 1	ELECTROPER U	62.1	Diesel N° 2	0.221
Taparachi GD N° 1 al N° 4	SAN GABAN	4.3	Diesel N° 2	0.233
Bellavista GD N° 1 al N° 2	SAN GABAN	3.5	Diesel N° 2	0.264
Chilina GD N° 1 y N° 2	EGASA	10.1	Mezcla2 R500,D2	0.213
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	15.8	Diesel N° 2	0.293
Chilina TV N° 2	EGASA	6.2	Residual N° 500	0.398
Chilina TV N° 3	EGASA	10.2	Residual N° 500	0.403
Mollendo I GD	EGASA	29.8	Residual N° 500	0.211
Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	0.0	Residual N° 500	0.269
Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	67.6	Vapor+Res N° 500	0.279
Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	61.4	Residual N° 500	0.267
Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34.9	Diesel N° 2	0.254

Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	30.7	Diesel N° 2	0.252
Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3.3	Diesel N° 2	0.237
Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENERSUR	140.6	Carbón	0.370
GD Calana - GN	EGESUR	23.0	Gas Natural	8.620
Turbo Gas Natural Mollendo II con GN	EGASA	68.9	Gas Natural	12.281
C.T Paramonga	Agroindustrial Paramonga	20.0	Gas Natural	
C.T. Oquendo	SDF	29.4	Gas Natural	
Total		3 286.9		

Notas :

GD : Grupos Diesel.
Turbinas a

TV : Vapor.

TG : Turbinas de Gas operando con Diesel N° 2.

Und.: Kg. para el Diesel N°2 y el PIAV. MBtu para el Gas Natural.
Composición de Residual N° 6 (85%) y Diesel N°

Mezcla1 R6,D2 : 2 (15%)

Mezcla2 R500,D2 : Composición de Residual N° 500 (90%) y Diesel N° 2 (10%)

La principal base de referencia utilizada para el parque existente es la información recibida de las empresas generadoras. Se han incluido los retiros, repotenciones 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 2011-2014 DEL SEIN

PROYECTOS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

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
	Feb-2013	CH Huanza	91

000016

PROYECTOS CENTRALES TERMoeLECTRICAS

EMPRESA	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
SDE	Feb 2012	CT Tablazo	29.0
ILLAPU	Feb 2012	Central Cogeneración	15.0
ELECTROPERU	May 2012	Central de Emergencia Mollendo	60.0
ELECTROPERU	Jun 2012	Central Emergencia Piura	80.0
KALLPA	Set 2012	CC Kallpa	854.0
FENIX POWER	Mar 2013	Fénix	521.5
EEPSA	May 2013	CT de Reserva Piura	183.0
COBRA	May 2013	CT de Reserva Cobra (Eten)	200.0
TERMOCHILCA	Ago 2013	Sto. Domingo de Olleros	197.6
ENERSUR	Ago 2013	CC Chilca	804.6
ENERSUR	Set 2013	Reserva Fria Ilo	568.0

PROYECTOS DE ENERGIA RENOVABLE Y PEQUEÑAS CCHH

	FECHA	CENTRAL	POTENCIA (MW)
RER	Nov 2011	CT Huaycoloro (Biomasa)	4
RER	Marzo 2011	CH Purmacana	2
RER	Marzo 2012	CH Huasahuasi I (*)	10
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	Abril 2012	CH Huasahuasi II	10
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

(*) 5 MW ingresaron en enero 2012

El programa de obras de transmisión que se muestra en el Cuadro No 4.4 ha sido elaborado tomando en cuenta la información presentada por el Subcomite de Transmisores del COES en su propuesta para la fijación tarifaria Mayo 2012.

Cuadro No 4.4 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISION 2012-2014 DEL SEIN

000017

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Ene 2012	L.T. Huallanca -Conococha 220 kV doble circuito
Feb 2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Feb 2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Oroya Nueva - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Mar-2012	Adecuación de SS.EE. Chavarría, San Juan, Ventanilla, Santa Rosa, Zapallal
Abr-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 152 MVA a 180 MVA.
Abr-2012	L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito).
Set-2012	L.T. Zapallal -Chimbote -Trujillo 500 kV
Set-2012	L.T. Piura Oeste -Talara 220 kV (2) Segundo Circuito
Set-2012	L.T. Pomacocha Carhuamayo 220 kV
Set-2012	S.E Chiclayo Oeste: Ampliación de la capacidad de transformación, instalación de un transformador 220/60/10/0.38 kV 100/100/30 MVA
Set-2012	S.E.Huacho: Ampliación de la capacidad de Transformación instalación de un transformador 220/60/10/kV 50/50/25 MVA. Incluye la conexión de la L.T Zapallal paramonga Nueva en la S.E Huacho
Oct-2012	S.E Guadalupe: Ampliación de la capacidad de transformación, instalación de un transformador 220/60/10/kV 50/50/25 MVA
Oct-2012	Resistencia de neutro en el transformador de la S.E. Chilca Nueva
Dic-2012	S.E. Industriales Nueva 220/60 180 MVA – LDS
Dic-2012	L.T. 220 kV Alimentación a la S.E.Industriales (XLPE 1200 mm ² 0.5 km) Luz del Sur
Dic-2012	L.T. La Planicie -Industriales (Doble Terna) 220 kV
Mar 2013	Reactor en serie entre las SS.EE Chilca nueva y Chilca REP
Abr 2013	Tintaya-Socabaya 220 kV (doble circuito) y subestaciones asociadas
Ago 2013	L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo y SS.EE. Asociadas
Dic 2013	L.T. 500 kV -Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias
Ene 2014	L.T. 220 kV -Cajamarca Norte - Carhuaquero
Ene 2014	L.T. 220 kV -Onocora - Tintaya
Ene 2014	L.T. 220 kV Machupicchu -Quencoro-Onocora y SS.EE asociadas

