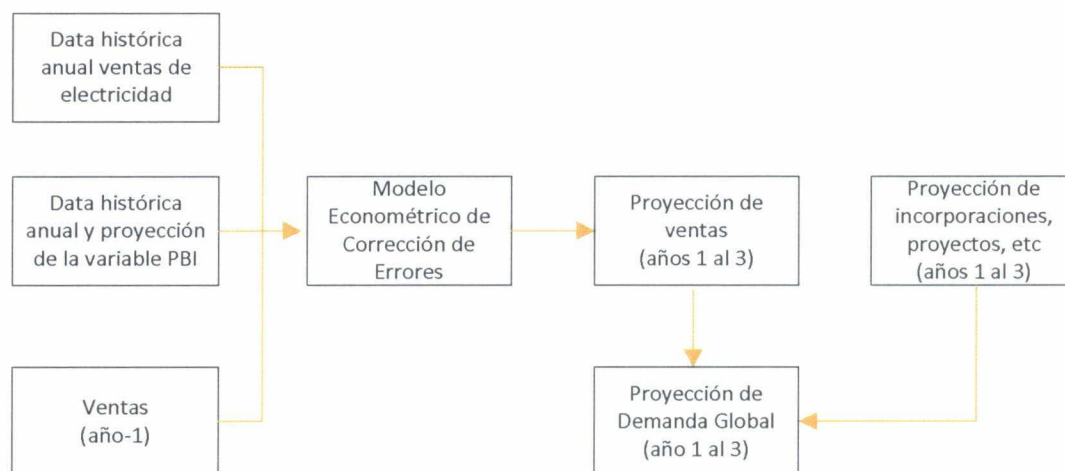


5. Proyección de la Demanda del SEIN

5.1. METODOLOGÍA

Para el año 2013, se contó con información histórica del 2013 y para la proyección de los demás años se aplicó un modelo econométrico de corrección de errores. La metodología aplicada se ilustra en el esquema siguiente:



Esquema 5.1

Por consiguiente, se utilizó como año base, el año 2013 tal como se indica en el cuadro siguiente:

Cuadro 5.1

Año	Secuencia	Fórmula
2013	Demanda global del SEIN.	$V_{2013} = D_{2013} - k_{2013}$
2014	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2014/Año2013) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2014. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2014} = \exp(\ln(V_{2014}) + \Delta \ln(2014/2013))$ $D_{2014} = V_{2014} + k_{2014}$
2015	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2015/Año2014) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2015. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2015} = \exp(\ln(V_{2015}) + \Delta \ln(2015/2014))$ $D_{2015} = V_{2015} + k_{2015}$
2016	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2016/Año2015) obtenido del Modelo Econométrico a las	$V_{2016} = \exp(\ln(V_{2016}) + \Delta \ln(2016/2015))$

	ventas del año 2016. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$D_{2016} = V_{2016} + k_{2016}$
--	--	----------------------------------

Donde:

$D_{2013-2016}$: Demanda Global años 2013 a 2016
$V_{2013-2016}$: Ventas de los años 2013 a 2016
$K_{2013-2016}$: Pérdidas, incorporaciones, grandes cargas, proyectos, etc. (años 2013 a 2016).
$\Delta \ln$: Crecimientos en diferencias de logaritmos anuales.

En el Anexo B, se muestra la metodología desarrollada por la Consultora Monenco AGRA, la proyección de la demanda global y su representación por barras para el modelo Perseo.

Cabe precisar que la metodología Monenco incluye en las ventas globales proyectadas los proyectos de cargas especiales menores a 15 MW.

5.2. APLICACIÓN

Para la estimación de la demanda del SEIN se utiliza igual procedimiento que el aplicado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria de mayo 2013, que incluye:

- Considerar la demanda del año menos uno como valor ejecutado.
- Utilizar para los años subsiguientes el modelo Econométrico de correcciones de errores como se explica más adelante.

Se ha tomado en consideración las comunicaciones de diversos agentes del mercado eléctrico para la determinación de los proyectos de demanda que ingresarán durante el periodo de estudio (Mayo 2013 – Abril 2016). A continuación se describe los principales proyectos.

