



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**



# UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

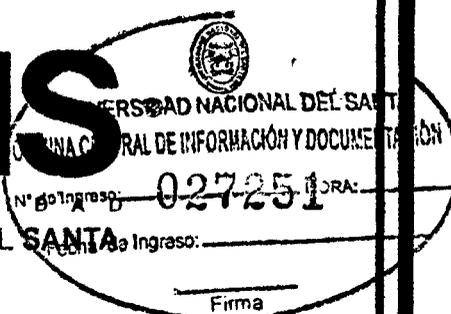
## FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



# UNS

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA



---

### “ESTUDIO DE LA PROYECCIÓN DE LA RESERVA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO DEL PERÚ”

---

INFORME PARA OPTAR EL TÍTULO DE  
INGENIERO EN ENERGÍA

AUTORES:

Bachiller CARLOS JUSTO PALOMINO NARVAEZ

Bachiller PAUL EDGAR PUMAY MELGAREJO

ASESOR: Mg GUEVARA CHINCHAYAN ROBERT.

NUEVO CHIMBOTE - PERÚ

2014

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA**

### **ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**

#### **CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR**

La presente tesis ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al Reglamento General para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D.Nº 098-2010-UNS-FI) de acuerdo a la denominación siguiente:

#### **TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE**

#### **INGENIERO EN ENERGÍA**

**TÍTULO: “ESTUDIO DE LA PROYECCION DE LA RESERVA DE  
GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA PARA UNA  
CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO  
INTERCONECTADO DEL PERU”**

**AUTORES: Bach. Carlos Justo PALOMINO NARVAEZ**

**Bach. Paul Edgar PUMAY MELGAREJO**



---

**Mg. Robert Guevara Chinchayán**

**Asesor**

**NUEVO CHIMBOTE, 2014**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN  
ENERGÍA**

**CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR DE TESIS**

Damos conformidad del presente informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para obtener el Grado Académico de Bachiller y el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (Resolución N° 210-2010-UNS-CFI), titulado:

**“ESTUDIO DE LA PROYECCION DE LA RESERVA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA PARA UNA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRIO INTERCONECTADO DEL PERU”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍA**

**Presentado por: Bach. Carlos Justo PALOMINO NARVAEZ**

**Bach. Edgar Paul PUMAY MELGAREJO**

**Revisada y Evaluada por el siguiente Jurado Evaluador:**

M. Sc Hugo Calderón Torres  
Presidente

Mg. Leonidas Yauri Garcia  
Secretario

Mg. Robert Guevara Chinchayán  
Integrante

**NUEVO CHIMBOTE, 2014**

### **DEDICATORIA:**

A nuestros queridos Padres por el esfuerzo  
de todos los días y su  
afán de siempre querer lo mejor para nosotros.

A Dios por su apoyo infinito y por ser nuestro guía  
En nuestra carrera y por ser la luz en nuestra vida.

## **DEDICATORIA:**

A nuestros queridos Padres por el esfuerzo  
de todos los días y su  
afán de siempre querer lo mejor para nosotros.

A Dios por su apoyo infinito y por ser nuestro guía  
En nuestra carrera y por ser la luz en nuestra vida.

## **RECONOCIMIENTO**

Al Ingeniero Robert Guevara  
Por sus enseñanzas  
durante nuestra estancia en la  
Universidad Nacional del Santa

A los Profesores de la  
EAP de Ingeniería en Energía  
Por el apoyo desinteresado  
Y sus enseñanzas durante  
Nuestra vida universitaria.

## **RECONOCIMIENTO**

**Al Ingeniero Robert Guevara  
Por sus enseñanzas  
durante nuestra estancia en la  
Universidad Nacional del Santa**

**A los Profesores de la  
EAP de Ingeniería en Energía  
Por el apoyo desinteresado  
Y sus enseñanzas durante  
Nuestra vida universitaria.**

## INDICE

INDICE

RESUMEN

ABSTRACT

CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Realidad Problemática	2
1.2 Descripción del lugar donde se ha realizado el estudio	3
1.3 Justificación	13
1.4 Hipótesis	13
1.5 Objetivos	14
CAPITULO II: MARCO TEORICO	15
2.1 Sistema Eléctrico Interconectado del Perú	16
2.2 Centrales de Generación de Energía	30
2.3 Reserva de Generación	51
2.4 Regulación de la generación	59
2.5 Teoría de Proyecciones	60
CAPITULO III: MATERIALES Y METODOS	72
3.1 Materiales	73
3.2 Método de Investigación	81

<b>CAPITULO IV: CALCULOS Y DISCUSION DE RESULTADOS</b>	<b>88</b>
4.1 Determinación de las Potencias Firmes de las Centrales de Generación	89
4.2 Establecimiento del orden de despacho de Energía	97
4.3 Evolucion de la Oferta t la Demanda	100
4.4 Suavizamiento Exponencial de la Información actual	102
4.5 Proyección de la Oferta	106
4.6 Casos de Estudio y aplicación de contingencias	108
4.7 Discusión de Resultados	133
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>147</b>
Conclusiones	148
Recomendaciones	150
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>151</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>153</b>

## RESUMEN

En el presente Informe de investigación se determina los valores de Reserva Firme del Parque de generación del Perú en un estudio de Proyección de una serie de tiempo de la máxima Demanda en tres escenarios de crecimiento hacia un horizonte de 20 años de estudio.

La Máxima Demanda de un sistema interconectado debe ser cubierta por la disponibilidad de las Centrales de Energía en función a su Potencia Firme, en este caso en el Perú la máxima demanda es 5,291 MW, la cual debe ser cubierta en forma instantánea por 5,438 MW (Potencia Firme de despachada que cubre también las pérdidas en la red de transmisión). La Potencia Firme que es la potencia con un máximo grado de seguridad puede brindar una Central de Energía, en el Perú para el Sistema Eléctrico Interconectado es de 6,854.9 MW (de una Potencia Efectiva total de 7,148.2 MW. Con el cual se tiene una Reserva Firme de 1,146.8 MW, lo que representa el 17.4% de un valor objetivo de 33.5%.

Se determina las características del parque de generación en tres escenarios de crecimiento de la demanda y con la aplicación de contingencias de indisponibilidad tal como la indisponibilidad del ducto de gas natural, determinándose el plan de obras de generación que permiten una sostenibilidad del Sistema Interconectado Nacional.

**PALABRA CLAVE:** Reserva y Sostenibilidad de un Sistema Eléctrico.

## ABSTRACT

In this research report is determined values Reserve Park Firme generation of Peru in a study of a series of projection time of peak demand in three growth scenarios towards a horizon of 20 years of study.

The maximum demand of an interconnected system must be covered by the availability of power plants based on their firm power, in this case in Peru is 5.291 MW peak demand, which should be covered instantly by 5.438 MW (dispatched firm power also covering losses in the transmission network). The Firm Power is the power with a maximum degree of safety can provide a power plant in Peru to the Interconnected System is 6854.9 MW (of a total of 7148.2 Effective Power MW. Centre which has a firm booking of 1,146.8 MW, representing 17.4% of a target value of 33.5%.

It determines the characteristics of the generating three scenarios demand growth and the implementation of contingencies such as the unavailability unavailability of natural gas pipeline, determining the plan generation works that allow sustainability of national grid.

**KEYWORD:** Book and Sustainability of a power system.

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCION**

## 1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

En Octubre del 2005 la demanda de energía eléctrica con un total de 3350 MW en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú era cubierta por centrales de energía del tipo hidroeléctrica 2150 MW y por generación termoeléctrica un total de 900 MW, donde la oferta total con 4500 MW la componían un total 70% generación hidroeléctrica y 30% generación termoeléctrica, manteniéndose el margen de reserva (diferencia entre oferta y demanda de energía) en promedio del 25 %.

El incremento de la demanda en un promedio de 8.1 % anual, es un indicador del crecimiento económico del país.

Además el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía necesariamente necesita ser compensada con la generación de un grupo de centrales de energía, las cuales operan con la finalidad de poder cubrir las pérdidas técnicas e imperfecciones de nuestra red de transmisión, la cual está sometida actualmente a fuerte problemas de congestión de la red.

Las Centrales de Energía dedicadas a esta operación de compensación y de regular la frecuencia y tensión de la red toman el nombre de Centrales de Reserva Disponible del tipo Rotante, o sea que están operando y conectadas a la red.

Para el mes de Marzo del 2012 fecha donde se ha registrado la máxima demanda histórica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional el cual ha sido 5099 MW (7.00 pm del 09.03.2012 según el COES), con una Oferta total de 6221.6 MW, habiéndose generado actualmente para cubrir ese pico de demanda un total de 5735 MW, habiendo quedado tan solo en condición de Reserva Fría disponible y Reserva Indisponible tan solo 487 MW, lo que representa el 7.81 % del total ofertado.

Se considera un Sistema Eléctrico confiable cuando la Reserva supera los 25 % del margen de oferta.

El Sistema Eléctrico Peruano está sujeto a contingencias tal que provocan agudos problemas para poder abastecer la energía en la zona norte (apagones en este último trimestre del año entre Piura y Trujillo). Estas continuas fallas de suministro constante es un indicador de que a futuro la cobertura de la Demanda de Energía muestra un patrón de incertidumbre, así mismo de darse contingencias en el sistema tal como la salida fortuita del Complejo Hidroeléctrico del Mantaro (800 MW) o la

ruptura del gasoducto de Camisea o Pisco (1,400 MW), provocaría una escasez de energía imposible de satisfacer con nuestra actual Reserva de energía, con un grave riesgo en la condición de Perú país confiable económicamente.

Los modelos de series de tiempo son herramientas de proyección de información estadística, la cual puede ser utilizada para poder predecir a corto y medianos plazo los escenarios de comportamiento de nuestra Oferta y Demanda de Energía y de la Reserva de generación, para poder tomar decisiones futuras en lo referente a planificación energética.

El crecimiento económico del país con el cual la tasa de crecimiento de la demanda es del orden del 8.1%, la problemática actual de la generación de energía el cual es 52% termoeléctrico, la dependencia del gas natural por parte de nuestra matriz energética, los problemas climatológicos (lo que provoca variabilidad de los caudales) y la falta de una política sostenida de la generación de energía para poder satisfacer una demanda creciente, nos permite formular el siguiente problema:

**¿Cuáles serán los valores de sostenibilidad de acuerdo a las proyecciones de la reserva firme de generación que le permitan una confiabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú en el mediano plazo?**

## **1.2 DESCRIPCION DEL LUGAR DONDE SE HA REALIZADO EL ESTUDIO.**

### **a. DATOS MARCO :**

El Sistema Interconectado Nacional es un conjunto de centrales de generación termoeléctricas e hidroeléctricas acopladas a una red central de transmisión conformada por líneas de 500, 220, 138 y 60 kV, en las cuales se inyecta y retira la energía, siendo derivada a las diversas zonas de concesión administradas por las Empresas de Distribución de Energía, geográficamente desde Tumbes a Tacna, Madre De Dios, Pucallpa, Tarapoto y Chachapoyas.

El Sistema Interconectado Nacional hasta el año 1999 , estuvo conformado por 2 subsistemas eléctricos mayores (Sistema Eléctrico Interconectado Norte Centro y el Sistema Interconectado Sur , los cuales por estratégica geopolítica se acoplaron con la línea de transmisión Mantaro-Socabaya de 220 kV), actualmente es tan solo una

mega estructura física y es administrado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el cual es un organismo que opera y administra el sistema eléctrico peruano y planifica la transmisión eléctrica del sistema con criterios de economía, calidad y seguridad. El COES es una entidad privada sin fines de lucro cuyos aportantes son los agentes del mercado eléctrico.

Ver Anexo N° 1: Mapa del SEIN.

**b. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO ELECTRICICO:**

En 1992 al producirse la reestructuración del sector eléctrico con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, cuyo principal objetivo era promover la competencia y las inversiones privadas en el sector y propiciar el mejoramiento del servicio de energía eléctrica en el país, el mercado eléctrico está conformado por las siguientes entidades:

- **Ministerio de Energía y Minas (MINEM):** Es el organismo rector que define las políticas energéticas del país y otorga las concesiones para la explotación de las diferentes etapas del negocio eléctrico.

El Ministerio de Energía y Minas tiene por objetivo promover el desarrollo integral de las actividades minero-energéticas normando, fiscalizando y/o supervisando, según sea el caso, su cumplimiento y cautelando el uso racional y eficiente de los recursos energéticos en armonías con el medio ambiente.

Así mismo planifica la política general del sector.

- **OSINERGMIN:** El Organismo Supervisor de las Inversiones de Energía y minera, está encargada de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que se desarrollan en los subsectores de electricidad e hidrocarburos. Fue creada el 31 de diciembre de 1996 (Ley N° 26734).

OSINERGMIN tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Las labores de regulación y supervisión de esta institución se rigen por criterios técnicos, de esta manera contribuye con el desarrollo energético del país y la protección de los intereses de la población.

OSINERGMIN tiene asignadas funciones de supervisión, regulación, fiscalización y sanción, normativa, solución de reclamo en segunda instancia administrativa y solución de controversias.

- **COES:**

El COES se encarga de operar el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) peruano a través del Centro Coordinador Nacional y de administrar el Mercado de Corto Plazo (MCP). Además, el COES es el encargado de realizar el planeamiento de la transmisión, mediante la realización de un plan vinculante (obligatorio) de transmisión.

Su función es realizar los análisis eléctricos y energéticos sobre el comportamiento esperado del SEIN y proveer la información de las principales variables con el fin de alcanzar los objetivos de economía, calidad y seguridad en la atención de la demanda de acuerdo con el marco regulatorio vigente. Esto mediante la elaboración del Despacho Económico, cuya finalidad es programar diariamente la utilización de los recursos de generación del SEIN, lo cual se realiza con base en los costos de producción y declaraciones de disponibilidad de los generadores y la disponibilidad de la infraestructura de transmisión eléctrica.

La Planificación es la actividad mediante la cual el COES propone un Plan de Transmisión con un horizonte de 10 años, el cual establece obligatoriedad en la construcción de futuras instalaciones de transmisión (plan vinculante). Este plan es elaborado cada 2 años y sirve de insumo al MEM para que dirija o encargue a Pro Inversión para convocar las licitaciones de la concesión de dichas instalaciones de transmisión.

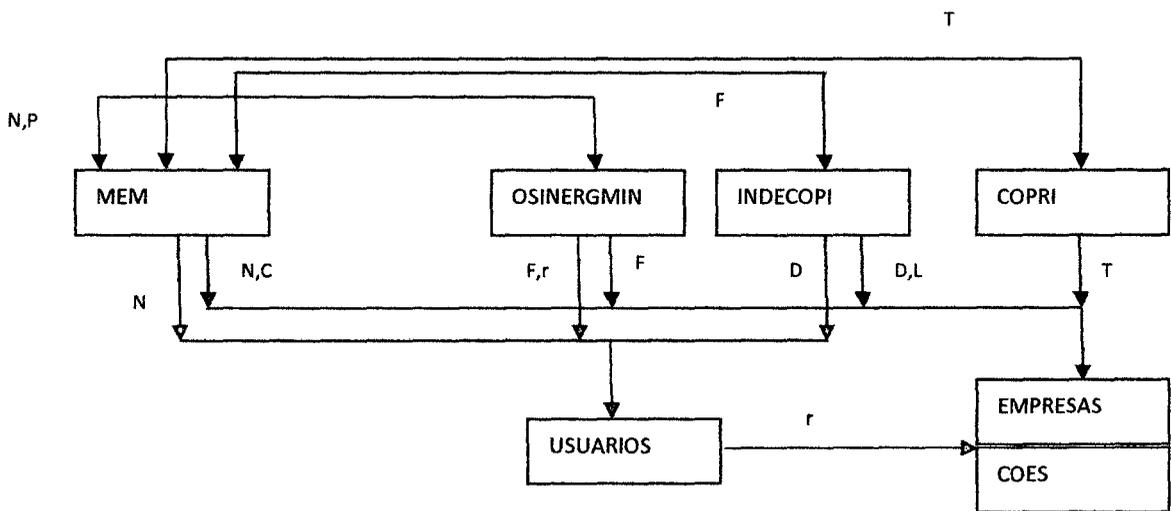
El COES está conformado por los representantes de las empresas de generación, transmisión, distribución y clientes libres.

- **INDECOPI:**

El INDECOPI es un Organismo Público Especializado adscrito a la presidencia del Consejo de Ministros, con personería jurídica de derecho público interno, entonces según DL N° 1033 goza de autonomía funcional, técnica, económica, presupuestal y administrativa.

Tiene como funciones la promoción del mercado y la protección de los derechos de los consumidores. Además fomenta en la economía peruana una cultura de leal y honesta competencia, resguardando todas las formas de propiedad intelectual desde los signos distintivos y los derechos de autor hasta las patentes y la biotecnología.

Figura N° 1 Flujo de Responsabilidades de las entidades que conforman el Mercado Eléctrico Peruano



- N= Normatividad
- C= Concesiones
- F= Fiscalización.
- R= Regulación
- P= Planeamiento Referencial.
- D= Defensa del Consumidor.
- L= Libre Competencia.
- T=Transferencias.
- r = Reclamos

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

c. AGENTES DEL MERCADO:

- **GENERACION:** La actividad de la generación está referida a la producción de energía y potencia de las centrales de energía conformantes del SEIN las cuales operan en coordinación a tiempo real para poder cubrir la máxima demanda del sistema y manteniendo un margen de reserva en condición de reserva rodante para entrar en operación ante cualquier contingencia.

Está conformada por centrales termoeléctricas e hidroeléctricas.

