

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

$$\ln(\text{ventas}) = c_0 + m_1 \cdot \ln(\text{Población}) + m_2 \cdot \ln(\text{PBI}) + m_3 \cdot \ln(\text{Tarifas})$$

$$\ln(\text{Error}) = \ln(\text{Ventas}) - (c_0 + m_1 \cdot \ln(\text{Población}) + m_2 \cdot \ln(\text{PBI}) + m_3 \cdot \ln(\text{Tarifas}))$$

$$D(\ln(\text{ventas})) = d_0 + k_1 \cdot D(\ln(\text{PBI})) + k_2 \cdot D(\ln(\text{Ventas}(-2))) + k_3 \cdot \ln(\text{Error}(-1)) + k_4 \cdot D(\text{DUMMY}_{92})$$

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 2008-2011.

Cuadro No 3.3
PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SEIN
Período 2008-2011

Año	Demanda Anual MW	Energía Anual GWh	Factor de Carga Anual	Tasa de Crecimiento (%)	
				Potencia	Energía
2008	4291	29733	78.9%		
2009	4692	32256	78.5%	9.3%	8.5%
2010	5138	35302	78.4%	9.5%	9.4%
2011	5739	39779	79.1%	11.7%	12.7%

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)
Mantaro	650.5
Restitución	215.4
Huinco	247.3
Matucana	128.6
Callahuanca	80.4
Moyopampa	64.7
Huampaní	30.2
Yanango	42.6
Chimay	150.9
Huanchor	19.6
Cahua	43.1
Pariac (1)	5.0
Gallito Ciego	38.1
Misapuquio	3.9
San Antonio - San Ignacio	1.0
Huayllacho	0.2
Carhuaquero (2)	111.1
Cañón del Pato	263.5
Yaupi	110.2
Malpaso	48.0
Pachachaca	9.7
Oroya	9.5
Yuncán	136.8
Santa Rosa I	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	87.8
Aricota I	22.5
Aricota II	12.4
San Gabán II	113.1
Curumuy (3)	12.5
Poechos I (3)	15.4
Santa Rosa I y II (3)	2.8
Total	2,822.8

(1) Incluye el Repotenciamiento de la CH2 y CH3.

(2) Incluye la C.H. Carhuaquero G4.

(3) Estas Centrales no forman parte del COES.

En el Cuadro No 4.2 se muestra 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**

Descripción	Potencia Efectiva (MW)	Combustible	Consumo Especifico (Kg/kWh)	Consumo Especifico (BTU/KWh)
TG. Malacas 1 con GN	15.018	Gas Natural	16.114 (2)	16114
TG Malacas 2 con GN	15.038	Gas Natural	15.804 (2)	15804
TG Malacas 2 con Diesel	14.974	Diesel N° 2	0.354 (2)	14347
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	88.7	Gas Natural	12.116 (2)	12116
TG. Malacas 4 (con inyección de agua)	100.649	Gas Natural y Agua	12.412 (2)	12412
TG. Chimbote	41.241	Diesel N° 2	0.353	14307
TG. Trujillo	20.360	Diesel N° 2	0.342	13861
TG. Piura con R6	18.606	Residual N° 6	0.349	13644
GD. Piura	19.421	Residual N° 6	0.239	9355
GD. Chiclayo R6	24.391	Residual N° 6	0.254	9942
GD. Sullana	8.478	Diesel N° 2	0.251	10173
GD. Paita	5.805	Diesel N° 2	0.244	9889
TG. Santa Rosa UTI-5 – GN	53.426	Gas Natural	12.810	12810
TG. Santa Rosa UTI-6 – GN	52.585	Gas Natural	12.689	12689
TG. Santa Rosa WTG (con inyección de agua)	123.299	Gas Natural	11.430 (2)	11430
CC TG3+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	228.017	Gas Natural	6.765 (2)	6765
CC TG3+TV Ventanilla (con fuego adicional)	18.356	Gas Natural	6.765 (2)	6765
CC TG4+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	228.017	Gas Natural	6.765 (2)	6765
CC TG4+TV Ventanilla (con fuego adicional)	18.356	Gas Natural	6.765 (2)	6765
TV. San Nicolás	63.096	Residual N° 500	0.320	12207
GD. San Nicolás	1.233	Diesel N° 2	0.209	8471
TG1. Aguaytía	88.508	Gas Natural	11.097 (2)	11097
TG2. Aguaytía	88.084	Gas Natural	11.332 (2)	11332
GD. Tumbes Nueva MAK1	9.171	Residual N° 6	0.220	8611
GD. Tumbes Nueva MAK2	8.098	Residual N° 6	0.220	8602
GD. Yarinacocha – Wartsila	24.871	Residual N° 6	0.231	9042
TG. Chilca I - TG1	175.960	Gas Natural	9.797 (2)	9797
TG. Chilca I - TG2	174.530	Gas Natural	9.895 (2)	9895
TG. Kallpa - TG1	176.829	Gas Natural	10.074 (2)	10074
GD Taparachi N° 1 al N° 4	4.878	Diesel N° 2	0.233	9443
GD Bellavista N° 1 al N° 2	3.525	Diesel N° 2	0.242	9808
GD Chilina N° 1 y N° 2	10.410	Residual N°500 y Diesel N° 2 (1)	0.212	8138
Chilina Ciclo Combinado	16.697	Diesel N° 2	0.278	11267
Chilina TV 2	6.199	Residual N° 500	0.398	15182
Chilina TV 3	9.905	Residual N° 500	0.435	16594
GD Mollendo I	31.975	Residual N° 500	0.207	7896
TG Mollendo II con D2	73.202	Diesel N° 2	0.264	10700
GD Calana con R6	25.506	Residual N° 6	0.217	8494
Ilo 1 TV 2	0.009	Residual N° 500	0.319	12169
Ilo 1 TV 3	69.460	Vapor-Residual N° 500	0.198	6866
Ilo 1 TV 4	66.477	Residual N° 500	0.297	11330
Ilo 1 TG 1	34.737	Diesel N° 2	0.275	11145
Ilo 1 TG 2	32.479	Diesel N° 2	0.255	10335
Ilo 1 CATKATO	3.309	Diesel N° 2	0.200	8106
Ilo 2 TV Carbón N° 1	141.873	Carbón	0.361	8595
Total	2332.082			