Cuadro 5.2

Incrementos de Potencia	Unidad	2 013	2 014	2 015	2 016
Expansión de la concentradora Cuajone	MW			17	
Expansión de la concentradora Toquepala	MW		8	72	
Proyecto Tía María	MW			10	67
Proyecto Constancia	MW		62	25	
Ampliación Quimpac	MW	14	11		
Ampliación Brocal	MW		39	6	
Proyecto Toromocho	MW		114	38	

Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	MW			332	74
Proyecto Bambas	MW		11	139	
Potencia Acumulada	MW	14	269	908	1 049
Expansión de la concentradora Cuajone	MW			17	17
Expansión de la concentradora Toquepala	MW		8	80	80
Proyecto Tía María	MW			10	77
Proyecto Constancia	MW		62	87	87
Ampliación Quimpac	MW	14	25	25	25
Ampliación Brocal	MW		39	45	45
Proyecto Toromocho	MW		114	152	152
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	MW			332	406
Proyecto Bambas	MW		11	150	150

Cuadro 5.3

	Unidad	2 013	2 014	2 015	2 016
Energía	GW.h		905	2 877	4 151
Expansión de la concentradora Cuajone	GW.h			141	71
Expansión de la concentradora Toquepala	GW.h		67	333	333
Proyecto Tía María	GW.h			83	320
Proyecto Constancia	GW.h		217	305	305
Ampliación Quimpac	GW.h		142	183	183
Ampliación Brocal	GW.h		152	316	316
Proyecto Toromocho	GW.h		300	599	599
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	GW.h			580	1 419
Proyecto Bambas	GW.h		21	337	606

5.3. RESULTADOS

Las ventas de energía obtenidas se muestran en el Cuadro N° 5.4.

Cuadro N° 5.4

Año	PBI (S/. 1994)	%	Ventas (GW.h)	%
2013	250 517	5.0%	26 119	5.7%
2014	264 797	5.7%	27 933	6.9%
2015	280 685	6.0%	29 798	6.7%
2016	297 526	6.0%	31 745	6.5%

NOTA: El crecimiento del PBI para el periodo 2013-2014 se ha tomado del Cuadro 4 del Reporte de Inflación – Diciembre 2013 publicado por el Banco Central de Reserva del Perú. Para el año 2016 se asumió el mismo crecimiento que el año 2015 al no haber otra referencia.

Asimismo, se ha determinado que la proyección de las ventas de energía en el SEIN está fundamentada por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \ln(\text{ventas}) &= c_0 + m_1 \cdot \ln(\text{Población}) + m_2 \cdot \ln(\text{PBI}) + m_3 \cdot \ln(\text{Tarifas}) \\ \ln(\text{Error}) &= \ln(\text{Ventas}) - (c_0 + m_1 \cdot \ln(\text{Población}) + m_2 \cdot \ln(\text{PBI}) + m_3 \cdot \ln(\text{Tarifas})) \\ D(\ln(\text{ventas})) &= d_0 + k_1 \cdot D(\ln(\text{PBI})) + k_2 \cdot D(\ln(\text{Ventas}(-2))) + k_3 \cdot \ln(\text{Error}(-1)) + \\ &\quad k_4 \cdot D(\text{DUMMY}_{92}) \end{aligned}$$

Para obtener la demanda global se adicionan las grandes cargas no consideradas en el modelo econométrico. En el Cuadro N° 5.5 se resumen los resultados del pronóstico para el período 2013-2016.

Cuadro N° 5.5

Año	Máxima Demanda Anual (MW)	Energía Anual (GW.h)	Factor de Carga Anual	Tasa de Crecimiento (%)	
				Potencia	Energía
2 012	5 291	37 321	80.3%		
2 013	5 575	39 669	81.2%	5.37%	6.29%
2 014	6 210	43 553	80.1%	11.39%	9.79%
2 015	6 920	48 608	80.2%	11.43%	11.61%
2 016	7 307	52 327	81.5%	5.59%	7.65%

5.4. PARQUE DE GENERACIÓN EXISTENTE

a) Centrales Hidráulicas

Las centrales hidráulicas existentes se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5.6