**Cuadro N° 2 Relación de Centrales Hidroeléctricas pertenecientes al SEIN**

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA(MW)	CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA(MW)
Mantaro	ELECTROPERU	670.7	Cañón del Pato	EGENOR	263.5
Restitución	ELECTROPERU	215.4	Carhuaquero	EGENOR	105.1
Callahuanca	EDEGEL	80.4	Caña Brava	EGENOR	5.7
Huampani	EDEGEL	30.2	Cahua	SN POWER PERU	43.1
Huinco	EDEGEL	247.3	Malpaso	SN POWER PERU	48
Matucana	EDEGEL	128.6	Oroya	SN POWER PERU	9.5
Moyopampa	EDEGEL	64.7	Pachachaca	SN POWER PERU	9.6
Yanango	CHINANGO	42.6	Yaupi	SN POWER PERU	110.2
Chimay	CHINANGO	150.9	Gallito Ciego	SN POWER PERU	38.1
Huanchor	S.MINERA CORONA	19.6	Pariac	SN POWER PERU	5
Yuncan	ENERSUR	136.8	Misapuquio	SN POWER PERU	3.9
Santa Rosa I	ELECTRO SANTA ROSA	1	San Antonio	SN POWER PERU	0.6
Santa Rosa II	ELECTRO SANTA ROSA	1.7	San Ignacio	SN POWER PERU	0.4
Curumuy	SINERSA	12.5	Huayllacho	SN POWER PERU	0.2
Poechos I	SINERSA	15.4	Charcani I	EGASA	1.7
Poechos II	SINERSA	10	Charcani II	EGASA	0.6
Aricota I	EGESUR	22.5	Charcani III	EGASA	4.6
Aricota II	EGESUR	12.4	Charcani IV	EGASA	15.3
Machupichu	EGEMSA	88.8	Charcani V	EGASA	144.6
San Gabán	SAN GABAN	113.1	Charcani VI	EGASA	8.9
La Joya	GEPSA	9.6	Santa Cruz I	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	6
Roncador	MAJA ENERGIA	3.8	Santa Cruz II	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	6.5
Platanal	CELEPSA	217.4			
<b>TOTAL</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>POTENCIA EFECTIVA(MW)</b>	<b>%</b>	<b>LUGAR REFERENCIAL</b>	
TOTAL	ELECTROPERU	886.1	28.34%	HUANCAVELICA	
TOTAL	EDEGEL	551.2	17.63%	LIMA	
TOTAL	EGENOR	374.3	11.97%	ANCASH-LAMBAYEQUE	
TOTAL	S.N POWER PERU	268.6	8.59%	LIMA-JUNIN	
TOTAL	CELEPSA	217.4	6.95%	LIMA	
TOTAL	CHINANGO	193.5	6.19%	HUANUCO	
TOTAL	EGASA	175.70	5.62%	AREQUIPA	
TOTAL	ENERSUR	136.8	4.38%	PASCO	
TOTAL	SAN GABAN	113.1	3.62%	PUNO	
TOTAL	EGEMSA	88.8	2.84%	CUZCO	
TOTAL	SINERSA	37.9	1.21%	PIURA	
TOTAL	EGESUR	34.9	1.12%	TACNA	
TOTAL	S.MINERA CORONA	19.6	0.63%	LA LIBERTAD	
TOTAL	HIDRO. SANTA CRUZ	12.5	0.40%	ANCASH	
TOTAL	GEPSA	9.6	0.31%	AREQUIPA	
TOTAL	MAJA ENERGIA	3.8	0.12%	LIMA	
TOTAL	ELECTRO SANTA ROSA	2.7	0.09%	CAJAMARCA	
TOTAL	HIDROELECTRICAS	3126.5	100.00%		

Fuente: COES (2012)

Cuadro N° 3 Relación de Centrales Termoeléctricas pertenecientes al SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	COMBUSTIBLE	POTENCIA EFECTIVA(MW)	CENTRAL	PROPIETARIO	COMBUSTIBLE	POTENCIA EFECTIVA(MW)
CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	EDEGEL	Gas Natural	228	CSOLAR TACNA	SOLAR PACK	Solar	20
CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	EDEGEL	Gas Natural	225	CSOLAR MAJES	SOLAR PACK	Solar	20
Turbo GN santa Rosa TG8	EDEGEL	Gas Natural	199.8	CSOLAR REPARTICION	SOLAR PACK	Solar	20
Turbo GN Santa Rosa WTG	EDEGEL	Gas Natural	123.9	Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	Residual 500	61.7
Turbo GN Santa Rosa UTI 6	EDEGEL	Gas Natural	52	Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	Biodiesel	1.2
Turbo GN Santa Rosa UTI 5	EDEGEL	Gas Natural	53.1	Grupo Diesel Tumbes 2	ELECTROPERU	Residual 6	8.3
El Tablazo Piura	SDE PIURA	Gas Natural	30	CENTRAL EMERGENCIA PIURA	ELECTROPERU	Biodiesel	80
Turbo GN CC Kallpa	KALLPA	Gas Natural	850	CENTRAL EMERGENCIA MOLLENDO	ELECTROPERU	Biodiesel	60
Turbo GN CC Chilca	ENERSUR	Gas Natural	811	EMERGENCIA 1	ELECTROPERU	Biodiesel	62
Ilo TV N° 3	ENERSUR	Vapor+R500	67.6	Grupo Diesel Tumbes 1	ELECTROPERU	Residual 6	8
Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	Biodiesel	3.3	Chilina Ciclo Combinado	EGASA	Biodiesel	15.8
Ilo 2 TV Carbón 1	ENERSUR	Carbon	140.6	Turbo GN Pisco (exMollendo)	EGASA	Gas Natural	88.9
Ilo TG N°2	ENERSUR	Biodiesel	30.7	Mollendo 1 GD	EGASA	Residual 500	20.8
Ilo TG N°1	ENERSUR	Biodiesel	34.9	Chilina GD N° 1 al 2	EGASA	R500+Bd	10.1
Bellavista GD N° 1 al 2	SAN GABAN	Biodiesel	3.5	Chilina TV N° 2	EGASA	Residual 500	6.2
Taparachi GD N° 1 al 4	SAN GABAN	Biodiesel	4.3	Chilina TV N° 3	EGASA	Residual 500	10.2
Grupo Diesel de Piura	EGENOR	Residual 6	16.8				
Grupo Diesel de Chiclayo	EGENOR	Residual 6	18.1	GD Mapple	MAPLE ETANOL	Etanol	18.2
Turbo Gas de Chimbote	EGENOR	Biodiesel	20.2	GD Huaycoloro	PETRAMAS	RSU	2.5
Turbo GN Las Flores	EGENOR	Gas Natural	198.4	Independencia GD (exCalana)	EGESUR	Gas Natural	23
Turbo GN Agua ytia TG1	TERMOSELVA	Gas Natural	88.4	CT Oquendo-COGENERACION	SDF ENERGIA	Gas Natural	28.2
Turbo GN Agua ytia TG2	TERMOSELVA	Gas Natural	87	CT Paramonga	AIPSA	Bagazo	13.8
GD Puerto Maldonado	ELECTRORIENTE	Biodiesel	8.2	Turbo Gas Natural Malacas 2	EEPSA	Gas Natural	15
GD Bellavista	ELECTRORIENTE	Biodiesel	3.2	Turbo Gas Natural Malacas I	EEPSA	Gas Natural	13.1
GD Moyobamba	ELECTRORIENTE	Biodiesel	2	Turbo Gas Natural Malacas 4A	EEPSA	Gas Natural	90.3
GD Tarapoto	ELECTRORIENTE	Residual 6	12	Turbo Gas Natural Malacas 3	EEPSA	Gas Natural	12.4
TOTAL EMPRESA	POTENCIA(MW)	%		TOTAL FUENTE DE ENERGIA	POTENCIA(MW)	%	
TOTAL ENERSUR	1088.1	27.1%		Gas Natural	3217.5	80.0%	
TOTAL KALLPA	850	21.1%		Biodiesel	329.3	8.2%	
TOTAL EDEGEL	881.8	21.9%		Residual 6	63.2	1.6%	
TOTAL EGENOR	253.5	6.3%		Residual 500	176.6	4.4%	
TOTAL ELECTROPERU	218.3	5.4%		Carbon	140.6	3.5%	
TOTAL EGASA	152	3.8%		Etanol	18.2	0.5%	
TOTAL TERMOSELVA	175.4	4.4%		Solar	60	1.5%	
TOTAL EEPSA	130.8	3.3%		Bagazo	13.8	0.3%	
TOTAL SHOUGESA	62.9	1.6%		RSU	2.5	0.1%	
TOTAL SOLAR PACK	60	1.5%		TOTAL	4021.7	100.0%	
TOTAL SDE PIURA	30	0.7%					
TOTAL SDF ENERGIA	28.2	0.7%					
TOTAL EGESUR	23	0.6%					
TOTAL ELECTRORIENTE	25.4	0.6%					
TOTAL MAPLE ETANOL	18.2	0.5%					
TOTAL AIPSA	13.8	0.3%					
TOTAL SAN GABAN	7.8	0.2%					
TOTAL PETRAMAS	2.5	0.1%					
TOTAL TERMOELECTRICAS	4021.7	100.0%					

Fuente: COES (2012)

Cuadro N° 4 Resumen de participación por empresas en la generación de energía en el SEIN

TOTAL EDEGEL	1433	20.05%
TOTAL ENERSUR	1224.9	17.14%
TOTAL ELECTROPERU	1104.4	15.45%
TOTAL KALLPA	850	11.89%
TOTAL EGENOR	627.8	8.78%
TOTAL EGASA	327.7	4.58%
TOTAL SN POWER	268.6	3.76%
TOTAL CELEPSA	217.4	3.04%
TOTAL CHINANGO	193.5	2.71%
TOTAL TERMOSELVA	175.4	2.45%
TOTAL EEPSA	130.8	1.83%
TOTAL SAN GABAN	120.9	1.69%
TOTAL EGEMSA	88.8	1.24%
TOTAL SHOUGESA	62.9	0.88%
TOTAL SOLAR PACK	60	0.84%
TOTAL EGESUR	57.9	0.81%
TOTAL SINERSA	37.9	0.53%
TOTAL SDE PIURA	30	0.42%
TOTAL SDF ENERGIA	28.2	0.39%
TOTAL ELECTRORIENTE	25.4	0.36%
TOTAL MAPLE ETANOL	18.2	0.25%
TOTAL AIPSA	13.8	0.19%
TOTAL HIDRO SANTA CRUZ	12.5	0.17%
TOTAL S. MINERA CORONA	19.6	0.27%
TOTAL GEPSA	9.6	0.13%
TOTAL MAJA ENERGIA	3.8	0.05%
TOTAL ELECTRO SANTA ROSA	2.7	0.04%
TOTAL PETRAMAS	2.5	0.03%
TOTAL TERMOELECTRICAS	4021.7	56.26%
TOTAL HIDROELECTRICAS	3126.5	43.74%
TOTAL GENERACION EFECTIVA	7148.2	100.00%

Fuente: COES (2012)

- **TRANSMISION:** La actividad de la transmisión está referida al transporte de la energía desde las centrales de generación de energía hacia los centros de consumo y se compones de líneas o redes de transmisión o barras de base. En el Perú el sistema de transmisión está compuesta por los Sistemas Principales de transmisión (SPT) y por los Sistemas secundarios de transmisión (SST). La Transmisión en el Perú tiene los principales líneas de transmisión:

**Cuadro N° 5 Relación de Principales líneas de Transmisión del SEIN**

ZONA	LINEA	TITULAR	TENSION (kV)	N° DE TERNAS	LONGITUD (km)
Norte	SE Malacas-SE Piura Costa	REP	220	1	103.8
	SE Chiclayo Oeste-SE Guadalupe	REP	220	1	83.7
	SE Guadalupe 1-SE Trujillo Norte	REP	220	1	103.4
	SE Chimbote 1-SE Paramonga Norte	REP	220	2	220.3
	SE Chimbote 1-SE Paramonga Norte	REP	500	2	220.3
	SE Paramonga-SE Vizcarra	ETESELVA	220	1	145.3
	SE Paramonga-SE Huacho	REP	220	2	55.6
	SE Huacho-SE Zapallal	REP	220	2	104
	SE Zapallal-SE Santa Rosa	REP	220	2	8.8
	SE Paramonga-SE Santa Rosa	REP	500	2	172.3
	SE Paragsha-SE Huánuco	REP	220	1	86.2
	SE Huánuco-SE Tingo María	REP	220	1	88.2
	SE Pachachaca-SE La Oroya Nueva	ISA PERU	220	1	21.2
	SE La Oroya Nueva-SE Carhuamayo	ISA PERU	220	1	76.1
	SE Carhuamayo-SE Paragsha	ISA PERU	220	1	43.3
	SE Paragsha-SE Vizcarra	ISA PERU	220	1	122.0
SE Santa Rosa-SE Chilca	REP	550	2	209	
Interconexión	SE Mantaro-SE Cotoruse	Transmantaro	220	2	293
	SE Cotoruse-SE Socabaya	Transmantaro	220	2	311
Sur	SE Chilca-SE Ilo	REP	500	2	312
	SE Cerro Verde-SE Repartición	REP	220	1	90
	SE Repartición-Mollendo	REP	138	1	55
	SE Quencoro- SE Dolorespata	REP	138	1	9
	SE Tintaya SE Ayaviri	REP	138	1	83
	SE Ayaviri-SE Azángaro	REP	138	1	43
	SE Socabaya-SE Ilo	REDESUR	220	2	107
	SE Montalvo- SE Tacna	REDESUR	220	1	124
SE Montalvo-SE Puno	REDESUR	220	1	197	

Fuente: Anuario Estadístico MEM (2012)

• **DISTRIBUCION:**

La distribución es aquella actividad económica que tiene por finalidad la administración de una zona de concesión, en la cual la energía eléctrica es suministrada a los usuarios en niveles de media y baja tensión. En estas empresas interviene el concepto de economía de densidad, la cual hace referencia a la reducción de los costos medios conforme se incrementa la densidad de los usuarios dentro de una zona de concesión.

Así mismo las zonas de concesión de acuerdo a sus condiciones de consumo se subdividen en sectores típicos.

**Cuadro N° 6 Relación de Empresas de Distribución del Perú**

N°	Empresa	SIGLAS	Zona de Concesión
1	Luz del Sur S.A.A	Luz del Sur	Lima Sur
2	Empresa de distribución eléctrica Lima Norte S.A.A	EDELNOR	Lima Norte
3	Empresa de distribución eléctrica Cañete S.A.A	EDECAÑETE	Cañete
4	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A.A	ELECTROCENTRO	Huanuco-Junin-Ayacucho-Huancavelica
5	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur medio S.A.A	ELECTRO SUR MEDIO ESMSAA	Ica
6	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A	ELECTRORIENTE	Iquitos-Yurimaguas-Tarapoto
7	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A	ENSA	Amazonas-Lambayeque
8	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Este S.A.A	ELECTRO SUR ESTE	Cuzco
9	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Noroeste S.A.A	ENOSA	Tumbes-Piura
10	Empresa concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A.	ELECTROUCAYALI	Ucayali
11	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Puno S.A.A	ELECTRO PUNO	Puno
12	Sociedad Eléctrica del Suroeste	SEAL	Arequipa
13	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro norte medio S.A.A	HIDRANDINA	La libertad-Cajamarca-Ancash
14	Consorcio Eléctrico Villacuri S.A	COELVISAC	Andahuasi-Villacuri(Ica)
15	Proyecto Especial Chavimochic	CHAVIMOCHIC	Chao
16	Electro Tocache S.A	ELECTRO TOCACHE	Tocache
17	Servicios eléctricos Rioja	SERSA	Rioja
18	Empresa de servicios eléctrico municipales de Paramonga S.A	EMSEMSA	Paramonga
19	Empresa municipal de servicios eléctricos Utcubamba S.A	EMSUSA	Amazonas

Fuente: Minem (2012)

- **USURIOS DE ENERGIA:** Según el D.S N° 022-2009 –EM, los usuarios libres son aquellos consumidores de energía eléctrica que no se encuentran sujetos a regulación de precios, por su parte los usuarios regulados están sujetos a tarifas que son reguladas y/o supervisadas por el OSINERGMIN, mientras que los usuarios libres negocian sus propios precios con las empresas de generación o distribución.

**Cuadro N° 7 Relación de Empresas de Distribución del Perú**

Detalles	Usuario Regulado	Usuario que puede migrar a condiciones reguladas o condiciones libres	Usuario libre
Máxima demanda anual	<200 kW	200 kW<>2,500 kW	>2,500 kW
Condición para acceder al régimen	Nivel de demanda máxima anual	Avisa al proveedor actual y futuro con mínimo de un año de anticipación y permanecer en dicho régimen por un plazo no menor de 3 años. En el caso de no realizar acción alguna, los usuarios ubicados en este rango se mantienen en el régimen en el cual se encontraban	Nivel de demanda máxima anual
Poder de negociación	Bajo	Los usuarios pueden elegir el régimen	Alto

Fuente : Minem(2012)

**d. NORMATIVIDAD DEL SECTOR ELECTRICO:**

La Principal normatividad que rige al mercado eléctrico nacional se concentra en los siguientes textos:

- Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.
- Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas (DS N° 009-1994)
- Ley que asegura el desarrollo eficiente de la generación eléctrica ( Ley N° 28832)
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (DS N° 020-1997)
- Norma Técnica de la Coordinación de la Operación de los Sistemas Interconectados.

**e. PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE DEMANDA ELECTRICA:**

- Máxima Demanda. La Máxima demanda para el año 2012 se realizó el 20 de noviembre a las 19.00 horas con un máxima demanda histórica de 5,212.1 MW.