(1) Composición R6: 90% y D2: 10%

(2) Consumo Especifico en BTU/MWh para el gas natural

Se ha tomado como base la información recibida de las empresas

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 corriente año.

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 adjuntan las cartas de los agentes y empresas que avalan el programa adoptado.

**Cuadro No 4.3
PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACION 2008-2010 DEL SEIN**

Fecha	Proyecto
Ene-2009	C.T. Oquendo (50 MW) – SDF
Mar-2009	C.H. La Joya (9.6 MW) – GEPESA
Nov-2009	Ampliación Presa Huangush Bajo (3.8 MMC) - ELECTROANDES
Jun-2009	C.H. Poechos II (10 MW) – SINERSA
Jul-2009	Traslado de las TG - C.T. Mollendo - gas natural (73 MW) - EGASA
Abr-2009	Traslado de la C.T. Calana - gas natural (23 MW) – EGESUR
Oct-2009	C.T. Chilca I - TG3 (193 MW) – ENERSUR
Nov-2009	C.H. Platanal (220 MW) – CELEPSA
Ene-2010	Central Santa Rosa II Tg8 ciclo abierto (188.6 MW) - EDEGEL
Jul-09	C.T. Kallpa TG2 Ciclo Simple (192.4 MW) – KALLPA
Jul-10	C.T. Kallpa TG3 Ciclo Simple (192.4 MW) – KALLPA
Mar-10	C.T. Las Flores (192.5 MW) – EGENOR

El programa de obras de transmisión que se muestra en el Cuadro No 4.4, ha sido elaborado tomando en cuenta la información remitida por las empresas transmisoras. En el Anexo D se adjunta las cartas correspondientes.

Cuadro No 4.4
PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISION 2008-2010 DEL SEIN

Fecha	Proyecto
Feb-2009	LT. Carhuaquero - Jaen 138 kV
May-2009	L.T. Tocache - Bellavista - 138 kV
Ene-2009	L.T. San Gabán - Masuko – Puerto Maldonado - 138 kV y 66 kV - ELSE
Feb-2009	Ampliación de Transformación de Marcona, Ica y Juliaca – REP
Jun-2009	Transformador los Industriales 220/60kV - LUZ DEL SUR

Proyectos Licitados por Prol inversión

Fecha	Proyecto	Capacidad por circuito (MVA)	No de circuitos	Capacidad Total (MVA)	No conductor es por fase	Longitud (km)	No meses
Mar-10	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220kV – REP	350	2	700	2	94	20
Oct-10	L.T. Carhuaquero - Corona 220 kV - ABENGOA	150	1	150	1	81	30
Oct-10	L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV – ABENGOA	240	2	480	1	230	30
Oct-10	L.T. Huallanca - Conococha 220 kV – ABENGOA	180	2	360	1	165	30
Oct-10	L.T. Conococha - Paragsha 220 kV – ABENGOA	180	1	180	1	174	30
Oct-10	L.T. Paragsha - Carhuamayo 220 kV – ABENGOA	150	2	300	1	42	30
Mar-11	L.T. Machupicchu - Cotaruse 220 kV – ISONOR	180	2	360	1	204	35
Mar-11	L.T. Mantaro - Caraveli - Montalvo 500 kV – ISONOR	300	2	600	2	761	35
Mar-11	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV – REP	1400	1	1400	2	94	32
Oct-10	Enlace Huallanca Existente - Huallanca Nueva 138 kV	100	1	100	1	1	30
Oct-10	Enlace 138 kV entre Carhuamayo 138 kV - Carhuamayo 220 Kv	100	1	100	1	36	30

No ha sido incluida en el programa de transmisión la L.T. Mantaro-Cotaruse-Socabaya, que permitiría el Reforzamiento de la Interconexión Centro-Sur del SEIN y que está prevista en el Plan Transitorio de Transmisión, debido a que a la fecha no se alcanzó un acuerdo para su ejecución entre el Consorcio Transmántaro y el Estado Peruano.