Ítem	Central	Potencia Efectiva (MW)
1	MANTARO	670.66
2	CAÑÓN DEL PATO	263.49
3	HUINCO ¹	217.34
4	PLATANAL	217.38
5	RESTITUCION	215.35
6	CHIMAY	150.9
7	CHARCANI V ²	129.62
8	YUNCAN	136.76
9	MATUCANA	128.58
10	SAN GABAN II	113.1
11	YAUPI	112.68
12	CARHUAQUERO	95.02
13	MACHUPICCHU I	88.8
14	MOYOPAMPA	66.13
15	MALPASO	48.02
16	CALLAHUANCA G 123	45.61
17	CAHUA	43.11
18	YANANGO	42.61
19	GALLITO CIEGO	38.15
20	CALLAHUANCA G-4	34.82
21	HUAMPANI	30.17
22	ARICOTA I	22.5
23	HUANCHOR	19.63
24	PIZARRAS	18.04
25	CHARCANI IV	15.3

Ítem	Central	Potencia Efectiva (MW)
26	ARICOTA II	12.4
27	CARHUAQUERO G4	10.07
28	POECHOS II	10
29	HUASAHUASI I	10
30	HUASAHUASI II	10
31	PACHACHACA	9.65
32	LA JOYA	9.6
33	OROYA	9.48
34	CHARCANI VI	8.95
35	SANTA CRUZ II	7.42
36	SANTA CRUZ I	6.96
37	CARHUAQUERO G5	5.71
38	PARIAC	4.95
39	CHARCANI III	4.58
40	YANAPAMPA	4.5
41	MISAPUQUIO	3.87
42	RONCADOR	3.48
43	CHARCANI I	1.73
44	SANTA ROSA II	1.7
45	SANTA ROSA I	1.02
46	CHARCANI II	0.6
47	SAN ANTONIO	0.58
48	SAN IGNACIO	0.42
49	HUAYLLACHO	0.19
50	TOTAL	3 105.82

¹ Huinco tiene 30 MW menos por RPF.

² Charcani V tiene 15 MW menos por RPF.

b) Centrales Térmicas

Cuadro N° 5.7

Centrales Térmicas	Propietario	Potencia Efectiva (MW)	Combustible	Consumo Específico
				Und/kWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	EEPSA	11.70	Gas Natural	13.7958
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	EEPSA	84.91	Gas Natural	11.3716
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	EEPSA	18.49	Gas Natural y Agua	11.8818
Turbo Gas de Chimbote	DEI EGENOR	19.61	Diesel N° 2	0.3517
Turbo Gas de Piura con D2	DEI EGENOR	17.86	Diesel N° 2	0.3961
Grupos Diesel de Piura	DEI EGENOR	8.20	Diesel N° 2	0.2529
Grupos Diesel de Chiclayo	DEI EGENOR	9.64	Diesel N° 2	0.2468
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	64.48	Residual N° 500	0.3168
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.24	Diesel N° 2	0.2200
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	TERMOSELVA	84.90	Gas Natural	11.7366
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	TERMOSELVA	85.45	Gas Natural	11.6917
G. Diesel Tumbes Nueva 1 y 2	ELECTROPERU	16.35	Residual N° 6	0.2095
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	227.99	Gas Natural	6.7410
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	20.39	Gas Natural	6.9549
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	217.01	Gas Natural	6.8396
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	19.61	Gas Natural	6.9861
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	EDEGEL	53.06	Gas Natural	12.3449
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6 con GN	EDEGEL	52.00	Gas Natural	12.6045
Turbo Gas Natural CC Chilca TG1	ENERSUR	270.38	Gas Natural	7.0761
Turbo Gas Natural CC Chilca TG2	ENERSUR	270.38	Gas Natural	7.0761
Turbo Gas Natural CC Chilca TG3	ENERSUR	270.38	Gas Natural	7.0761
Turbo Gas Natural CC Kallpa TG1	KALLPA	281.07	Gas Natural	7.0884
Turbo Gas Natural CC Kallpa TG2	KALLPA	286.56	Gas Natural	7.0242
Turbo Gas Natural CC Kallpa TG3	KALLPA	293.09	Gas Natural	6.9721
Turbo Gas Natural Santa Rosa	EDEGEL	199.83	Gas Natural	9.8801
Turbo Gas Natural Las Flores	EGENOR	192.85	Gas Natural	10.2365
Santo Domingo de los Olleros	TERMOCHILCA	209.04	Gas Natural	9.6785
CT Ilo 2 RF	ENERSUR	460.00	Diesel N° 2	0.2319
CT Malacas 3 unidad TG5	EEPSA	186.60	Diesel N° 2	0.2364
CT Bellavist	SAN GABAN	1.55	Diesel N° 2	0.3124
Chilina TV N° 2	EGASA	6.20	Mezcla2 R500,D2	0.3980
Chilina TV N° 3	EGASA	10.21	Residual N° 500	0.4028
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	15.75	Residual N° 500	0.2930
Chilina GD	EGASA	10.22	Vapor+Res N° 500	0.2125
Mollendo GD	EGASA	29.81	Residual N° 500	0.2107
Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	0.00	Diesel N° 2	0.0000
Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	66.39	Diesel N° 2	0.2119
Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	44.06	Diesel N° 2	0.2984
Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENERSUR	139.78	Carbón	0.3926
Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34.93	Diesel N° 2	0.2543
Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	30.72	Diesel N° 2	0.2519
Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3.28	Diesel N° 2	0.2037
Turbo Gas Natural Indepen GN	EGESUR	22.97	Gas Natural	9.0883
Turbo Gas Natural Pisco GN	EGASA	70.66	Gas Natural	12.0829
Tablazo	SDE PIURA	26.84	Gas Natural	14.0329
Total		4 450.35	-	-