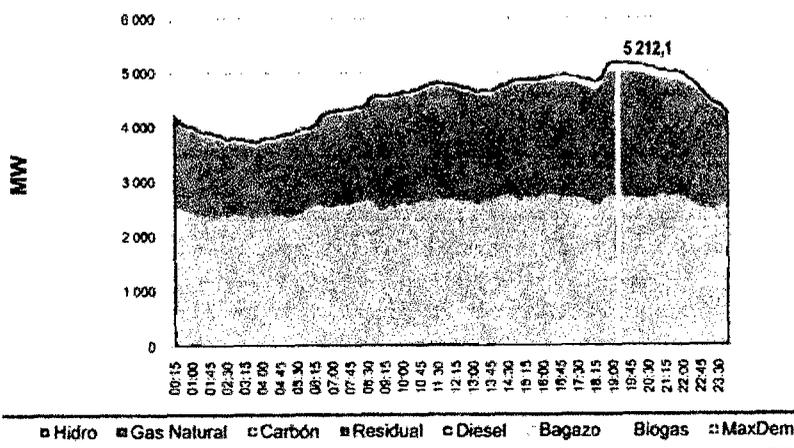


Figura N° 2: Máxima Demanda Histórica en el SEIN (Fuente OSINERGMIN)

- Evolución de la Demanda. Se presenta el cuadro N° 7 referente a la evolución de la máxima demanda y crecimiento de la oferta eléctrica.

Cuadro N° 8 Relación de Empresas de Distribución del Perú

Año	Producción (MW)			Total	Crecimiento (%)		
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Renovable		Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Total
2001	2 401	389	-	2 792	-	-	-
2002	2 475	434	-	2 908	3,0%	11,2%	4,2%
2003	2 505	460	-	2 965	1,2%	6,1%	1,9%
2004	2 477	574	-	3 051	(1,0%)	16,4%	5,6%
2005	2 497	808	-	3 305	1,6%	19,9%	5,6%
2006	2 483	1 097	-	3 580	(0,5%)	31,8%	8,3%
2007	2 499	1 466	-	3 966	0,6%	33,7%	10,8%
2008	2 538	1 643	-	4 199	2,2%	12,1%	5,9%
2009	2 651	1 671	-	4 322	3,8%	1,7%	2,9%
2010	2 620	1 948	11	4 579	(1,2%)	16,6%	5,9%
2011	2 749	2 197	16	4 961	4,9%	12,8%	8,3%

Fuente: OSINERGMIN

### 1.3 JUSTIFICACIÓN

La justificación de este estudio radica en lo siguiente:

- Nos permite conocer en forma real las características actuales de cobertura de la demanda de energía en función a la oferta disponible del parque de generación y el porcentaje de reserva existente disponible e indisponible actual y su proyección futura.
- Con esta investigación se proyecta la oferta y demanda de la generación de energía eléctrica, lo que permitirá una adecuada toma de decisiones para la sostenibilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- Se obtienen parámetros de comportamiento futuro de la oferta y la demanda de energía que deberán ser corregidos o satisfechos técnicamente teniendo una reserva de generación confiable y disponible.

### 1.4 HIPÓTESIS

Se plantea la siguiente hipótesis: "Un valor de sostenibilidad de la Proyección de la Reserva Firme de Generación en 33.5 % permitirá una confiabilidad del Sistema eléctrico Interconectado Nacional del Perú en el mediano y largo plazo".

## **1.5 OBJETIVOS:**

### **OBJETIVO GENERAL.**

- Realizar un estudio de Proyección de la Reserva de Generación de Energía Eléctrica para una confiabilidad del Sistema eléctrico Interconectado Nacional del Perú.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS.**

- Realizar una recopilación estadística e información del estado actual de la oferta de generación y demanda en el Sistema Interconectado Nacional del Perú.
- Identificar y determinar las variables de las tasas de crecimiento de la Oferta, demanda y de la reserva de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado nacional del Perú.
- Elaborar proyecciones de comportamiento de la Oferta, demanda y reserva de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado nacional a través de series de tiempo.
- Establecer los valores de sostenibilidad para el Sistema Interconectado Nacional en función a la Reserva de Generación de Energía Eléctrica.
- Elaborar un plan de desarrollo del parque de generación de energía que permita una sostenibilidad del Sistema Interconectado Nacional a mediano plazo.

# **CAPITULO II:**

# **MARCO TEORICO**

## 2.1 SISTEMAS ELECTRICOS INTERCONECTADO DEL PERU:

### 2.1.1 SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA:

#### a. DEFINICION:

Se entiende por Sistema Eléctrico de Potencia a un complejo organismo que reúne diversas actividades pudiéndose agrupar ellas en torno a la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, esto es generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía primaria tales como el gas natural, carbón y agua, transmisión eléctrica a través de una compleja red de líneas de alta tensión y distribución de ella hacia los puntos de consumo a una menor tensión o voltaje.

Se define también como el "conjunto de máquinas eléctricas convertidoras, transformadores, líneas y aparatos eléctricos convenientemente conectados y coordinados mediante los cuales generamos, transportamos, distribuimos y utilizamos la energía eléctrica".

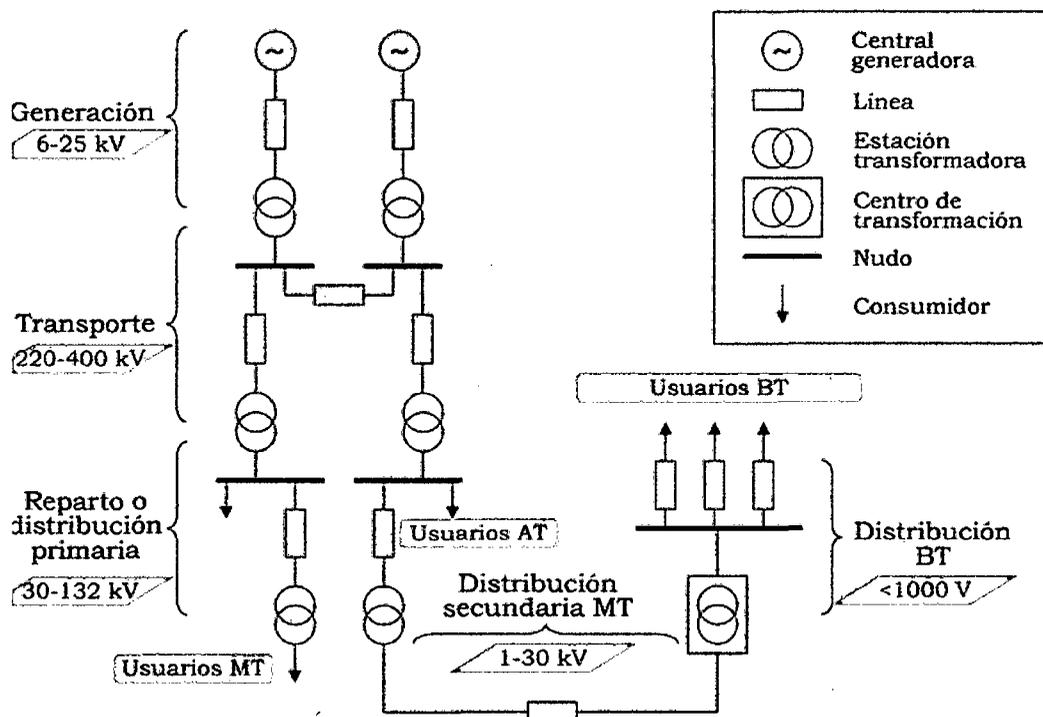


Figura N° 3 Sistema Eléctrico de Potencia.

#### b. DETALLES:

Tenemos los siguientes:

- El principal objetivo de un sistema eléctrico es el de satisfacer las necesidades de los usuarios que demandan energía eléctrica. Para alcanzarlo se planifica el sistema eléctrico

considerándolo como un conjunto de dispositivos que permitan facilitar dicha energía a los usuarios finales, transportándola desde los lugares donde la misma es generada.

Además, y es aquí donde reside la complejidad de la planificación, del control y del estudio de sistemas eléctricos, dicha planificación deberá realizarse de forma que el sistema resulte lo más económico y fiable posible, entre otras características exigibles al mismo y cuya importancia es secundaria.

- La falta de suministro eléctrico a los consumidores tiene un impacto muy grande, pudiendo ser de índole técnica, social y política. Considerando el aspecto técnico del problema, la interrupción del suministro eléctrico ocasiona, entre otras cosas, que las líneas de producción se detengan, provocando en algunos casos daños a los equipos en dependencia del proceso del cual se trate, caos vial por ausencia de señalamientos viales, indisponibilidad de transporte de pasajeros (cuando operan transportes con energía eléctrica), etc.
- Una interrupción del servicio eléctrico puede deberse a distintas causas, como un cortocircuito, la caída de estructuras de alta o muy alta tensión, errores en la operación y control del sistema eléctrico y en menor medida por acciones de sabotaje. Sin importar las causas, es evidente también que es imposible que un sistema eléctrico de potencia sea totalmente inmune a estas situaciones, debiéndose aceptar las interrupciones del servicio eléctrico como una situación normal, aunque no deseable. Por lo tanto es necesario reducir los tiempos durante los cuales se pierde el suministro eléctrico, sin importar la causa y restaurar el sistema a su condición previa.
- Uno de los problemas que enfrentan las empresas de energía eléctrica, es la creciente complejidad de los sistemas eléctricos de potencia. Cada vez los equipos son operados cerca de los límites de seguridad con el fin de satisfacer la demanda de energía, esto ha sido ocasionado por la construcción de grandes plantas de generación conectadas al sistema a través de líneas de transmisión muy largas que impactan directamente en la estabilidad del sistema, aun en condiciones normales de operación.
- Otro problema que enfrentan los sistemas eléctricos de potencia son los bajos niveles de redundancia en sus redes de transmisión de alto voltaje y transformadores de potencia. Esta debe tener la capacidad suficiente para transportar la energía desde las plantas de generación hasta los grandes centros de consumo, aun cuando ocurra un cortocircuito que provoque la desconexión de elementos de la red, o en el caso de que algunos de sus

componentes puedan estar fuera de servicio por mantenimiento. Cuando la red ve disminuida su capacidad por alguna de estas circunstancias, uno o más de sus componentes puede sufrir una sobrecarga impidiendo mantener la capacidad de transmisión. En condiciones extremas, los elementos pueden ser desconectados en forma automática para evitar que sufran daños permanentes. Sin embargo estas desconexiones disminuyen aún más la capacidad de transmisión, ocasionando mayores sobrecargas y la desconexión de otros elementos del sistema incluso plantas de generación.

**c. COMPONENTES:**

Los sistemas eléctricos de potencia se estructuran en las partes o niveles de generación, transmisión y distribución según la figura N° 3, la interconexión se realiza en las subestaciones y centros de transformación donde, además, se localizan los dispositivos de maniobra y protección del sistema.

● **Generación:**

Es la transferencia de cualquier forma de energía a energía eléctrica. Los generadores se encargan de esto, se le entrega energía mecánica (mover su eje) para transformarla en energía eléctrica y así producir electricidad.

**Figura N° 4 Grupos Turbina Generador de CH Yaupi**



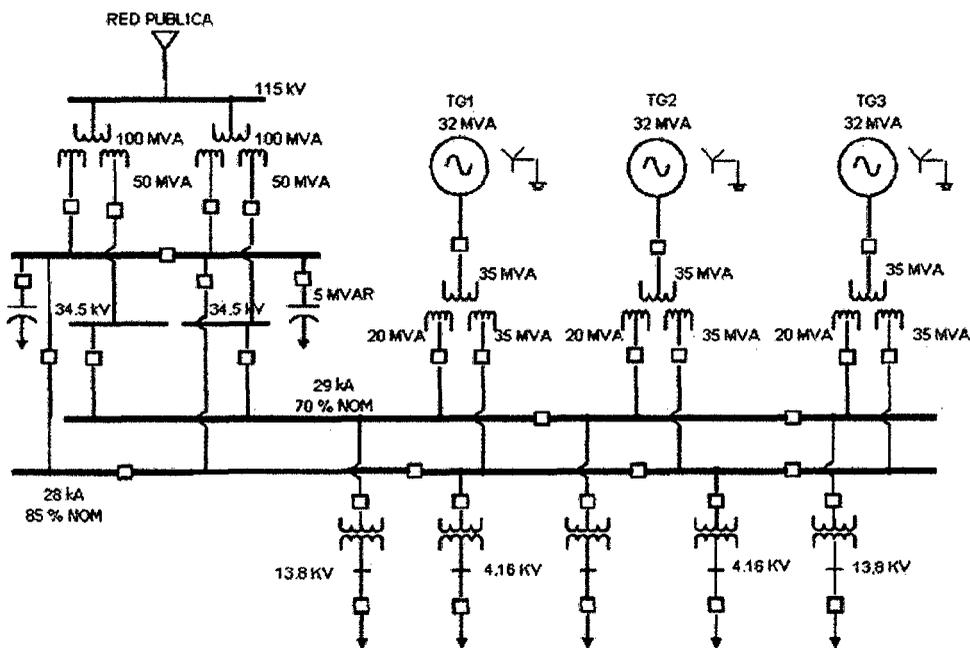
Fuente: SN POWER (2012)

La generación de energía eléctrica depende del tipo de energía primaria utilizada, son hidroeléctricas, termoeléctricas clásicas o no convencionales. Esto se realiza mediante una maquina eléctrica denominada alternador trifásico con frecuencia de 60 Hz, las tensiones en terminales (fases o líneas) están entre 6 y 25 kV. La generación eléctrica se realiza a través de centrales hidroeléctricas o termoeléctricas a la frecuencia de 60 Hz en el Perú.

- Transmisión:

Toda la electricidad producida en los centros de generación se debe transportar hacia los grandes centros poblados, que por lo general se encuentran bastante alejados, uno del otro. Para realizar esta labor de forma eficiente se eleva el voltaje, por medio de transformadores, y se utilizan grandes torres metálicas para sujetar los cables que la transportan. Con la finalidad de disminuir las perdidas por efecto joule y reducir la sección de los conductores elevándose los niveles de tensión oscilan entre 500, 220, 138 y 60 kV(en algunos países se llega hasta 765 kV) en las subestación de transformación denominadas barras de referencia o barras de generación.

Figura N°5 Esquema de una Red de Transmisión.



Fuente: ISA PERU

- Distribución:

Para poder llegar a cada uno de los centros de consumo, hogares, centros comerciales e industrias, se vuelve a reducir el voltaje. De esta forma es mucho más sencillo, económico y seguro, transportar la energía eléctrica con seguridad, dependiendo los niveles de tensión con lo que operan las redes de distribución desde 60, 13.8 y 10 kV, hasta niveles de 440, 380 y 220 Voltios. Está conformada por redes de distribución de media y baja tensión (menor a 1 kV para el Perú), centros de transformación compuesto por subestaciones de distribución aéreas, y equipamiento de medición, seguridad y control.

Figura N°6 Subestación de Distribución 60/10 kV Viru



Fuente: Hidrandina (2012)

**d. APARAMENTA ELECTRICA:**

Se denomina como aparenta eléctrica al conjunto de dispositivos que se emplean para la conexión y desconexión de los circuitos eléctricos, así como para la protección de los mismos. La mayor parte de estos dispositivos se localiza en las instalaciones de transformación y a la entrada de las instalaciones de los usuarios. Tenemos los siguientes grupos de aparenta eléctrica:

- **Elementos de medición:** que permiten saber en qué estado está el sistema. En esta categoría se clasifican los transformadores de corriente y los transformadores de voltaje. Estos equipos son una interfaz entre el sistema de potencia y los relés de protección. Reducen la señales de intensidad de corriente y tensión, respectivamente, a valores adecuados que pueden se conectados a las entradas de los relés de protección.

- **Seccionadores e interruptores:** Son dispositivos que cortan el paso de la corriente eléctrica en un circuito. Incluye: seccionadores, interruptores, disyuntores, relés, fusibles cortacircuitos, interruptores diferenciales e interruptores automáticos magneto térmicos.
- **Sistemas de protección:** Los componentes de los sistemas de energía eléctrica (líneas, transformadores, maquinas eléctricas rotativas, etc) están diseñadas para soportar una determinada tensión a base de separar adecuadamente mediante un medio aislante las partes entre las cuales existe una diferencia de potencial. Así tenemos: los sistemas de puesta a tierra, pararrayos, aisladores, supresores de sobretensiones, etc.
- **Sistemas de comunicación:** Es el que permite conocer el estado de interruptores y relés con el fin de poder realizar operaciones y analizar el estado del sistema eléctrico de potencia. Existen varios sistemas de comunicación.
- **Sistema de alimentación del sistema de protecciones.** Se acostumbra alimentar, tanto interruptores como relés con un sistema de alimentación de energía eléctrica independiente del sistema protegido con el fin de garantizar autonomía en la operación. De esta forma los relés e interruptores puedan efectuar su trabajo sin interferir. Es común que estos sistemas sean de tensión continua y estén alimentados por baterías o pilas.

**e. FUNCIONAMIENTO:** Tiene las siguientes características:

- **ECONOMIA:** La economía guarda relación con el uso (cantidad) que se haga de los medios y recursos de generación, transmisión y distribución con que se cuente. Ello ha cobrado especial importancia en los últimos años debido al desarrollo que ha presentado la política energética mundial en su afán de contrarrestar el agotamiento de los recursos energéticos primarios, los altos precios de los combustibles y el aumento sostenido de la demanda, todo lo cual se traduce en que el sistema debe ser planificado y operado en forma económicamente eficiente.
- **CONFIABILIDAD:** Por confiabilidad se debe entender como la probabilidad de que el sistema se comporte bien en un determinado lapso de tiempo. En términos

matemáticos, la función confiabilidad mide la probabilidad que un determinado elemento en cuestión puede ser todo el sistema, un subsistema o uno de sus componentes. Puesto que se necesite una medida probabilística (frecuencia relativa), se requiere de bastante información estadística sobre el sistema y sus elementos, por ello su aplicación se centra en la planificación de mediano y largo plazo.