No se ha considerado la LLTT 220 KV Machu Picchu-Abancay –Cotarusi por no contar con las autorización del INC porque la ruta atravesaría una zona reserva arqueológica importante. Igualmente no se ha considerado la LLTT 500 KV Mantaro-Socabaya-Montalvo, proyecto que no va por falta de financiamiento.

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 y la no existencia de restricciones operativas. El superávit anual resultante oscila entre 53.5% y 25.9%.

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

DESCRIPCION	2011	2012	2013	2014
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. 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	12.5	12.5	12.5	12.5
C.H. Poechos I	15.4	15.4	15.4	15.4
C.H. Santa Rosa I y II	2.7	2.7	2.7	2.7
C.H. Poechos II	10.0	10.0	10.0	10.0
C.H. Santa Cruz	14.4	14.4	14.4	14.4
C.H. La Joya	9.6	9.6	9.6	9.6
C.H. Platanal	217.4	217.4	217.4	217.4
CH Roncador (1)	3.5	3.5	3.5	3.5
C.H. Purmacana	1.8	1.8	1.8	1.8
C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA			90.0	90.0
CH Las Pizarras			18.0	18.0
CH Huanza			90.5	90.5
CC.HH Angel (I,II y III)			60.0	60.0
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 Natural Malacas 4 B	102.7	102.7	102.7	102.7
Turbo Gas de Chimbote	19.3	19.3	19.3	19.3
Turbo Gas de Piura con R6	16.8	16.8	16.8	16.8
Grupos Diesel de Piura	8.0	8.0	8.0	8.0
Grupos Diesel de Chiclayo	18.1	18.1	18.1	18.1
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	52.0	52.0	52.0	52.0
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	123.9	123.9	123.9	123.9
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	88.4	88.4	88.4	88.4
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	87.0	87.0	87.0	87.0
G. Diesel Tumbes Nueva 1	8.0	8.0	8.0	8.0
G. Diesel Tumbes Nueva 2	8.3	8.3	8.3	8.3
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	225.1	225.1	225.1	225.1
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	13.7	13.7	13.7	13.7
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	228.0	228.0	228.0	228.0
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	18.4	18.4	18.4	18.4
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	53.1	53.1	53.1	53.1
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	189.9	0.0	0.0	0.0
Turbo Gas Natural Chilca TG1	171.5	171.5	0.0	0.0
Turbo Gas Natural Chilca TG2	170.3	170.3	0.0	0.0
Turbo Gas Natural Chilca TG3	194.2	194.2	0.0	0.0
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	193.5	0.0	0.0	0.0
Turbo Gas Natural Santa Rosa	199.8	199.8	199.8	199.8
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	10.1	10.1	10.1	10.1
Chilina Ciclo Combinado	15.8	15.8	15.8	15.8
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	67.6	67.6	67.6	67.6
Ilo 1 TV N° 4	61.4	61.4	61.4	61.4
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
GD Calana – GN	23.0	23.0	23.0	23.0
Turbo Gas Natural Mollendo II con GN	68.9	68.9	68.9	68.9
C.T. Oquendo	29.4	29.4	29.4	29.4
Grupos Diesel Emergencia 1	62.1	0.0	0.0	0.0
C.T. Las Flores	198.4	198.4	198.4	198.4
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	197.8	0.0	0.0	0.0
C.T. Paramonga	20.0	20.0	20.0	20.0
C.T. Tablazo		29.0	29.0	29.0
CC Kallpa		854.0	854.0	854.0
CC Chilca			804.6	804.6
Central de Emergencia Mollendo		60.0		
CT de Reserva Piura			183.0	183.0
CT de Reserva Cobra (Eten)			200.0	200.0
Sto. Domingo de Olleros			197.6	197.6
Fénix			521.5	521.5
Reserva Fria Ilo			568.0	568.0
CT Emergencia Piura		80.0	80.0	

OFERTA SEIN	6,420.7	6,800.3	8,937.7	8,857.7
DEMANDA	4,961.2	5,400.7	5,823.2	6,502.9
SUPERAVIT / DEFICIT	1,459.5	1,399.6	3,114.5	2,354.8
	29.4%	25.9%	53.5%	36.2%

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.

Cuadro No 5.1
PRECIO BASE COMBUSTIBLES LIQUIDOS DEL SEIN