Notas:

GD: Grupos Diesel

TV: Turbinas a vapor

TG: Turbinas de Gas operando con Diesel N° 2
kg para Diesel N° 2, Residual N° 500 y Carbón, MBTU para Gas

Und: Natural

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

C

C

5.5. PROGRAMA DE OBRAS

1. Generación

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 N° 5.8. En el Anexo D se adjunta copia de las comunicaciones de los agentes y empresas que avalan el programa adoptado.

Cuadro N° 5.8

Central	Fecha	Potencia (MW)
CT Sto. Domingo de los Olleros - CS	oct-13	209.0
Central Eólica Cupisnique - ENERGÍA EÓLICA	mar-14	80.0
Central Eólica Talara - ENERGÍA EÓLICA	mar-14	30.0
CH Huanza	mar-14	90.6
CT Fénix - CC completo	abr-14	556.8
Central Eólica Marcona - PARQUE EÓLICO MARCONA	abr-14	32.1
Rehabilitación CH Machupicchu	jul-14	99.9
CT La Gringa V (Biomasa)	ago-14	2.0
CH Santa Teresa I (*)	ene-15	98.1
CH Cheves I	ene-15	168.0
Parque Eólico Tres Hermanas - CONSORCIO TRES HERMANAS	ene-15	90.0
CH Manta	ene-15	19.8
CH Runatullu III	ene-15	20.0
CH Canchayllo	ene-15	3.7
CH Huatziroki I	ene-15	11.0
Reserva Fría de Generación - DUAL -Planta Puerto Maldonado	mar-15	18.0
Reserva Fría de Generación - DUAL -Planta Pucallpa	mar-15	40.0
CH Quitaracsa I	abr-15	112.0
Reserva Fría Planta Etén	jun-15	214.0
CH El Ángel III	jul-15	20.0
CH Tarucani	jul-15	49.0
CH Cerro del Águila	ene-16	525.0
CH Chancay	ene-16	19.0
CH 8 de Agosto	ene-16	19.0
CH El Carmen	ene-16	8.4
CH La Virgen	ene-16	64.0
CC Mollendo – Nodo Energético del Sur (Samay I)	may-16	500.0

Central	Fecha	Potencia (MW)
CH Chaglla	ago-16	406.0
CH Renovandes H1	ago-16	20.0
CH El Ángel I	dic-16	20.0
CH El Ángel II	dic-16	20.0

(*) Fecha de Ingreso coincidente con la L.T. 220 kV MachuPicchu - Abancay – Cotaruse.

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, y en algunos casos se llegó a un consenso con el Subcomité de Generadores para la determinación de las probables fechas de puesta en operación comercial de las centrales.