- **SEGURIDAD:** Es una función primaria de la gestión operativa de un sistema eléctrico de potencia que mide la robustez del sistema para soportar un conjunto posible de contingencias en el transcurso de la operación del sistema. Esta función analiza el efecto que tendrán ciertas perturbaciones sobre el sistema para un estado inicial dado, esto es, determinar el estado en el cual el sistema eléctrico de potencia para determinadas condiciones iniciales y ante eventuales contingencias voluntarias (salidas de líneas, generadores u otros equipos) e involuntarias (fallas en los equipos). Así el análisis de la seguridad mide el nivel de reserva del sistema y la firmeza del sistema ante posibles perturbaciones.

f. **ESTADOS DE OPERACIÓN:** Se definen 5 estados de operación en los que un sistema eléctrico de potencia se puede hallar.

- **ESTADO NORMAL:** En este estado, el sistema eléctrico opera con suficientes márgenes de reserva de generación, transmisión y transformación para cumplir con el criterio de seguridad. Se requiere una capacidad de reserva rodante y disponible en cualquier instante para mantener la frecuencia programada y satisfacer las variaciones de la demanda.
- **ESTADO DE ALERTA:** El estado operativo de alerta se presenta cuando los márgenes de reserva son inferiores a los establecidos para el estado de operación normal y la ocurrencia de una contingencia sencilla podría provocar la operación del equipo fuera de sus límites de diseño sin causar inestabilidad en el sistema.
- **ESTADO DE EMERGENCIA:** En el estado de operación de emergencia no se tienen adecuados márgenes de reserva, se opera el sistema fuera de los límites de seguridad. Para operar bajo el estado normal, se debe calcular el valor de la reserva de potencia del sistema en un intervalo de tiempo que permita tomar las acciones. Se debe distribuir en el sistema eléctrico la reserva operativa tomando en cuenta el uso efectiva de la capacidad en condiciones de emergencia, es necesario realizar un monitoreo periódico

para establecer que la cantidad de reserva disponible sea suficiente en caso de una contingencia.

- **ESTADO EXTREMO:** Si los estados anteriores no se controlan o son poco efectivos y la contingencia inicial es lo suficientemente severa como para desintegrar (separar o aislar) el sistema, entonces estará en un estado extremo. El objetivo en este estado es detener el colapso, salvar los equipos y evolucionar hacia un estado recuperativo.
- **ESTADO RECUPERATIVO:** Es un estado de transición, que puede prevenir de un estado extremo o puede de venir saliendo de un colapso total. Alguna de las restricciones de igualdad no se cumplen. Desde este estado y mediante controles recuperativos, se puede lograr una transición hacia el estado normal o hacia el estado de alerta. El objetivo de este estado es resincronizar el sistema y o maximizar el suministro de carga. Es importante destacar el tipo de transición que desplaza el sistema de un estado a otro y el tipo de control que se debe realizar para mejorar el nivel de seguridad del sistema.
- **ESTADOS INDESEADOS:** Provocado por perturbaciones o contingencias, lo que implica la disminución en el nivel de seguridad, que se poseía en el Estado Origen.

Las variaciones de pequeñas cargas, consisten en fluctuaciones aleatorias superpuestas a una tendencia de la demanda. Por lo general pueden más o menos pronosticarse.

Las perturbaciones incluyen: fallas en líneas de transmisión ocasionadas por accidentes o por mantenimiento de ella. También se incluye debido a la incorporación de nuevas líneas, amplia desconexión en cascada, por acción de las protecciones y por la salida de generadores debido a la pérdida de sincronismo o problemas de funcionamiento.

## 2.1.2 CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS:

### a. SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO:

Un Sistema eléctrico de potencia interconectado es un Sistema de suministro eléctrico cuyos niveles de tensión son iguales o superiores a los 138 kV, (Este valor depende de cada país)

Estos sistemas eléctricos se los denomina también de alta tensión o extra alta tensión, o sistemas eléctricos de transmisión o Red eléctrica de transporte.

Estos sistemas, por la gran extensión geográfica que ocupan; por los niveles de tensión en que funcionan, y por la gran cantidad de energía eléctrica que transporta, requieren

de la supervisión y del comando a distancia, lo cual se realiza en los Centros de Operación y Control a través de los Sistemas SCADA.

Debido a que el funcionamiento de los sistemas eléctricos de corriente alterna tienen un comportamiento dinámico, las condiciones de funcionamiento deben ser establecidas aplicando criterios de funcionamiento muy estrictos para evitar los problemas de estabilidad dinámica, que pueden llevar al sistema al estado de colapso. En estos estados de emergencia se producen *apagones* que dejan a gran cantidad de consumidores sin el suministro de energía eléctrica, necesaria para el normal funcionamiento de la vida moderna, y el sistema requiere la Restauración de cargas.

**b. SISTEMAS AISLADOS:**

Está conformado por un conjunto de Sistemas Aislados Mayores y menores ubicados a lo largo de todo el Perú, los cuales no se encuentran interconectados con el SEIN por motivos de ubicación geográfica y falta de redes de transmisión. Se clasifican en:

Sistemas Aislados Mayores Termoeléctricos: Conformado básicamente por Grupos Electrónicos y en algunos casos de turbinas de vapor. Ejemplo:

Sistemas Aislados Mayores Hidroeléctricos: conformado por Mini Centrales Hidroeléctricas.

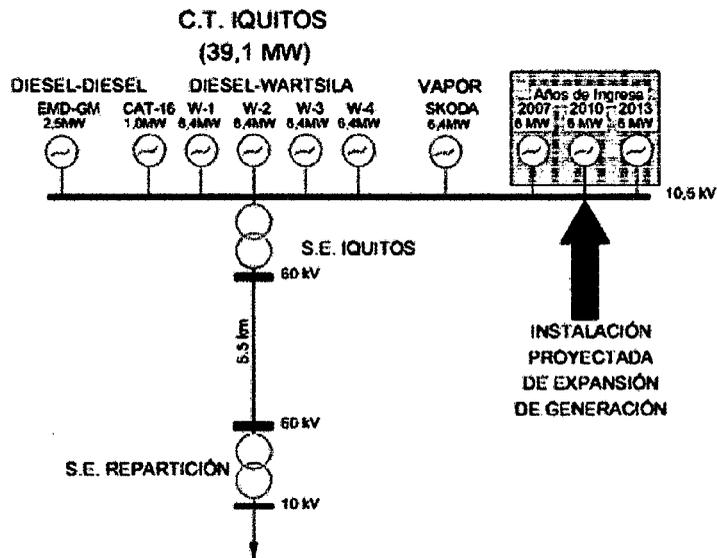
Sistemas Aislados Mayores Mixtos: Conformado por Mini centrales Hidroeléctricas y Grupos Electrónicos.

Sistemas Aislados Menores Termoeléctricos: Conformado generalmente por uno o más Grupos Electrónicos de pequeña capacidad.

Sistemas aislados Menores Hidroeléctricos: Conformada por Micro centrales hidroeléctricas.

Sistemas Aislados Menores Mixtos: En ciertas zonas se consta de un grupo electrónico y un micro central hidroeléctrico operando en paralelo.

Figura  
**Sistema Aislado Iquitos**  
**Expansión de Generación 2006 - 2015**



N°7

Fuente: OSINERGMIN

### 2.1.3 ASPECTOS HISTORICOS DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL:

#### a. PERIODO DE CRECIMIENTO PRIMARIO DEL SECTOR ELECTRICO:

El 15 de Mayo de 1886, los señores Guillermo Widlund y Macario Llaguno crearon la empresa Peruvian Electric Construction and Supply Company e instalaron la planta de vapor de 500 HP a corriente continua, dando por inicio por primera vez al suministro de la energía eléctrica y al alumbrado público de la Plaza de Armas y calles aledañas de Lima.

El 6 de agosto de 1895 la Empresa Transmisora de Fuerza Eléctrica, constituida por los señores Pedro Ugarteche y Guillermo Espantoso puso en operación la primera planta de energía instalada en la pampa de Santa Rosa, tejidos Santa Catalina, con un turbogenerador a vapor de 450 kW con corriente alterna, esto dio inicio a la transmisión de la energía eléctrica en el Perú.

En el año de 1922 se inaugura la CH Yanacoto con 4 unidades de 1,200 kW, siendo la primera gran central del Perú declarando su cierre el año de 1,960 después de 38 años de operación.

A comienzos de los setenta, se da un giro drástico al negocio eléctrico, mediante la Ley Nº 19521, estatizándose la industria eléctrica y se creó la Empresa de Electricidad del Perú (ELECTROPERU), la cual se encargaría de la gestión empresarial. De esta manera ELECTROPERU llegó a ser propietario de los diferentes activos de generación, transmisión y distribución, encargándose de la provisión del servicio y la planificación de las inversiones. En este período de gobierno militar, y hasta comienzos de la década del 80, hubo una gran inversión en proyectos hidroeléctricos y térmicos.

El año 1972, durante el gobierno del General Juan Velasco Alvarado se realizaron las primeras obras de generación y transmisión del Perú, la Central Hidroeléctrica del Mantaro se interconectó inicialmente con el sistema eléctrico de Lima y los sistemas eléctricos de las ciudades del sur medio (Mala, Cañete, Pisco, Chincha, Ica). Después se realizó la interconexión con los sistemas de Marcona Mining Company y Centromin Perú y se construyeron las subestaciones de Huancavelica, Huayucachi y Cobriza para el suministro de Huancavelica, Huancayo y el Centro Minero Cobriza, Huanta y Ayacucho, creando oficialmente el Sistema Interconectado del Centro.

En el sur del país, se formaron sistemas interconectados regionales, el Sistema Interconectado del Sur Oeste compuesto por las líneas de transmisión de Socabaya-Moquegua y Toquepala, conectándose Arequipa, Tacna y la Southern Peru Cooper Corporation. Y el Sistema Interconectado del Sur Este permitió la interconexión desde Cuzco hasta Juliaca.

Los principales proyectos de generación de energía se crearon en 1973 la CH de Mantaro de 798 MW, en 1978 la CH Charcani VI de 9 MW, en 1981 la Ampliación de la CH de Cañón del Pato, en 1984 la Ampliación de la CH de Machu Pichu, en 1985 la CH Restitución de 210 MW, en 1988 la CH de Charcani V de 135 MW, en 1990 la CH de Carhuaquero de 75 MW y la CT de Ventanilla de 200 MW en 1992.

En 1980 se interconectó el Sistema Interconectado del Centro como la CH de Cañón del Pato con la línea Lima-Paramonga-Chimbote de 220 kV, ampliándose hasta Chiclayo y Piura constituyéndose el Sistema Interconectado Centro Norte.

**b. CRISIS ENERGETICA DE LA DECADA DEL 80:**

El dinamismo de crecimiento se fue perdiendo en los años ochenta debido principalmente a la crisis de la deuda, iniciada en 1982, que impidió contar con nuevo

financiamiento y que más bien se convirtió en una carga importante para los países latinoamericanos.

Entre los años 1982 y 1992, la crisis económica del país, redujo la capacidad de inversión del estado, siendo la gestión de prestación del servicio público de electricidad insostenible. La situación se agravó por el mantenimiento de tarifas subsidiadas y el terrorismo que atentaba contra las líneas de transmisión afectando la economía y la calidad del servicio eléctrico. Los gastos adicionales y pérdidas en las empresas estuvieron en el orden de U\$ 40 millones de las cuales la mitad correspondía a la destrucción de 508 torres de transmisión, mientras que la otra mitad correspondía a las pérdidas por energía dejada de vender.

En aquella época, el Ministerio de Energía y Minas establecía los mecanismos de fijación de tarifas. Sin embargo, no existía un sistema tarifario basado en costos económicos sino sólo contables, y se introducían ciertos criterios de equidad de una forma que no permitía un adecuado manejo de los recursos y que dio lugar posteriormente a una serie de problemas como los surgidos a partir del D.L. N° 163, de 1981, donde se estableció un impuesto al consumo de electricidad (25%) y al consumo de agua (5%) destinado a recaudar fondos para el desarrollo de obras en zonas que carecen del servicio eléctrico y agua

Ello llevó a que el coeficiente de electrificación alcanzara en 1990 sólo el 45%, uno de los más bajos de América Latina, a que la oferta de energía sólo cubriera el 74% de la demanda y a que las pérdidas de distribución superaran el 20%

El uso de criterios políticos para la fijación de las tarifas y su retraso frente a una hiperinflación hizo que éstas cubran cada vez un porcentaje menor de sus costos operativos, excluyendo los costos asociados a la recuperación del capital, llegando a cubrir sólo un 33% de sus costos operativos medios en 1989

Finalmente en 1991, una extrema sequía redujo la generación eléctrica al punto que hubo restricciones del suministro eléctricos en todo el Perú.

#### **c. REFORMA DEL SECTOR ELECTRICO:**

Como medidas previas a la reforma del sector eléctrico peruano, en 1991, el Gobierno Peruano promulgó el Decreto Legislativo N° 757 "Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada" señalando que el objeto de la misma es de garantizar la iniciativa y

las inversiones privadas”. De igual forma, el Decreto Legislativo N° 674 declaró de interés nacional la inversión privada en el ámbito de las empresas que conforman la actividad empresarial del Estado, para lo cual se crearon los órganos a cargo de la inversión privada: La Comisión de la Promoción de la Inversión Privada - COPRI, y los Comités Especiales de Privatización - CEPRI de ELECTROLIMA y de ELECTROPERU. Mediante el cual la actividad empresarial del estado debe pasar al sector privado, quedándose el estado con el rol promotor, subsidiario y regulador.

El 19 de Noviembre de 1,992 se promulga el Decreto ley N° 25844, ley de Concesiones Eléctricas, basada en la experiencia chilena y de acuerdo a las tendencias actuales de los mercados eléctricos contemporáneos, desagregándose las actividades eléctricas en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Se considera que la generación es una actividad competitiva que no requiere regulación, mientras que las actividades de transmisión y distribución son actividades reguladas por su naturaleza monopólica. La comercialización para los clientes de consumo hasta 1 MW es también regulada (actualmente solo hasta 200 kW).

Se inicia la planificación energética, prevé el déficit de energía con la construcción de centrales de generación termoeléctrica y con programas de ahorro de energía (1,994).

El proceso de integración de los sistemas eléctricos, se da con la formación del Sistema Interconectado del Sur, mediante la línea de transmisión Socabaya – Santuario de 138 kV.

**d. SITUACION ACTUAL:**

En octubre de 2000, al producirse la interconexión del SICN con el SIS debido a la entrada en operación de la Línea de Transmisión Mantaro Socabaya, el COES-SICN incorporó a las empresas integrantes del COES-SUR, así como a las empresas de transmisión Consorcio Transmantaro S.A. y Red Eléctrica del Sur S.A. En cumplimiento del Artículo 2° del Decreto Supremo N° 011-2001-EM, que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el COES-SICN modifica su Estatuto y cambia su denominación a Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional COES-SINAC, quedando constituido como el COES del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Posteriormente, el 5 de setiembre de 2002, se incorporó al COES-SINAC la empresa Red de Energía del Perú S. A. - REP, al asumir las concesiones que correspondían a Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - ETECEN y Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. ETESUR, como consecuencia de la suscripción con el Estado Peruano del respectivo Contrato de Concesión de Sistemas de Transmisión Eléctrica y dejan de ser integrantes las empresas ETECEN y ETESUR. Asimismo, el 22 de setiembre de 2002, se incorporó la empresa Interconexión Eléctrica ISA Perú S. A. ISA.

El año 2005 ingreso al mercado de generación el gas natural de camisea, con una participación de la Oferta de Energía en cerca al 40% modificándose la matriz energética peruana, así mismo desde el 2012 se realiza la interconexión de la red de transmisión de 500 kV y la entrada en operación de las dos primeras plantas de generación con energía solar en Arequipa con un total de 40 MW (octubre de 2012).

Así mismo se ha establecido que los aspectos más importantes para la evolución y desarrollo de un sistema energético en el Peru, en función a su historia y toma en cuenta:

- Aspectos políticos y riesgo país: estabilidad política y social del país en su conjunto.
- Aspectos relacionados con la demanda y aspectos financieros: retorno de la inversión, precios, costos, generación de valor.
- Aspectos legales, sociales, medioambientales y regulatorios: programa de adecuación medioambiental (PAMA), régimen tributario, estímulos para la generación eléctrica, objeciones, leyes, licencia social, impacto ambiental.

## **2.2 CENTRALES DE GÉNERACION DE ENERGIA:**

### **2.2.1 GENERALIDADES:**

#### **a. DEFINICION:**

Se denomina Central de Generación a aquel Sistema Físico el cual a través de un conjunto de mecanismos transforma una fuente de energía primaria en otra (generalmente Potencia, útil, efectiva, al eje o al freno), mediante un grado de eficiencia.

El Concepto de eficiencia está directamente relacionado con el rendimiento del proceso de conversión energética de la central. A su vez el rendimiento de planta se obtiene del producto de los rendimientos de procesos, que son los de los equipos o sistemas que conforman las instalaciones de la central de energía.

#### **b. POTENCIAS CARACTERISTICAS:**

- **Potencia Instalada ( $P_i$ ):**

Es aquella potencia relacionada a la capacidad de diseño, tal como ha sido concebida la central de energía. Generalmente la Potencia Instalada no se alcanza durante la operación.

- **Potencia Efectiva ( $P_e$ ):**

Es aquella potencia máxima que realmente puede desarrollar una central de energía, la cual ha sido certificada por órganos competentes. En este el COES realiza los estudios de Potencia Efectiva anualmente, la cual se declara ante el Osinergmin, para los estudios de determinación los precios de potencia y energía.

- **Potencia Firme ( $P_f$ ):**

La potencia firme de una central, es el nivel de potencia que una central puede aportar al sistema en horas de máxima demanda con un alto grado de confiabilidad, bajo una cierta probabilidad de excedencia (caso hidráulicas). Este concepto de potencia firme está ligado íntimamente al concepto de adecuación, es decir al aseguramiento de la capacidad en el mediano y largo plazo. Cabe mencionar que dentro del cálculo de la potencia firme no se consideran atributos técnicos de las centrales, tales como tiempo de partida, incrementos de carga entre otros, es decir para la determinación de la potencia firme no se valora la habilidad de estar presente ante requerimientos imprevistos de potencia (dos unidades con igual tasa de indisponibilidad y potencia

efectiva, podrían tener la misma potencia firme independiente si una puede tomar carga más rápidamente que la otra) ya que los mismos están relacionados al concepto de seguridad y estos son manejados mediante una planificación en el despacho realizado por el operador del sistema.