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 23.9% y 10.9%.

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

DESCRIPCION	2008	2009	2010	2011
C.H. Mantaro	650.5	650.5	650.5	650.5
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	64.7	64.7	64.7	64.7
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	116.6	116.6	116.6	116.6
C.H. Cañón del Pato	263.5	263.5	263.5	263.5
C.H. Yaupi	110.2	110.2	110.2	110.2
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	87.8	87.8	87.8	87.8
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	2.8	2.8	2.8	2.8
C.H. Poechos II		10.0	10.0	10.0
C.H. Platanal		220.0	220.0	220.0

DESCRIPCION	2008	2009	2010	2011
TG. Malacas 1 con GN	15.0	15.0	15.0	15.0
TG. Malacas 2 con GN	15.0	15.0	15.0	15.0
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	88.7	88.7	88.7	88.7
TG. Malacas 4 (con inyección de agua)	100.6	100.6	100.6	100.6
TG. Chimbote	41.2	41.2	41.2	41.2
TG. Trujillo	20.4	20.4	20.4	20.4
TG. Piura con R6	18.6	18.6	18.6	18.6
GD. Piura	19.4	19.4	19.4	19.4
GD. Chiclayo R6	24.4	24.4	24.4	24.4
GD. Sullana	8.5	8.5	8.5	8.5
GD. Paita	5.8	5.8	5.8	5.8
TG. Santa Rosa UTI-5 – GN	53.4	53.4	53.4	53.4
TG. Santa Rosa UTI-6 – GN	52.6	52.6	52.6	52.6
TG. Santa Rosa WTG (con inyección de agua)	123.3	123.3	123.3	123.3
CC TG3+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	228.0	228.0	228.0	228.0
CC TG3+TV Ventanilla (con fuego adicional)	18.4	18.4	18.4	18.4
CC TG4+TV Ventanilla (sin fuego adicional)	228.0	228.0	228.0	228.0
CC TG4+TV Ventanilla (con fuego adicional)	18.4	18.4	18.4	18.4
TV. San Nicolás	63.1	63.1	63.1	63.1
GD. San Nicolás	1.2	1.2	1.2	1.2
TG1. Aguaytía	88.5	88.5	88.5	88.5
TG2. Aguaytía	88.1	88.1	88.1	88.1
GD. Tumbes Nueva MAK1	9.2	9.2	9.2	9.2
GD. Tumbes Nueva MAK2	8.1	8.1	8.1	8.1
GD. Yarinacocha – Wartsila	24.9	24.9	24.9	24.9
TG. Chilca I - TG1	176.0	176.0	176.0	176.0
TG. Chilca I - TG2	174.5	174.5	174.5	174.5
TG. Kallpa - TG1	176.8	176.8	176.8	176.8
GD Taparachi N° 1 al N° 4	4.9	4.9	4.9	4.9
GD Bellavista N° 1 al N° 2	3.5	3.5	3.5	3.5
GD Chilina N° 1 y N° 2	10.4	10.4	10.4	10.4
Chilina Ciclo Combinado	16.7	16.7	16.7	16.7
Chilina TV 2	6.2	6.2	6.2	6.2
Chilina TV 3	9.9	9.9	9.9	9.9
GD Mollendo I	32.0	32.0	32.0	32.0
TG Mollendo II con D2	73.2	-	-	-
TG Mollendo II con GN	-	73.2	73.2	73.2
GD Calana con R6	-	-	-	-
GD Calana con GN	-	22.9	22.9	22.9
Ilo 1 TV 2	0.009	0.009	0.009	0.009
Ilo 1 TV 3	69.5	69.5	69.5	69.5
Ilo 1 TV 4	66.5	66.5	66.5	66.5
Ilo 1 TG 1	34.7	34.7	34.7	34.7
Ilo 1 TG 2	32.5	32.5	32.5	32.5
Ilo 1 CATKATO	3.3	3.3	3.3	3.3
Ilo 2 TV Carbón N° 1	141.9	141.9	141.9	141.9
TG. Chilca I - TG3	-	192.7	192.7	192.7
Santa Rosa II TG8	-	-	188.6	188.6
C.T. Kallpa TG2 Ciclo Simple	-	-	192.4	192.4
C.T. Kallpa TG3 Ciclo Simple	-	-	-	192.4
C.T. Las Flores	-	-	192.5	192.5
OFERTA SEIN	5,153.6	5,791.6	6,365.1	6,365.1
DEMANDA	4,291.4	4,691.7	5,137.6	5,738.6
SUPERAVIT / DÉFICIT	862.2	1,099.9	1,227.5	626.5
	20.1%	23.4%	23.9%	10.9%