2. Transmisión

El programa de obras de transmisión que se muestra en el Cuadro No 5.9 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 N° 5.9

Ítem	Empresa	Proyecto	Fecha
1	ATS	LT 500 kV Chilca - Marcona - Ocoña - Montalvo 840 MVA y SSEE Asociadas	dic-13
2	LUZ DEL SUR	SE Los Industriales (Nueva) 220/60 kV - 180 MVA	ene-14
3	REP	Repotenciación de la LT 220 kV Piura Oeste - Talara (existente) de 152 MVA a 180 MVA	feb-14
4	TESUR	LT 220 kV Tintaya - Socabaya (doble circuito) 200 MVA y SSEE Asociadas	abr-14
5	REP	Nueva SE Reque 220 kV (antes llamada SE Chiclayo Sur)	abr-14
6	CTM	LT 500 kV Trujillo - La Niña 1400 MVA e instalaciones complementarias	Jun-14
7	ISA	Repotenciación de la LT 220 kV Paragsha - Vizcarra de 150 a 250 MVA (*)	oct-14
8	CTM	LT 220 kV Machupicchu - Abancay Nueva - Cotaruse (doble circuito) 500 MVA y SSEEAsociadas	ene-15
9	-	Repotenciación de la LT 138 kV Aguaytia - Pucallpa (*)	ene-15
10	REP	Instalación del 4to circuito LT Chilca - San Juan (L-2093) en 220 kV. (350 MVA)	mar-15
11	REP	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea 220 kV Ventanilla - Zapallal (L-2242/L2243) de 152 MVA a 270 MVA por terna	mar-15
12	REP	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría de 189 MVA (cuarto circuito)	mar-15
13	REP	Repotenciación de la LT 138 kV Paragsha II - Huanuco de 45 MVA a 75 MVA	abr-15
14	-	Repotenciación de la LT 220 kV Huanza - Carabayllo (*)	ene-16
15	-	LT 220 kV Azangaro - Juliaca - Puno y SSEE Asociadas (*)	ene-16
16	-	LT 220 kV Moquegua - Los Héroes (2do circuito) y Ampliación de la SE Los Héroes (**)	ene-16
17	COBRA	LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte (300 MVA) y LT 220 kV Cajamarca Norte - Caclic - Moyobamba (200 MVA)	may-16
18	ATN	LT 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y SSEE Asociadas	ago-16

Ítem	Empresa	Proyecto	Fecha
19	-	LT 220 kV La Planicie REP - Industriales	sep-16
20	CTM	LT 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo (*)	nov-16
21	-	Repotenciación de la LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca de 152 a 250 MVA (*)	ene-17
22	-	Repotenciación de la LT 220 kV Pomacocha - San Juan de 152 a 250 MVA (*)	ene-17
23	-	Repotenciación de la LT 220 kV Tingo Maria - Vizcarra - Conococha de 190 a 250 MVA (*)	-
24	-	Repotenciación de la LT 220 kV Trujillo - Cajamarca de 152 a 250 MVA (*)	-

(*) Nota: Líneas de Transmisión del Plan Vinculante de Transmisión 2013-2022 - Se consideraron en todo el periodo por aplicación del D.U. 049-2008.

(**) Se ha incluido considerando la Información Referencial para estudios de Pre-Operatividad del COES (Publicado 13-12-2013).

5.6. BALANCE OFERTA-DEMANDA DEL SEIN

En los cuadros siguientes 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 35.8% y 66.2%.