Se cumple en el criterio de operación lo siguiente:

$$P_f < P_e < P_i \quad \text{..... (1)}$$

**c. PERIODOS Y VIDA UTIL:**

La vida útil económica de esta tecnología es un aspecto muy importante para evaluar el costo-beneficio que tendrá a corto y largo plazo, así como si vale la pena la inversión en cierta fuente más que en otra.

Tanto a nivel industrial como a nivel doméstico es conveniente conocer la vida útil de cada una de ellas así como el nivel de contaminación que produce:

**Panel solar fotovoltaico:** alrededor de 20 a 30 años dependiendo del tipo de modulo que utiliza los paneles.

**Turbina o aerogenerador eólico terrestre:** Esta tecnología dura alrededor de 20 años con poco gasto de mantenimiento.

**Turbina o aerogenerador eólico marino:** Estas turbinas son más fuertes que las terrestres ya que las condiciones climáticas en el mar son difíciles por lo que deben ser más resistentes para alcanzar los 20 años de vida.

**Central eléctrica a carbón:** De 25 años a 40 años dependiendo la antigüedad de la planta ya que las más nuevas tienen mayor expectativa de vida que las antiguas.

**Central eléctrica atómica o nuclear:** Las centrales nucleares tienen una vida de 40 años pero con mantenimiento se puede extender algunos años más.

**Centrales hidroeléctricas:** Este tipo de centrales tienen una vida útil muy variable que puede ser de 30, 60, 45 y 150 años. Esto dependerá del tipo de represa y construcción, tamaño y de otras variables ambientales como la sedimentación y erosión que pueden reducir hasta más de la mitad su vida útil.

Estas cifras son calculadas por los fabricantes y constructores, son aproximadas teniendo en cuenta los materiales, el desgaste de los componentes por el uso y otras

027251

variables. Cuando se define vida útil económica se hace referencia a la capacidad de producción de energía a un costo económico aceptable.

La vida útil de la tecnología no siempre es la misma que la vida útil económica de la misma ya que a veces no coincide. La tecnología o las construcciones estén en pie pero no son económicamente rentable.

## 2.2.2 CLASIFICACION ECONOMICA DE LAS CENTRALES DE GENERACION DE ENERGIA:

- **CENTRALES DE BASE:**

Son aquellas Centrales de Generación de Energía que operan en forma continua y permanente, en función a los siguientes criterios:

- Gran capacidad de generación (centrales Hidroeléctricas de pasada y Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado).
- Bajos costos operativos lo que le permiten operar de forma continua. (Centrales Hidroeléctricas de pasada y embalse, Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado y Ciclo Joule Brayton Simple Abierto con Gas Natural).
- Centrales con Recursos Energéticos Renovables: Según la normatividad peruana las Centrales Solares Fotovoltaicas y las Centrales Eólicas.
- Y características de operatividad en su motor primo. (Las centrales termoeléctricas de vapor con bajos costos operativos, debido a la lentitud del arranque en frío de las turbinas de vapor).

Están destinadas a suministrar la mayor parte de la energía eléctrica de un Sistema Eléctrico. Estas centrales llamadas también centrales *principales*, son de gran potencia.

- **CENTRALES DE PUNTA:**

Son aquellas centrales de generación de energía programadas para operar durante las horas de máxima demanda de energía eléctrica en las horas – punta (En el Perú se considera horas punta al periodo comprendido entre las 19.00 a las 23.00 horas).

Generalmente se ubican las centrales termoeléctricas de respuesta rápida tal como Centrales del tipo Joule Brayton Simple abierto y Grupos Electrónicos de bajos costos operativos. Así mismo se destinan la operación durante estas horas la operación de ciertas Centrales Hidroeléctricas de embalse o regulación.

- **CENTRALES DE REGULACION:**

Son Centrales Hidroeléctricas que tienen la posibilidad de almacenar volúmenes de agua en un embalse o reservorio ubicado aguas arriba, esto debido al bajo caudal de la cuenca que alimenta a la Central Hidroeléctrica. Prestan un gran servicio en situaciones de bajos caudales, ya que el almacenamiento es continuo, regulando de modo conveniente para la producción. Se adaptan bien para cubrir horas punta de consumo.

- **CENTRALES DE RESERVA FRIA:**

Tienen por objeto sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas de base en casos de escasez de agua o avería en algún elemento del sistema eléctrico.

El concepto de reserva económica implica la disponibilidad de instalaciones capaces de sustituir total o parcialmente a las centrales de base en las siguientes situaciones: escasez o falta de insumos energéticos (agua, combustibles), congestión en las redes de transmisión, programas de mantenimiento y fallas fortuitas.

El concepto de reserva técnica comprende la programación de determinadas centrales para reemplazar a las centrales de producción elevada en el caso de fallas en sus máquinas.

En el Perú se tienen 5 Proyectos de Reserva Fría (a través de Centrales Termoeléctricas del tipo Joule Brayton Simple Abierto con biodiesel) los cuales entraran en operación a mediados del 2013. Ubicados en sitios estratégicos tal como: Talara (177 MW), Puerto Eten (214 MW), Ilo (568 MW), Iquitos y Puerto Maldonado.

- **CENTRALES DE EMERGENCIA:**

Son Centrales Termoeléctricas móviles, y pueden desplazarse al lugar donde sean necesarios sus servicios. Estas centrales son de pequeña potencia y generalmente accionadas por motores Diesel. En el Perú se tiene la Central de Emergencia de Mollendo (60 MW), Central de Emergencia de Piura (80MW), la Central Emergencia 1 (62 MW). La finalidad de estas es cubrir en forma temporal el déficit de energía hasta la instalación de una central de base o reforzamiento de una línea de transmisión en una determinada zona geográfica. Estratégicamente en el Perú están ubicadas en Piura, Mollendo y Trujillo.

### 2.2.3 CENTRALES HIDROELECTRICAS:

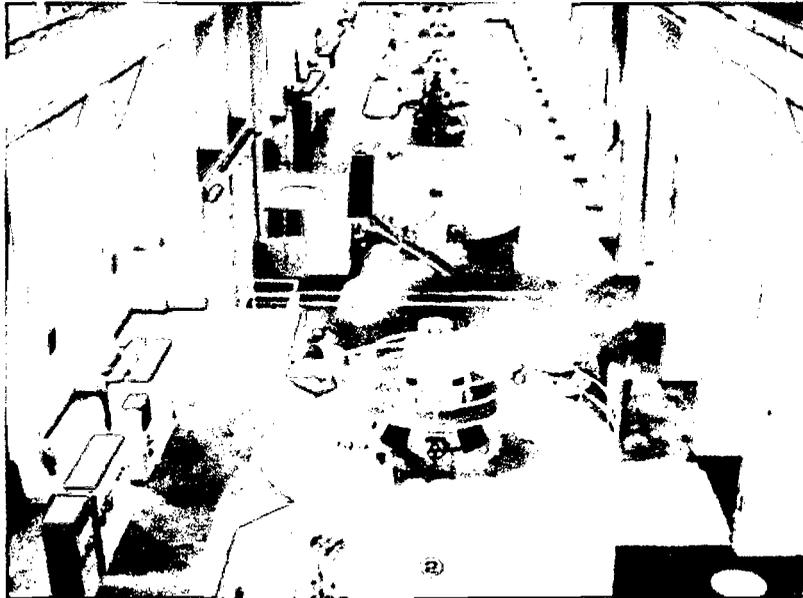
#### a. TIPOS:

- **CENTRALES HIDROELECTRICAS DE PASADA:**

También llamadas Centrales de filo de agua o de agua fluente, y son aquellas que utilizan parte del flujo de agua de un río para generar energía eléctrica, y se caracterizan por que la disponibilidad de agua es permanente y continua, no teniendo la necesidad de almacenar agua en un embalse o reservorio. Están en la capacidad de disponibilidad continua, limitadas únicamente por su capacidad instalada

Es posible de que una Central de Embalse se convierta en una Central de Pasada cuando dispone de redes da agua suficientes para poder operar.

Figura N° 8 Central Hidroeléctrica de Mantaro

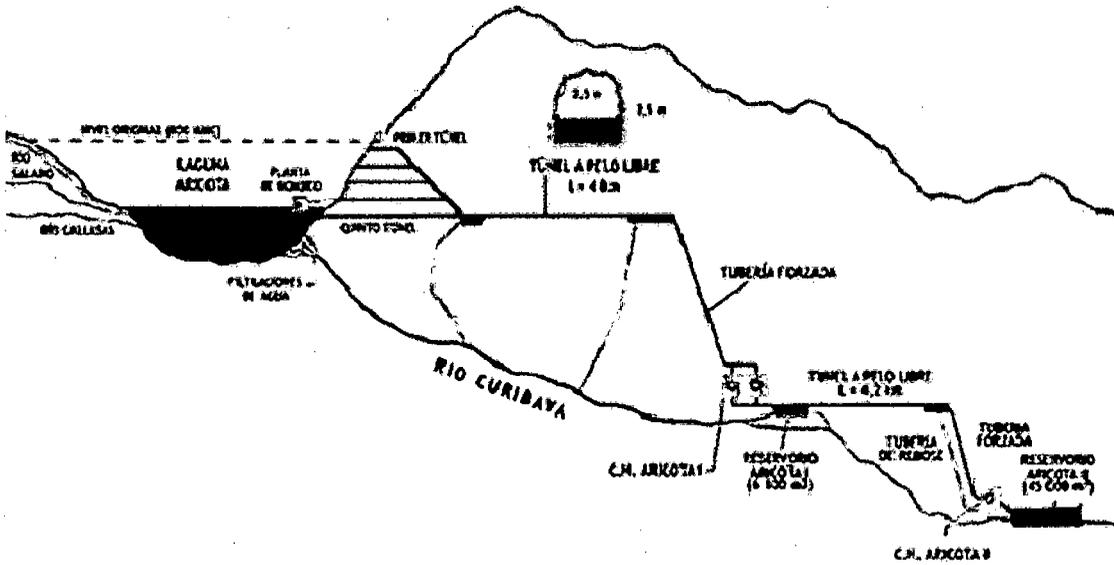


Fuente: Electro Perú (2012)

- **CENTRALES HIDROELECTRICAS DE EMBALSE:**

Son aquellas Centrales Hidroeléctricas más frecuentes, y se caracterizan porque operan en función a la capacidad del volumen garantizado de un reservorio aguas arriba de la central, la cual se va utilizando o guardando en reserva en función a un programa de trabajo. La regulación puede ser del tipo horario, semanal, diario u otra periodicidad.

Figura N° 9 Embalse de las CHCharcanis de EGASA



Fuente: EGASA (2012)

**b. CARACTERISTICAS TECNICAS:**

• **FACTOR DE PLANTA MEDIO:**

Mide el grado de utilización de la capacidad efectiva de una central de generación hidroeléctrica, en función al número de horas de operación en relación al número de horas totales del año. Se evalúa según la siguiente ecuación:

$$\text{Nº de Horas de operación al año} = \frac{\text{Energía generada al año}}{\text{Potencia Efectiva}} \dots\dots (2)$$

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{\text{Nº de Horas de operación al año}}{\text{Nº de Horas anuales}} + 100 \% \dots\dots (3)$$

• **RENDIMIENTO ESPECIFICO:**

Es un Indicador Técnico que compara la Potencia Efectiva por el caudal Turbinable en una Central Hidroeléctrica.

Cuan más alto sea el valor del Rendimiento específico, se puede afirmar que la Central es mucho más eficiente en la generación de energía por recurso utilizado.

$$\text{Rendimiento Especifico} = \text{Potencia Efectiva} \cdot \text{Caudal Turbinable} \quad (4)$$

- c. **POTENCIA FIRME HIDRAULICA:** Se considera a la Potencia Efectiva con total seguridad que una central hidroeléctrica puede suministrar durante las horas de demanda. Se determina según la siguiente ecuación:

$$P_{fh} = \text{Potencia Efectiva} \cdot \text{Tasa de Indisponibilidad Forzada} \quad (5)$$

**$P_{fh}$  = Potencia Firme Hidraulica**

La Tasa de Indisponibilidad Forzada para cada unidad de generación termoeléctrica se tomaran los valores suministrados por el Informe N° 056-2013 GART "Determinación del MRFO (Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN) y del TIF (Tasa de Indisponibilidad fortuita)

- d. **CARACTERISTICAS DEL SISTEMA HIDROELECTRICO:**

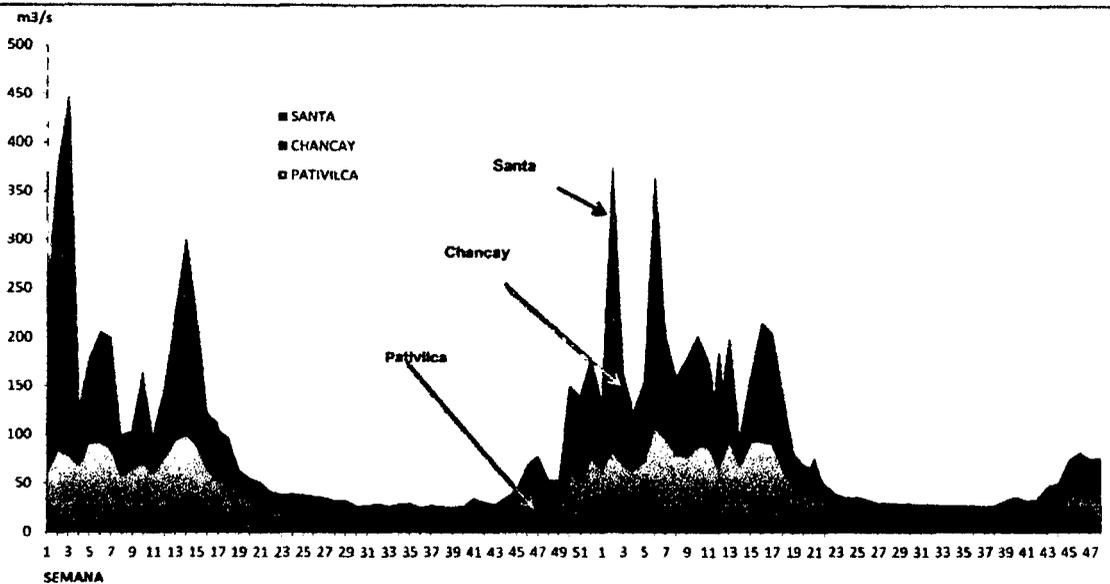
**El recurso energético hidráulico en el Perú queda sujeto a dos variables:**

- Caudales naturales promedio semanales: Relacionado a cada río que alimenta a una determina central hidroeléctrica. Se caracteriza por la periodicidad de ocurrencia del caudal de agua dos periodos durante el año.

Periodo de avenida: Desde 1 de diciembre al 31 de Mayo.

Período de estiaje: Desde 1 de Junio al 30 de Noviembre.

Figura N°10 Caudal Natural para los Ríos Santa, Chancay y Pativilca

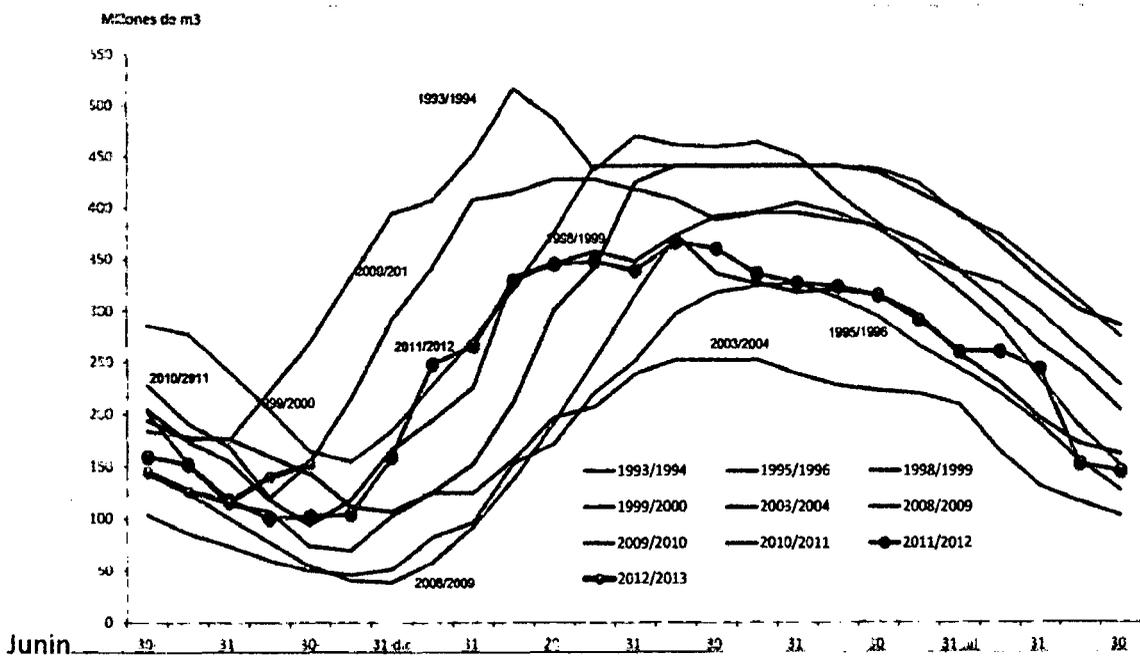


Fuente: COES (2012)

Con la característica que debido a la gran abundancia de sólidos presente en el agua , durante los periodos de avenida , la presencia de estos es considerable, produciéndose gran frecuencia de trabajos de mantenimiento y limpieza en los desarenadores de las centrales hidroeléctricas.

- Volumen de agua de Reservorios: Se tiene una serie de tiempo del agua almacenada en los reservorios naturales y artificiales que suministran agua a cada central hidroeléctrica.

Figura N° 11 Volumen Util del Lago



## 2.2.5 CENTRALES TERMoeLECTRICAS:

### a. TIPOS:

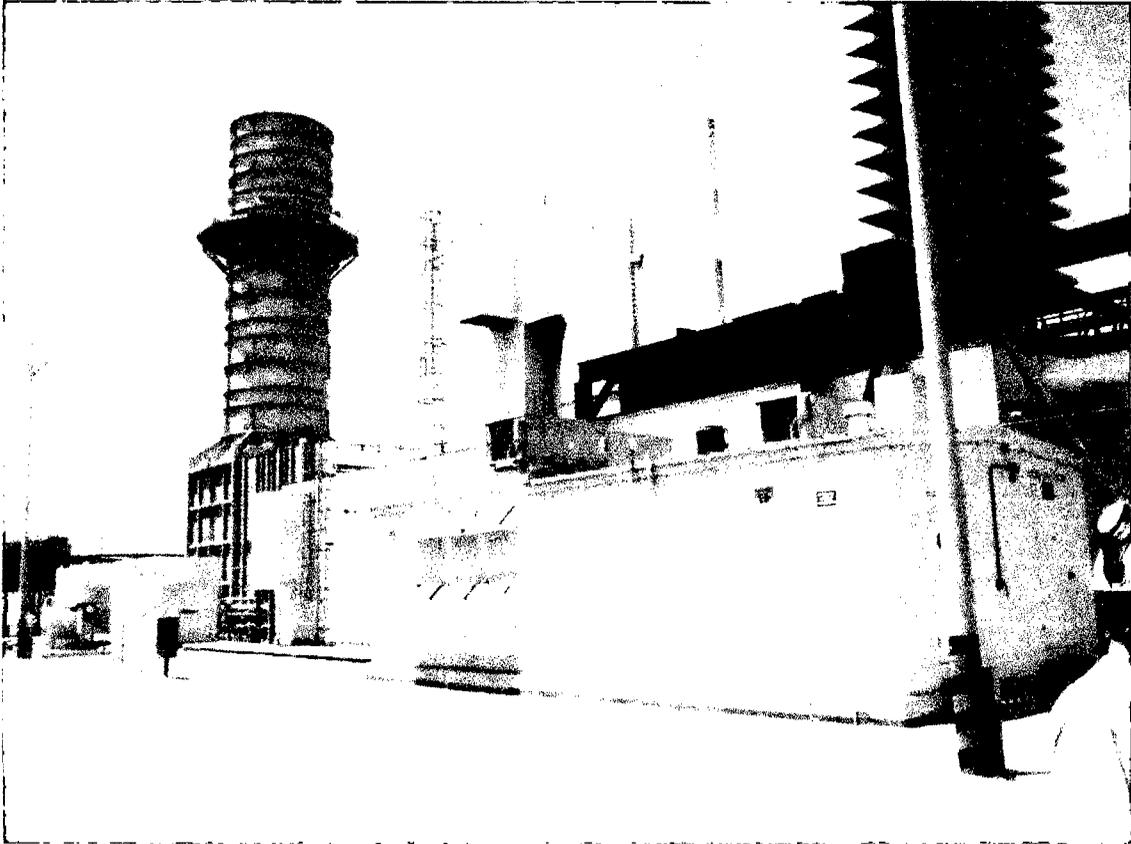
- **CENTRALES TERMoeLECTRICAS DEL TIPO CICLO JOULE BRAYTON ABIERTO:**

También conocidas como centrales termoeléctricas con turbinas a gas, referida a los gases de la combustión. Están conformadas por 3 componentes básicos: Compresor de aire, cámara de combustión y una turbina de gas acoplada al compresor y a un generador eléctrico.

Se le emplean para cubrir las cargas pico o punta (un promedio de horas de operación de 1,000 a 2,000 horas/año) de un sistema eléctrico debido a su rápida rampa de arranque, son versátiles y su operación se realiza por control remoto y su funcionamiento es fiable con un amplio intervalo de cargas. Se construyen en unidades compactas pequeñas (100 KW) hasta potencias de 200 MW, son de menor relación peso/tamaño, bajo costos unitarios de inversión, fáciles de transportar en bloque y requieren menores tiempos para su montaje (1 año para una Turbogas de 200 MW). Su combustible por naturaleza es el Gas Natural

Su operación básica consiste en la compresión de aire fresco a condiciones ambientales dentro de un compresor axial a una determinada relación de compresión: luego el aire comprimido se reacciona con el combustible dentro de una cámara de combustión del tipo anular (la combustión se realiza con un elevado exceso de aire entre 200 a 350%), posteriormente los gases de la combustión ingresan a alta velocidad a una turbina de gas, generándose trabajo al eje el cual se utiliza para accionar al compresor y para accionar un generador eléctrico.

Figura N°12 Central Termoeléctrica de Malacas



Fuente : EEP SA(2,012)

Se emplean además de la generación de energía eléctrica en otra gama de aplicaciones especialmente la propulsión aeronáutica y naval, así como para el accionamiento de diversos equipos mecánicos en la industria del petróleo tal como bombas, compresores y grupos electrógenos.

Su rendimiento alcanza los 35 % para turbinas a gas de Tecnología H el cual ha mejorado básicamente con los materiales de los alabes y la relación de compresión alta en el compresor.

Su combustible ideal para la operación es el gas natural.

- **CENTRALES TERMoeLECTRICAS DEL TIPO CICLO RANKINE:**

También conocidas como Centrales con turbinas a Vapor, y operan en conjunto una turbina de vapor, condensador (o aerocondensador), desareador, sistemas de bombeo de agua y un generador de vapor acuotubular o un generador de vapor recuperador de calor (HRSG o GVRC). Son de gran capacidad y utilizadas como central de generación de base, utilizan como combustible: carbón mineral, combustible líquido como el petróleo

R500, bagazo, los residuos sólidos urbanos, también se utilizan en las Centrales nucleoelectricas con Uranio 238) y en las Centrales Geotermicas.

Su eficiencia como ciclo simple está en el orden del 36%, pudiendo incrementarse en función al recalentamiento y la regeneración del ciclo. Se caracterizan porque son de lento arranque, necesitan un alto torque y tiempo para estabilizar su operación, tienen alta relación espacio/peso, son muy pesadas, presentan un problema referido al agua durante su operación (ya sea para el ciclo termodinámico, como el sistema de condensación y el sistema de enfriamiento en la torre de enfriamiento).

Su operación consiste en la generación de vapor sobrecalentado dentro de un generador de vapor, posteriormente el vapor a alta velocidad ingresa a una turbina de vapor de condensación o de contrapresión, donde su energía cinética se transforma en energía mecánica de rotación accionando un generador eléctrico. Posteriormente el vapor húmedo (hasta un máximo de humedad del 12 %) se condensa, continuando el ciclo.

En el Perú, la planta térmica San Nicolás entró en operación en 1963 con un primer grupo de generación de 18 750kW, luego en 1967 se instaló un segundo grupo, también de 18 750 kW y el tercero se puso en funcionamiento en 1972, con una potencia de 25 000kW.

Figura N° 13 Central Termoeléctrica de San Nicolás (Marcona)



Fuente: SHOUGANG (2,012)

- **CENTRALES TERMOELECTRICAS CON CICLO COMBINADO:**

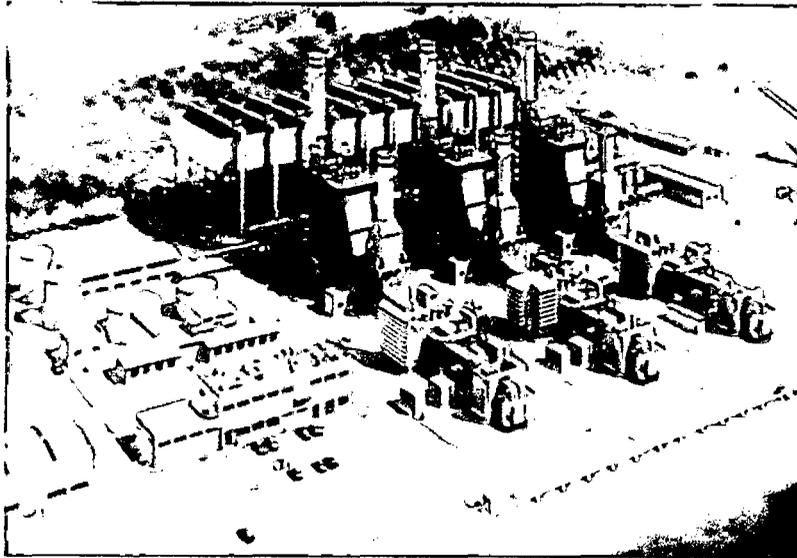
Son Centrales Termoeléctricas de Alta Eficiencia con valores de hasta 57%, conformados por un ciclo Joule Brayton Simple Abierto como Ciclo Superior y un Ciclo Rankine con sobrecalentamiento como Ciclo Inferior. Se caracteriza por que se aprovechan los gases calientes de la combustión expulsados de la turbina de gas los cuales son recuperados en Generadores de vapor Recuperadores de Calor (GVRC o HRSG) para generar vapor sobrecalentado para accionar una turbina de vapor a través de dos o tres niveles de presión.

En la propulsión de buques se denomina ciclo combinado al sistema de propulsión COGAG.

En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una o varias turbinas de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una turbina de vapor. El principio sobre el cual se basa es utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas para aportar calor a la caldera o generador de vapor de recuperación, la que alimenta a su vez de vapor a la turbina de vapor. La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, y su bajo valor de costo variable combustible con un valor de 18 U\$/MWh, lo que lo hace técnico y económicamente rentable su operación.

En los últimos tiempos se viene desarrollando una nueva tecnología, la Gasificación integrada en ciclo combinado (GICC), que mediante un sistema de gasificación del carbón con la obtención de gas de síntesis o SYNGAS se deriva a una central de ciclo combinado. Este tipo de centrales combinan una planta de gasificación, un ciclo combinado y una planta de fraccionamiento de oxígeno.

Figura N° 14 Central de Ciclo Combinado de KALLPA



Fuente: Kallpa Generation (2,012)

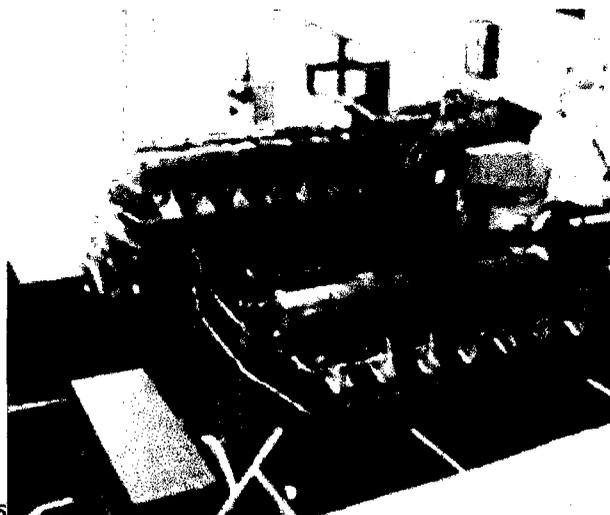
- **CENTRALES TERMOELECTRICAS CON MOTORES DE COMBUSTION INTERNA ALTERNATIVO:**

Este tipo de Centrales termoeléctricas operan según el Ciclo Diesel o el Ciclo Otto, utilizan un motor de combustión interna alternativo como motor primo, se caracterizan por que tienen rápido arranque y pueden variar su carga con rapidez y regulan su estabilidad en poco periodo de tiempo, se les utiliza debido a su alto costo de operación como Centrales de Punta. Operan con Gas Natural o GLP con Ciclo OTTO con encendido por explosión o con un Biodiesel o Petróleo R-6 con Ciclo Diesel con encendido por compresión.

El Motor primo es sobrealimentado llegando a eficiencias del orden del 50%, mientras que su operación como Ciclo Simple es de 32% para MCI Ciclo Diesel y 27% para MCI Ciclo Otto.

En caso muy especial son los grupos electrógenos, el cual es una máquina que mueve un generador eléctrico a través de una interna. Una de las utilidades más comunes es la de generar electricidad en aquellos lugares donde no hay suministro eléctrico, en sistemas aislados, con pocas infraestructuras y muy poco habitadas. Otro caso sería en locales de pública concurrencia, hospitales, fábricas, etc., que a falta de energía eléctrica de red, necesiten de otra fuente de energía alterna para abastecerse.

Figura N° 15 Central Termoeléctrica MCIA de



Tumbes

Fuente: Electro Perú (2,012)

**b. CARACTERISTICAS TECNICAS:**

• **HEAT RATE:**

Conocido también como TASA DE CALOR o CONSUMO ESPECIFICO EFECTIVO, es un Indicador de eficiencia para una Central Termoeléctrica y compara las unidades de combustible consumido por hora para generar una unidad de potencia efectiva a plena carga. Este Indicador permite comparar entre Centrales Termoeléctricas que tienen una misma tecnología de generación y que consumen el mismo combustible.

$$\text{HEAT RATE} = \text{Consumo de } \frac{\text{Combustible}}{\text{Potencia Efectiva}} \dots (6)$$

• **COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE:**

El Costo Variable Combustible (CVC) conocido también como Costo Incremental o Costo de Operación, el cual representa el costo asociado de la unidad termoeléctrica para producir una unidad de energía. Dicho costo se determina como el producto del consumo específico o HeatRate de la central de generación por el costo del combustible, y viene expresado en U\$/MWh.

$$\text{CVC} = \text{Heat Rate} * \text{Precio del Combustible} \dots (7)$$

- **COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE:**

El Costo Variable No Combustible (CVNC) representa el costo, no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce. Para evaluar dicho costo se determina la función de costo total de las unidades termoeléctricas (sin incluir el combustible) para su régimen máximo de operación; a partir de esta función se deriva

- **COSTO VARIABLE TOTAL:**

El Costo Variable Total se determina en función a la suma de los CVC y el CVNC.

$$CVT = CVC + CVNC \dots \dots (8)$$

- **FACTOR DE INDISPONIBILIDAD:**

INDISPONIBILIDAD: Es el Estado de una unidad de generación termoeléctrica cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado con la unidad de generación.

$$\text{Factor de Disponibilidad}(F_d) = 1 - \text{Factor de Indisponibilidad} \dots \dots (9)$$

- **POTENCIA FIRME DESPACHADA TERMICA:**

Es la Potencia con seguridad puede brindar en las horas de demanda.

$$P_{ft} = \text{Potencia Firme Termoelectrica} = P_e + F_d \dots \dots (10)$$

## 2.2.6 CENTRALES CON RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES:

Se denomina Energía Renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o por ser capaces de regenerarse por medios naturales.

En consideración su grado de desarrollo tecnológico y a su nivel de penetración en la matriz energética de los países, las Energías Renovables se clasifican en Energías Renovables Convencionales y Energías Renovables No Convencionales. Dentro de las primeras se considera a las grandes centrales hidroeléctricas; mientras que dentro de las segundas se ubica a las generadoras eólicas, solares fotovoltaicas, solares térmicas, geotérmicas, mareomotrices, de biomasa y las pequeñas hidroeléctricas.

En este contexto, en mayo de 2008, el Estado Peruano emitió el Decreto Legislativo 1002 que promueve la inversión para la generación de electricidad con el uso de Recursos Energéticos Renovables ('RER', en adelante), tales como la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, la biomasa y las pequeñas hidroeléctricas con una capacidad instalada de hasta 20MW

- **CENTRALES SOLARES:**

La energía solar es una de las fuentes de la vida y el origen de la mayoría de las demás formas de energía conocidas. Cada año la radiación solar aporta a la Tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad que consume toda la humanidad. De ahí que la radiación solar, recogida de forma adecuada con paneles solares, puede transformarse en otras formas de energía.

Mediante el empleo de colectores solares la energía solar puede transformarse en energía térmica. A su vez, con el empleo de paneles fotovoltaicos la energía luminosa puede transformarse en energía eléctrica. Ambos procesos demandan tecnologías diferentes que no tienen nada que ver una con la otra. De mismo modo, en las centrales térmicas solares, la energía térmica captada por los colectores solares puede utilizarse para generar electricidad.

Se distinguen dos formas de radiación solar: la radiación directa y la radiación difusa. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna, gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar ocasionados por las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que concentración de la luz difusa no es posible por provenir de múltiples direcciones. Sin embargo, ambas radiaciones son aprovechables.

Actualmente en el Perú se tienen 3 Plantas solares en operación en Arequipa (2) y una en Tacna de 20 MW cada una de ellas.

Figura N° 16 Central Solar Panamericana de 20 MW



Fuente: Yingil Green Energy (2,012)

- **CENTRALES CON RSU :**

Los Residuos sólidos urbanos (RSU) son aquellos residuos que se originan en la actividad doméstica y comercial de las ciudades y pueblos.

Esto comprende basura, muebles y electrodomésticos viejos, embalajes y desperdicios de la actividad comercial, restos del cuidado de los jardines, siendo el grupo más voluminoso el de las basuras domésticas.

La incineración de los RSU con aprovechamiento energético es un proceso muy utilizado, esta tecnología consiste en fundamentalmente, en una combustión con generación de vapor y la posterior expansión de este en una turbina convencional acoplada a un generador eléctrico.

Otra tecnología es en el cual la materia orgánica se separa y de alguna manera se degrada obteniéndose gas metano, el cual es filtrado y purificado y está apto para su uso en motores de combustión interna o en calderas acuotubulares.