3. Centrales Hidráulicas

Cuadro N° 5.10

Ítem	Central	2013	2014	2015	2016
1	MANTARO	670.66	670.66	670.66	670.66
2	CAÑON DEL PATO	263.49	263.49	263.49	263.49
3	PLATANAL	217.38	217.38	217.38	217.38
4	HUINCO	217.34	217.34	217.34	217.34
5	RESTITUCION	215.35	215.35	215.35	215.35
6	CHIMAY	150.90	150.90	150.90	150.90
7	YUNCAN	136.76	136.76	136.76	136.76
8	CHARCANI V	129.62	129.62	129.62	129.62
9	MATUCANA	132.76	132.76	132.76	132.76
10	SAN GABAN II	113.10	113.10	113.10	113.10
11	YAUPI	112.68	112.68	112.68	112.68
12	CARHUAQUERO	95.02	95.02	95.02	95.02
13	MOYOPAMPA	66.13	66.13	66.13	66.13
14	MALPASO	48.02	48.02	48.02	48.02
15	CALLAHUANCA G 123	45.61	45.61	45.61	45.61
16	CAHUA	43.11	43.11	43.11	43.11
17	YANANGO	42.61	42.61	42.61	42.61
18	GALLITO CIEGO	38.15	38.15	38.15	38.15
19	CALLAHUANCA G-4	34.82	34.82	34.82	34.82
20	HUAMPANI	30.17	30.17	30.17	30.17
21	ARICOTA I	22.50	22.50	22.50	22.50
22	HUANCHOR	19.63	19.63	19.63	19.63
23	PIZARRAS	18.04	18.04	18.04	18.04
24	CHARCANI IV	15.30	15.30	15.30	15.30
25	ARICOTA II	12.40	12.40	12.40	12.40
26	CARHUAQUERO G4	10.07	10.07	10.07	10.07
27	POECHOS II	10.00	10.00	10.00	10.00
28	HUASAHUASI I	10.00	10.00	10.00	10.00
29	HUASAHUASI II	10.00	10.00	10.00	10.00
30	PACHACHACA	9.65	9.65	9.65	9.65
31	LA JOYA	9.60	9.60	9.60	9.60
32	OROYA	9.48	9.48	9.48	9.48
33	CHARCANI VI	8.95	8.95	8.95	8.95
34	SANTA CRUZ II	7.42	7.42	7.42	7.42
35	SANTA CRUZ I	6.96	6.96	6.96	6.96
36	CARHUAQUERO G5	5.71	5.71	5.71	5.71
37	PARIAC	4.95	4.95	4.95	4.95

Ítem	Central	2013	2014	2015	2016
38	CHARCANI III	4.58	4.58	4.58	4.58
39	YANAPAMPA	4.50	4.50	4.50	4.50
40	MISAPUQUIO	3.87	3.87	3.87	3.87
41	RONCADOR	3.48	3.48	3.48	3.48
42	CHARCANI I	1.73	1.73	1.73	1.73
43	SANTA ROSA II	1.70	1.70	1.70	1.70
44	SANTA ROSA I	1.02	1.02	1.02	1.02
45	CHARCANI II	0.60	0.60	0.60	0.60
46	SAN ANTONIO	0.58	0.58	0.58	0.58
47	SAN IGNACIO	0.42	0.42	0.42	0.42
48	HUAYLLACHO	0.19	0.19	0.19	0.19
49	MACHUPICCHU I	88.80	188.66	188.66	188.66
50	HUANZA		90.53	90.53	90.53
51	SANTA TERESA			98.10	98.10
52	QUITARACSA			112.00	112.00
53	CHEVES			168.00	168.00
54	CH MANTA			19.78	19.78
55	CH RUNATULLO III			20.00	20.00
56	CH HUATZIROKI I			11.00	11.00
57	TARUCANI			49.00	49.00
58	ANGEL III			20.00	20.00
59	CERRO DEL AGUILA				525.01
60	CH 8 DE AGOSTO				19.00
61	CH EL CARMEN				8.40
62	CHAGLLA				406.00
63	CH Renovandes H1				20.00
64	ANGEL II				20.00
65	ANGEL I				20.00
	Total	3 105.82	3 296.21	3 794.09	4 812.50

4. Centrales Térmicas

Cuadro N° 5.11

Ítem	Centrales Térmicas	Propietario	2013	2014	2015	2016
1	Turbo Gas Natural Malacas 1	EEPSA	11.70	11.70	11.70	11.70
2	Turbo Gas Natural Malacas 4 A	EEPSA	84.91	84.91	84.91	84.91
3	Turbo Gas Natural Malacas 4 B	EEPSA	18.49	18.49	18.49	18.49
4	Turbo Gas de Chimbote	DEI EGENOR	19.61	19.61	19.61	19.61
5	Turbo Gas de Piura con D2	DEI EGENOR	17.86	17.86	17.86	17.86