La Central Termoeléctrica de Huaycoloro de propiedad de PETRAMAS (Lima) que opera con 3 MCI con una Potencia Efectiva Total de 4.8 MW, utiliza como combustible gas metano obtenido de Residuos Sólidos Urbanos, es la primera central de energía en la Costa del Pacífico Sur que opera con esta tecnología desde octubre del 2011. Esta empresa está certificada como un Proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Figura N° 17 Central Térmica RSU de Huaycoloro



Fuente: PETRAMAS (2,012)

- **CENTRALES CON BIOMASA:**

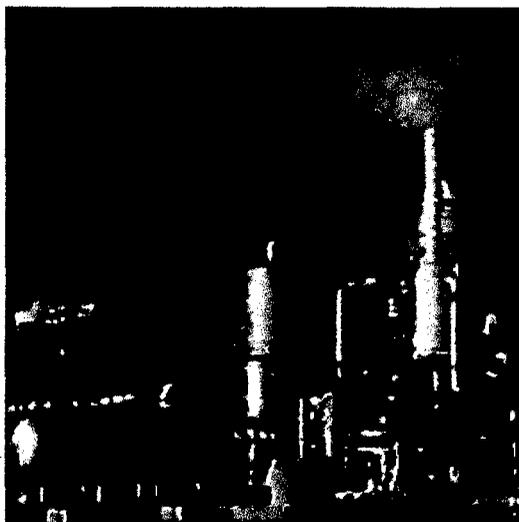
La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal que a su vez es desencadenante de la cadena biológica. Mediante la fotosíntesis las plantas que contienen clorofila, transforman el dióxido de carbono y el agua de productos minerales sin valor energético, en materiales orgánicos con alto contenido energético y a su vez sirven de alimento a otros seres vivos. Mediante estos procesos, la biomasa almacena a corto plazo la energía solar en forma de carbono. La energía almacenada en el proceso fotosintético puede ser posteriormente transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes de origen vegetal, liberando de nuevo el dióxido de carbono almacenado.

En el sector agroindustrial, específicamente la industria de la caña de azúcar, se ha establecido la presencia de un gran potencial de generación de electricidad a partir del bagazo de la caña y la cascarilla de arroz.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) otorgó a favor de Agro Industrial Paramonga la concesión definitiva de generación con recursos energéticos renovables para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en las instalaciones de la central térmica Paramonga 1.

La central ubicada en el distrito de Paramonga, provincia de Barranca (Lima), cuenta con una potencia instalada de 23 MW, utilizando como combustible el bagazo de la caña de azúcar.

Figura N° 18 Central Térmica de Paramonga



Fuente. Compañía de Azúcar Paramonga S.A

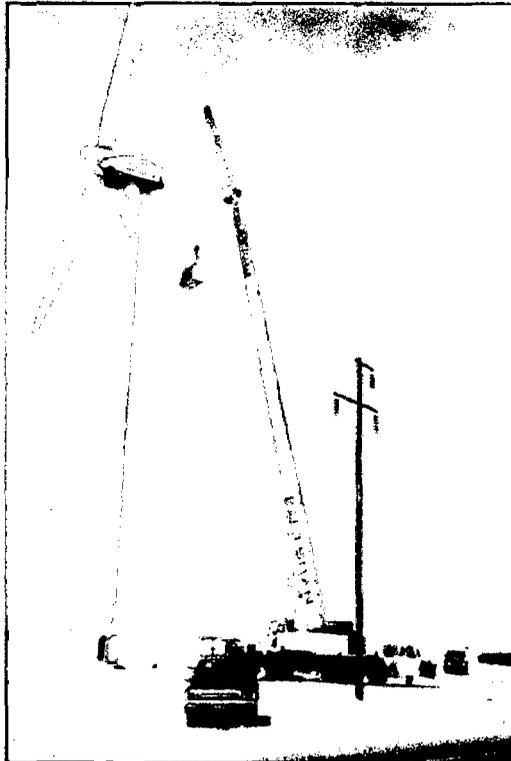
- **CENTRALES EOLICAS:**

La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire. El término eólico viene del latín Aeolicus, perteneciente o relativo a Éolo o Eolo, dios de los vientos en la mitología griega y que quiere decir perteneciente o relativo al viento. La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales (gradiente de presión). La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos de aspas. En las últimas décadas, el aprovechamiento de la energía eólica ha progresado hasta convertirse en uno de los pilares fundamentales del suministro de energía renovable.

Hoy en día el rendimiento de las instalaciones eólicas se ha multiplicado por 3 en relación con la velocidad del viento. Para poder aprovechar al máximo la energía eólica, estos equipos se asientan sobre torres lo más altas posible. Las mayores instalaciones eólicas del momento tienen una potencia nominal que se sitúa entre los 4 y 6 megavatios (MW). La altura total llega a alcanzar los 200 metros, con una altura de buje de 120 metros aproximadamente. Las palas del rotor alcanzan los 65 metros. Según el Atlas Eólico del Perú, nuestro país cuenta con un excelente recurso eólico. Destacan las costas del departamento de Piura, Lambayeque y algunas zonas de La Libertad. También

destacan los departamentos de Ancash, Lima y Arequipa, pero el departamento con más posibilidades eólicas es Ica.

Figura N° 19 Construcción de la Central Eólica de Marcona



Fuente: Adinelsa (2,010)

Los bosques eólicos, están constituidos por un conjunto de aerogeneradores ubicados en un determinado área cuya suma total representa la potencia instalada, la uniformidad de la velocidad del viento dependerá de la característica del terreno, la geografía de Malabrigo y San Juan de Marcona son muy parecidos del tipo eriazos, los registros de velocidad del viento sirven para estimar el potencial eólico del lugar. Las extensiones de terreno que se cuenta las potencias aproximadas serían para Malabrigo de 30 MW con una extensión de terreno de 413 Ha transferidas por el Proyecto Chavimochic y San Juan de Marcona 100 MW con una extensión de 1200 Ha, aún no saneadas. El periodo 2004-2008 se estima un déficit de S/. 55,375.25, esta cifra proyectada se ha obtenido de acuerdo a los datos históricos, se ha considerado los gastos por mantenimiento correctivo y tratamiento anticorrosivo a cargo de ADINELSA, seguros, depreciación, operación y mantenimiento preventivo a cargo de Hidrandina S.A. Se espera un mantenimiento mayor o cambio de equipos en los años 2010 o 2011.

Se espera para inicios del año 2,014 el ingreso al SEIN de las Centrales Eólicas de Talara, Cupisnique, Marcona y Marcona II, con más de 200 MW de Potencia Efectiva.

#### MINICENTRALES HIDROELECTRICAS:

Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas. Es un tipo de Energía Renovable No Convencional cuando su impacto ambiental es mínimo y usa la fuerza hídrica sin represarla, en caso contrario es considerada sólo una forma de energía renovable convencional.

En nuestro país las centrales mini hidráulicas son aquellas que cuentan con una potencia instalada menor a 20 MW. Esta tecnología renovable es la forma más amigable con el medioambiente que se conoce para la producción de electricidad. Se puede transformar a muy diferentes escalas, existiendo desde hace siglos pequeñas explotaciones en las que la corriente de un río mueve un rotor de palas y genera un movimiento aplicado, por ejemplo, en molinos rurales.

Figura N° 20 Planta de Fuerza de la MCH de Bellavista en Cutervo (Sistema Aislado)



Fuente: OSINERGMIN (2,012)

#### 2.2.7 COGENERACION DE ENERGIA:

Se define como Cogeneración a la tecnología en el cual un Centro de Consumo de Energía genera en forma simultánea y combinada energía eléctrica y calor útil para su propio consumo a partir de una misma fuente de energía primaria.

Es un proceso energético de alta eficiencia, el cual permite obtener una energía de alta calidad, a bajo costo específico y con una disminución de gases de efecto invernadero.

En este tipo de Centrales se puede usar tecnologías de generación con turbinas de gas, turbinas de vapor o con motores de combustión interna alternativa. Según la normativa de cada país, los excedentes de energía eléctrica pueden ser comercializados sin restricciones en la red externa de energía eléctrica, convirtiéndose un Centro Consumidor de Energía en una Central Generadora de Energía.

En el Perú tenemos la Central de Cogeneración de Oquendo, quien ha calificado según el D.S N° 037-2006 EM para inyectar sus excedentes de energía eléctrica a la Red, con beneficios estipulados en la Ley de Promoción del Uso del Gas Natural, mediante el cual está en la facultad de adquirir el gas natural a precio de generación de 2.5 U\$/MMBtu, mientras que antes lo adquiría a 4.4 U\$/MMBtu.

Así mismo tiene prioridad a entrar a despachar energía estando en operación, sin tener en cuenta su costo marginal.

Figura N° 21 Central de Cogeneración de Oquendo



Fuente: SDF Energy (2,012)

## **2.3 RESERVA DE GENERACION:**

### **2.3.1 IMPORTANCIA ESTRATEGICA:**

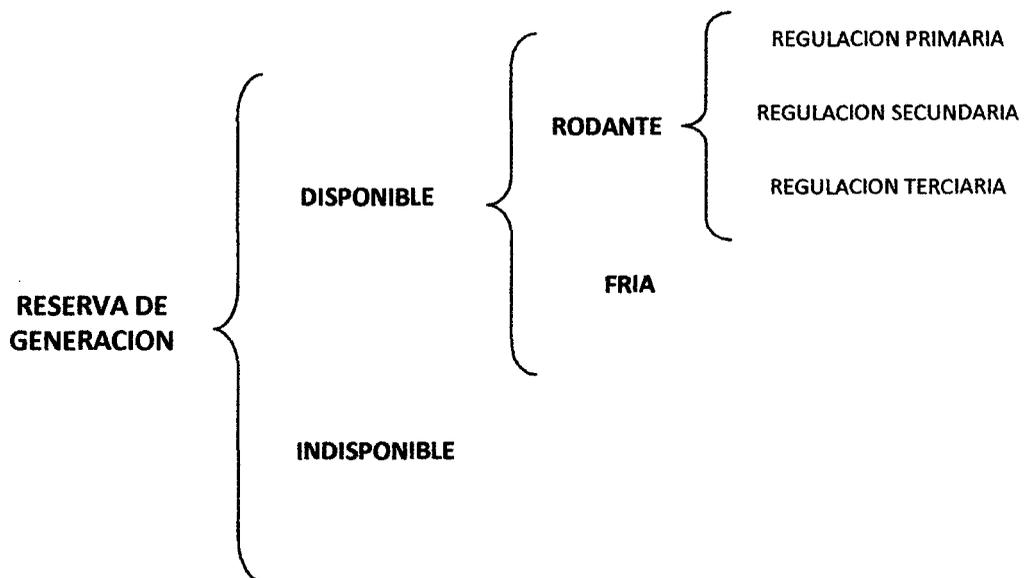
La industria eléctrica se caracteriza por el hecho de que la energía eléctrica debe ser transportada de los centros de producción a los de consumo a través de una red, ya que

no es posible almacenar grandes cantidades de energía eléctrica de una manera rentable; esto motiva que sean necesarios unos complejos mecanismos de control orientados a mantener en todo momento el equilibrio entre la potencia generada y la consumida de forma que no perjudique la frecuencia.

La disponibilidad de una reserva en el sistema depende de la capacidad de respuesta de cada planta a los cambios de carga. Las plantas hidráulicas reaccionan rápidamente, mientras que las térmicas son mucho más lentas, por esta razón se hace necesario clasificar los posibles tipos de reserva con que el sistema debe contar para satisfacer las necesidades que se puedan presentar.

Una de las garantías de seguridad de la operación de un sistema eléctrico interconectado es que su margen de reserva de generación (generación efectiva disponible menos demanda), sea suficiente para cubrir contingencias y condiciones operativas adversas. En el Perú, según el COES se tiene la siguiente clasificación:

Figura N° 22 Clasificación de la Reserva de Generación



Fuente: Dorregaray-Pontificia Universidad Católica del Perú (2,010)

### 2.3.2 TIPOS DE RESERVA DISPONIBLE:

Es igual a la sumatoria de capacidad disponible por todas las centrales de generación menos la máxima demanda de generación

#### a. RESERVA RODANTE:

La reserva rodante es una cantidad de potencia disponible para utilizar si fuera necesario restaurar el sistema en un tiempo determinado en caso de colapso o pérdida de circuitos o generación.

Es la parte de la reserva operativa ubicada en las plantas que están operando y pueden responder a cambios de generación en periodos de hasta 30 segundos

La disponibilidad de una reserva en el sistema depende de la capacidad de respuesta de cada planta a los cambios de carga. Las plantas hidráulicas reaccionan rápidamente, mientras que las térmicas son mucho más lentas, por esta razón se hace necesario clasificar los posibles tipos de reserva con que el sistema debe contar para satisfacer las necesidades que se puedan presentar.

Cada tipo de reserva de potencia activa debe reponer a la inmediatamente anterior. La capacidad reservada por estos grupos de control está distribuida por todo el Sistema Eléctrico de Potencia, y este considera el uso efectivo de la reserva rodante en una emergencia.

Dentro de los tipos de reserva rodante se encuentran:

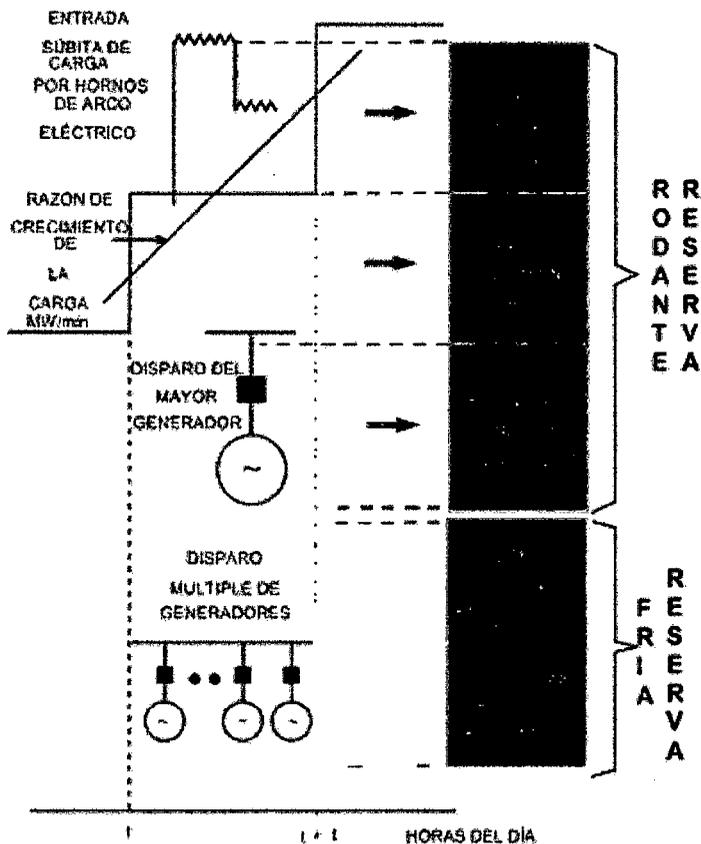
- Reserva rápida: Está a disposición para cubrir el déficit de potencia en los primeros minutos de la falla y debe ser asumida principalmente por las plantas hidráulicas y las térmicas a gas de todas las subáreas que integran el sistema interconectado. Transcurridos algunos minutos, el área donde se presentó el problema debe en lo posible cubrir el déficit por sí misma, con sus propios recursos con el fin de descargar a las otras áreas.
- Reserva lenta. Esta reserva cubre el déficit de potencia que había sido asumido por la reserva rápida en lo posible con plantas térmicas o con algunas plantas hidráulicas, con el fin de que esta reserva rápida quede libre y pueda estar a disposición del sistema en caso de nuevas contingencias. El tipo de acceso de reserva lenta que utiliza unidades térmicas puede oscilar entre media hora y 8 horas, dependiendo del estado inicial térmico de las plantas a utilizar. Si es necesario arrancar algunas plantas desde el nivel frío, entonces es lógico que la reserva lenta pueda utilizar plantas que antes no aportaban ninguna reserva rodante.
- Reserva bruta de energía. Es el total de energía almacenada en un embalse, desde la cota mínima de captación hasta su valor máximo.

- Reserva de regulación primaria. Es la reserva de regulación primaria que responde a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la planta debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.
- Reserva de regulación secundaria. Es la reserva rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. En esta se encuentra ubicado el AGC (Sistema de control Automático de la generación) y debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria.
- Reserva neta de energía. Es la reserva bruta menos la energía no disponible por cualquier tipo de causa.
- Reserva operativa. Es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles de las unidades generadoras y la suma de la generación programada de las mismas en la hora considerada.
- Reserva para regulación de frecuencia. Parte de la reserva rodante destinada a realizar la regulación de frecuencia.

**b. RESERVA FRIA:**

La cual es igual a la sumatoria de las capacidades de potencia disponibles de las unidades no sincronizadas y listas para ingresar en servicio a solicitud del coordinador del sistema.

Figura N° 23 Ubicación de la Reserva Disponible



Fuente: Dpto. Planificación COES (2,012)

### 2.3.3 RESERVA INDISPONIBLE:

a. GENERALIDADES: Se entiende por reserva indisponible a toda aquella capacidad de las centrales que por motivo de mantenimiento y/o reparación no es posible conectar al sistema.

Los trabajos de mantenimiento, modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento del sistema, deberán coordinarse a través de solicitudes de mantenimiento. Se consideran dentro de estos, los trabajos que involucren:

- Hasta el interruptor principal del lado de baja de los transformadores de 230 y 115 KV.
- La afectación de los equipos de protecciones hasta el lado de baja de los Transformadores de 230 y 115 KV.
- La afectación de las comunicaciones del Mercado Eléctrico.
- Circuitos pertenecientes a los esquemas de desligue de carga.

- Los que inhabiliten o pongan en cero las mediciones del SEIN.
- Afectación al funcionamiento o disponibilidad de unidades de generación.
- La afectación del SEIN en su red de 500,220 y 138 KV.
- La afectación a otros Agentes del Mercado.