Ítem	Centrales Térmicas	Propietario	2013	2014	2015	2016
6	Grupos Diesel de Piura	DEI EGENOR	8.20	8.20	8.20	8.20
7	Grupos Diesel de Chiclayo	DEI EGENOR	9.64	9.64	9.64	9.64
8	Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	EDEGEL		121.02	121.02	121.02
9	Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	64.48	64.48	64.48	64.48
10	G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.24	1.24	1.24	1.24
11	Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	TERMOSELVA	84.90	84.90	84.90	84.90
12	Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	TERMOSELVA	85.45	85.45	85.45	85.45
13	G. Diesel Tumbes Nueva 1 y 2	ELECTROPERU	16.35	16.35	16.35	16.35
14	Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	227.99	227.99	227.99	227.99
15	Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	20.39	20.39	20.39	20.39
16	Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	EDEGEL	217.01	217.01	217.01	217.01
17	Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	EDEGEL	19.61	19.61	19.61	19.61
18	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	EDEGEL	53.06	53.06	53.06	53.06
19	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6 con GN	EDEGEL	52.00	52.00	52.00	52.00
20	Turbo Gas Natural CC Chilca TG1	ENERSUR	270.38	270.38	270.38	270.38
21	Turbo Gas Natural CC Chilca TG2	ENERSUR	270.38	270.38	270.38	270.38
22	Turbo Gas Natural CC Chilca TG3	ENERSUR	270.38	270.38	270.38	270.38
23	Turbo Gas Natural CC Kallpa TG1	KALLPA	281.07	281.07	281.07	281.07
24	Turbo Gas Natural CC Kallpa TG2	KALLPA	286.56	286.56	286.56	286.56
25	Turbo Gas Natural CC Kallpa TG3	KALLPA	293.09	293.09	293.09	293.09
26	Turbo Gas Natural Santa Rosa	EDEGEL	199.83	199.83	199.83	199.83
27	Turbo Gas Natural Las Flores	EGENOR	192.85	192.85	192.85	192.85
28	Santo Domingo de los Olleros	TERMOCHILCA	209.04	209.04	209.04	209.04
29	Ciclo Combinado Fenix	FENIX		556.80	556.80	556.80
30	CT Ilo 2 RF	ENERSUR	460.00	460.00	460.00	460.00
31	CT Malacas 3 unidad TG5	EEPSA	186.60	186.60	186.60	186.60
32	CT de Emergencia Cobra (Eten)	COBRA			214.00	214.00
33	CT de Emergencia Piura	ELECTROPERU				
34	CT Taparachi	SAN GABAN	3.93	3.93	3.93	3.93
35	CT Bellavist	SAN GABAN	1.55	1.55	1.55	1.55
36	Chilina TV N° 2	EGASA	6.20	6.20	6.20	6.20
37	Chilina TV N° 3	EGASA	10.21	10.21	10.21	10.21
38	Chilina Ciclo Combinado	EGASA	15.75	15.75	15.75	15.75
39	Chilina GD	EGASA	10.22	10.22	10.22	10.22

Ítem	Centrales Térmicas	Propietario	2013	2014	2015	2016
40	Mollendo GD	EGASA	29.81	29.81	29.81	29.81
41	Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	0.00	0.00	0.00	0.00
42	Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	66.39	66.39	66.39	66.39
43	Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	44.06	44.06	44.06	44.06
44	Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENERSUR	139.78	139.78	139.78	139.78
45	Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34.93	34.93	34.93	34.93
46	Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	30.72	30.72	30.72	30.72
47	Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3.28	3.28	3.28	3.28
48	RF Pucallpa	IEP			40.00	40.00
49	RF Puerto Maldonado	IEP			18.00	18.00
50	Turbo Gas Natural Indepen GN	EGESUR	22.97	22.97	22.97	22.97
51	Turbo Gas Natural Pisco GN	EGASA	70.66	70.66	70.66	70.66
52	Tablazo	SDE Piura	26.84	26.84	26.84	26.84
53	CC Mollendo	SAMAY I				500.00
Total			4 450.35	5 128.17	5 400.17	5 900.17

5. Resumen

Cuadro N° 5.12 Balance Oferta – Demanda (MW)

AÑO	2013	2014	2015	2016
Total Hidráulico	3 106	3 296	3 794	4 812
Total Térmico	4 450	5 128	5 400	5 900
Oferta SEIN	7 556	8 424	9 194	10 713
Demanda	5 575	6 210	6 920	7 307
Superávit / Déficit	1 981	2 214	2 274	3 406
	35.5%	35.7%	32.9%	46.6%