Las solicitudes de mantenimiento o libranzas serán solicitadas por el personal autorizado de los Agentes del Mercado Eléctrico y serán consideradas y aprobadas por el COES y de conocimiento al OSINERGMIN.

**b. TIPOS DE INDISPONIBILIDAD:**

La Indisponibilidad se clasificara como programadas, forzadas y de emergencia o urgencia.

- **INDISPONIBILIDAD POR EMERGENCIA O URGENCIA:**

Las indisponibilidades por emergencia o urgencia son aquellas que requieren de una acción inmediata, y deben ser ejecutadas por el Agente, inmediatamente se detecte la condición de Emergencia. El COES deberá tomar las medidas de seguridad necesarias para mantener el SEIN operando en forma segura, confiable y económica.

Al siguiente día hábil después de realizada la indisponibilidad, el Agente debe presentar al COES un informe en que se sustenten las razones por las cuales ese trabajo fue clasificado como de Emergencia y los trabajos realizados.

- **INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA:**

Las indisponibilidades programadas deben ser solicitadas por escrito al COES según el formato establecido por el Procedimiento Técnico N° y por lo menos con tres (3) días hábiles de anticipación para que se pueda planificar, coordinar, y divulgar la misma.

La ejecución de una indisponibilidad programada que involucre equipos o instalaciones de otro Agente del mercado Eléctrico en la realización de maniobras o permisos de acceso, deberá ser coordinada previamente con el Agente involucrado, antes de ser solicitada al COES.

- **INDISPONIBILIDAD FORZADA:**

Las indisponibilidades forzadas son las que requieren ser ejecutadas en la primera oportunidad que el sistema lo permita y que el Agente esté listo para realizarlas. El Agente debe someter la indisponibilidad forzada con su justificación para la aprobación del COES.

Al detectarse en un Agente la falta de veracidad en la solicitud de libranza de emergencia o forzada, el COES deberá notificar al OSINERGMIN el incumplimiento al Reglamento de Operación.

Las solicitudes para indisponibilidades forzadas o de emergencias se concederán solamente en los siguientes casos:

- Cuando exista una alarma que indique que algún equipo o conjunto de equipos estátrabajando defectuosamente, lo que a consideración del COES ponga en riesgo laoperación del sistema.
- Por condiciones anormales repentinas que puedan presentarse en cualquierinstalación del sistema y que sean producto ya sea, de eventos naturales fortuitos,daños ocasionados por terceros, errores cometidos por el personal de cualquiera delos Agentes del mercado que estén laborando en el sistema, o por defecto del equipo conjunto de equipos que estén causando la condición anormal.

### 2.3.3 CONSIDERACION DEL DESPACHO DE GENERACION:

- OFERTA DE GENERACION: Es igual a la sumatoria de las Potencias Efectivas de las Centrales de Generación acopladas a un Sistema Eléctrico.

$$\text{Oferta de Generacion}(P_{e,:}) = \sum_{i=1}^n P_e CH + \sum_{j=1}^m P_e CT \dots\dots (11)$$

Donde:

$$\sum_{i=1}^n P_e CH = \text{Sumatoria de las Potencias Efectivas de las Centrales Hidroelectricas acopladas al SEIN}$$

$$\sum_{j=1}^m P_e CT = \text{Sumatoria de las Potencias Efectivas de las Centrales Termoelectricas acopladas al SEIN}$$

- DEMANDA DEL SISTEMA: Es igual a la sumatoria de las demandas coincidentes en un mismo instante de tiempo para un sistema eléctrico de potencia. Según los bloques horarios del día , Horas Fuera de Punta desde las 23.00 horas de un día hasta las 18.00 horas del día siguiente y Horas punta desde las 18.00 horas a 23.00 horas de un mismo día , se tienen las siguientes demandas:

**MD<sub>HP</sub> = Máxima Demanda en Horas Punta**

**MD<sub>HFP</sub> = Máxima Demanda en Horas Fuera de Punta**

Se considera que Máxima demanda es igual a:

**D<sub>max</sub> = MD<sub>HP</sub> = Máxima Demanda en Horas Punta**

- **POTENCIA FIRME DESPACHADA:** Es la sumatoria de todas las potencias efectivas despachadas en horas de máxima demanda y es igual a la suma de:

$$P_{fd} = P_{fh} + P_{ft} \dots \dots \dots (12)$$

**P<sub>fd</sub> = Potencia firme despachada.**

Además la Potencia firme despachada en horas de máxima demanda debe cubrir la Máxima demanda y las pérdidas técnicas en las redes de transmisión y la regulación de la frecuencia y la tensión, la cual toma el nombre de Reserva Rodante (R<sub>r</sub>).

$$P_{fd} = D_{max} + R_r \dots \dots \dots (13)$$

- **RESERVA OPERATIVA DE GENERACION:**

Se obtiene comparando la potencia disponible en el SEIN (considerando las limitaciones reales) con la máxima demanda.

$$R_{og} = P_{et} - D_{max} \dots \dots \dots (14)$$

- **RESERVA FIRME DE GENERACION:** Es la Reserva real de generación disponible, que se obtiene de comparar la Potencia disponible del SEIN con la Potencia firme despachada.

$$R_{fg} = P_{et} - P_{fd} \dots \dots \dots (15)$$

#### **2.3.4 MARGEN DE RESERVA SOSTENIBLE:**

El margen de reserva rodante será inicialmente de 5% de la demanda de punta proyectada (incluyendo la exportación).

La reserva rodante será aportada por todos los generadores sincronizados al SEIN en forma proporcional a su capacidad disponible. Se eximen de esta obligación los generadores eólicos y los hidráulicos por motivos de vertimientos.

Para el margen de reserva del sistema interconectado se considera sostenible el sistema con una reserva total del 33.3 % , establecido según el Informe N° 057-2013 GART vigente para el año 2013-2017.

### **2.3.5 CONTINGENCIAS PARA EL INGRESO DE LA RESERVA.**

Una de las garantías de seguridad de la operación de un sistema eléctrico interconectado es que su margen de reserva de generación (generación efectiva disponible menos demanda), sea suficiente para cubrir contingencias y condiciones operativas adversas. En el Perú se tienen las siguientes situaciones:

- Retiro del servicio del Complejo Hidroenergético del Mantaro. El Complejo Hidroenergético del Mantaro está conformado por las C.H de Mantaro y C.H de Restitución, ambas suman 886.1 MW, y dan la base al sistema interconectado nacional, esto traería un problema de racionamiento de energía en las horas de máxima demanda.
- Ausencia de agua (sequia) en las cuencas hidrográficas que abastecen a las Centrales Hidroeléctricas. Básicamente en las zonas del altiplano y en el sur del Perú, afectando a las C.H San Gabán , C.H Machupichu, C.H Aricota 1 y 2 y las C.H Charcani I, II, III, IV y V con un total de déficit de 412.5 MW.
- Periodos de avenida de agua, lo que trae consigo un mayor porcentaje de concentración de sólidos en las aguas. De ocurrir en el periodo de avenida, se tendría que reducir la generación hidroeléctrica del sistema estimada en 456 MW, no implicaría racionamiento en el sistema debido a que la reserva del SEIN estará por encima del 10% de la demanda, teniendo en cuenta el Informe Técnico de Planificación ITP-02 Margen de Reserva Operativo de Generación del SEIN. Período 2012-2015
- Indisponibilidad del ducto que transporta el gas desde Camisea. Implicaría reducir la generación térmica entre 1900 MW y 2900 MW (periodo 2012 – 2014 con la entrada de la C.C Fénix Power y C.C Termochilca). La reserva del sistema entraría en déficit y se tendría que racionar el suministro eléctrico. Considerando una indisponibilidad anual del ducto del 3%, la energía racionada representa un promedio del orden de 0.2% a 0.3% de la energía anual demandada por el sistema.
- Saturación de la red de transmisión.

## **2.4 REGULACION DE LA GENERACION:**

Los generadores que alimentan la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) están obligados a participar en el control de voltaje, por medio de la generación de potencia reactiva. La tensión puede ser controlada de forma directa por medio de la inyección de reactivos los cuales pueden ser proporcionados por diferentes elementos como generadores, condensadores síncronos y dispositivos basados en electrónica de potencia entre otros. En particular, los mecanismos de control de tensión se realiza de acuerdo a los siguientes tres niveles:

### **2.4.1 REGULACION PRIMARIA:**

Se realiza en las subestaciones o centrales generadoras en forma automática o manual, se destaca por regular la velocidad de los grupos generadores.

### **2.4.2 REGULACION SECUNDARIA:**

Se realiza por medio del control automático de generación (AGC), sobre el nivel primario de control, manteniendo el voltaje dentro de una banda especificada por el nivel terciario de control.

Las unidades disponibles para regulación secundaria de frecuencia serán aquellas que puedan ser manejadas por el Control Automático de Generación (AGC) y que cuenten con una rampa mínima de 5 MW o más por minuto.

Se sincronizarán unidades con capacidad de Regulación Secundaria en orden de costo variable ascendente, para cubrir la necesidad de regulación secundaria.

### **2.4.3 REGULACION TERCIARIA:**

Es el control automático o manual que realiza el Centro de Operaciones del COES con el objeto de coordinar la operación de las áreas de control para garantizar en lo posible la operación segura y eficiente del SEIN, este determina los voltajes para ser fijados en los nodos de cada una de las áreas de control.

En casos de niveles bajos de tensión puede ser necesario el deslastre de cargas, que es la desconexión de ciertos tipos de cargas seleccionadas de acuerdo al grado de importancia de éstas dentro de la red. Es imprescindible asignar a ciertos generadores la responsabilidad de responder a las señales enviadas por estos mecanismos de control.

La capacidad reservada por estos grupos debe considerarse como un servicio más consumido por el sistema.

#### **2.4.4 COMPENSACION ECONOMICA DE LA RESERVA:**

El pago por reserva rodante operativa será efectuado por los Participantes Consumidores proporcionalmente a su consumo de energía en cada hora. La reserva rodante operativa que sea requerida adicionalmente, como consecuencia de las características de consumo de un participante consumidor, será remunerada por dicho participante.

### **2.5 TEORIA DE PROYECCIONES:**

#### **2.5.1 ASPECTOS TEORICOS:**

##### **a) PRONOSTICOS:**

Por pronóstico se entiende una afirmación sobre el futuro, la cual informa que, bajo determinadas condiciones, en un momento y lugar determinado sucederá un acontecimiento o acontecimientos con una probabilidad muy próxima a la seguridad. Por lo que todo pronóstico significa una afirmación basada en una teoría perfecta, según la moderna lógica científica. En la práctica muy raras veces puede establecerse un pronóstico en el sentido exacto del término, ya que las teorías ni son perfectas ni lo suficientemente amplias para que puedan abarcar todos los factores endógenos y exógenos. Por consiguiente, en la práctica, no se trata de definir con el término «pronóstico» ninguna predicción cuya certeza esté vinculada al máximo grado de probabilidad o cuyas hipótesis no tengan contenido informativo o sean meras tautologías

Los pronósticos pueden ser :

- Globales (p. ej., productos nacionales brutos).
- Sectoriales (p. ej., producción en el sector).
- Regionales (p. ej., una región determinada).
- Especiales.

Los pronósticos se utilizan para acercarnos información futura y con ella elaborar un plan de acción, de ahí que las características de un pronóstico sean:

Primera. Todas las situaciones en que se requiere un pronóstico, tratan con el futuro y el tiempo este directamente involucrado. Así, debe pronosticarse para un punto específico en el tiempo y el cambio de ese punto generalmente altera el pronóstico.

Segunda. Otro elemento siempre presente en situaciones de pronósticos es la incertidumbre. Si el administrador tuviera certeza sobre las circunstancias que existirán en un tiempo dado, la preparación de un pronóstico sería trivial.

Tercera. El tercer elemento, presente en grado variable en todas las situaciones descritas es la confianza de la persona que hace el pronóstico sobre la información contenida en datos.

**b) PROYECCIONES:**

Por proyección se entiende una afirmación sobre el futuro desarrollo condicionando a determinadas premisas que sólo posee una probabilidad limitada. Por consiguiente, las predicciones económicas son, hoy por hoy, proyecciones y no pronósticos, aunque si bien se utilizan ambos términos. Se puede distinguir las proyecciones de puntos y las de intervalos.

**C) PERSPECTIVAS:**

El término «perspectivas» se utiliza más en las economías centralmente planificadas como previsiones a largo plazo, basándose en magnitudes futuras y no en meras extrapolaciones tendenciales. Por el contrario, profecía es una afirmación a largo plazo sin ningún afianzamiento técnico. A ambos términos les falta la condición previa para ser pronóstico: la teoría completa o al menos parcial.

**2.5.2 IDENTIFICACION DE UN PROCESO DE PRONÓSTICO:**

La aceptación de que las técnicas de pronósticos funcionan sobre datos generados en sucesos históricos pasados conduce a la identificación de cuatro pasos en el proceso de pronóstico:

**a) RECOPIACION DE DATOS:**

Se sugiere la importancia de obtener datos adecuados y asegurarse que son correctos. Con frecuencia este paso es el mayor reto de todo el proceso de pronóstico y el más difícil de controlar, ya que los pasos siguientes se efectúan sobre los datos, sean o no

relevantes para el problema en cuestión. Siempre que se hace necesario obtener datos pertinentes en una organización, abundan los problemas de recopilación y control de calidad.

**b) REDUCCION Y CONDENSACION DE DATOS:**

La reducción de datos con frecuencia es necesaria ya que en proceso de pronóstico es posible tener muchos o muy pocos datos. Algunos datos pueden no ser pertinentes al problema, por lo que reducirían la precisión del pronóstico. Otros datos pueden ser los adecuados, pero sólo en ciertos periodos históricos.

**c) CONSTRUCCION DEL MODELO:**

La construcción del modelo, implica ajustar los datos reunidos en un modelo de pronóstico que sea el adecuado para minimizar el error del pronóstico. Entre más sencillo sea el modelo, será mejor para lograr la aceptación del proceso por parte de los administradores que toman las decisiones en la empresa. Con frecuencia se debe establecer un balance entre un enfoque de pronóstico complejo que ofrezca ligeramente más precisión y un enfoque sencillo que sea fácil de entender y ganar el apoyo de quienes toman las decisiones, de manera que lo utilicen efectivamente. Es obvio que los elementos de juicio forman parte de este proceso de selección.

**d) EXTRAPOLACION DEL MODELO:**

La extrapolación en sí del modelo de pronóstico, lo cual ocurre una vez que se recolectaron y tal vez redujeron, los datos adecuados y que se seleccionó un modelo de pronóstico apropiado. Es común que quien realizó el pronóstico revise la precisión del proceso mediante el pronóstico de periodos recientes de los que se conocen los valores históricos reales. Es entonces cuando se observan los errores de pronóstico y se resumen de algún modo. Ciertos procedimientos de pronósticos, suman los valores absolutos de los errores y pueden reportar esta suma, o dividirla entre el número de intentos de pronóstico para obtener el error de pronóstico promedio. Otros procedimientos obtienen la suma de cuadrados de los errores, que se compara luego con cifras similares de métodos de pronóstico alternativos. Algunos procedimientos también rastrean y reportan la magnitud de los términos de error sobre el periodo de

pronóstico. El examen de los patrones de error conduce con frecuencia al analista a la modificación del procedimiento de pronóstico, el cual genera después pronósticos más precisos.

### 2.5.3 TÉCNICAS PARA EL CÁLCULO DE PRONÓSTICOS

Cuando es difícil convertir en números las variables que intervienen en la determinación de la demanda futura. La mayoría es bajo costo y no requieren de equipo computacional para hacerse, aunque su planeación implica una gran inversión de tiempo. El Horizonte de estudio se toma a mediano y largo plazo. Tenemos las siguientes técnicas:

- Opiniones de los gerentes/ejecutivos: se basa en la opinión general de un grupo de directivos o gerentes de la empresa.
- Técnica Delphi: un grupo de expertos responde, de manera anónima, a un cuestionario que pregunta sobre las proyecciones de ventas de la empresa. Un moderador lee en voz alta las respuestas y, entre todos, buscan consenso.
- Información de los vendedores: consiste en recopilar las estimaciones realizadas por los vendedores (o distribuidores) acerca de las ventas esperadas en sus territorios, con el fin de suponer la tendencia y cambios futuros.
- Análisis del ciclo de vida: se basa en la evaluación de las etapas de un producto o servicio para predecir su demanda del producto en el mercado. Esto es, desde la introducción, inicio y crecimiento, hasta las etapas de madurez y declinación.
- Investigación de mercados: se propone recolectar datos de diversas maneras (entrevistas, cuestionarios) para probar hipótesis acerca del mercado.
- Regresión: se predice la demanda futura a partir de una línea recta formada por los datos de demandas pasadas. Si sólo se usa una variable del pasado se le llama regresión simple. Si se usan dos o más variables del pasado, se le nombra regresión múltiple.
- Promedios móviles: promedia los valores de demanda reciente para predecir la demanda futura.
- Naive: es la aplicación de un supuesto simple: en el próximo periodo se repetirá la demanda actual.
- Suavización exponencial: consiste en estimar la demanda del próximo periodo basándose en una combinación de indicadores de la demanda reciente y de los pronósticos pasados.

Los pronósticos pueden ser utilizados para conocer el comportamiento futuros en muchas fenómenos, tales como:

- **Mercadotecnia:** Tamaño de mercado, participación de mercado, tendencia de precios, desarrollo de nuevos productos o alternativas energéticas.
- **Producción:** Costo de combustibles, costo de fijos y variables, costos de mantenimiento, disponibilidad de recursos, disponibilidad de una central de energía, capacidad disponible de la planta para la generación efectiva de energía.
- **Finanzas:** Tasas de interés, recursos humanos, tendencias de auserismo, nivel de inversiones.
- **Recursos:** Fuentes de energía primaria, nivel de reservas, volúmenes de agua, caudales naturales.
- **Planeación estratégica :** Factores económicos, Cambios de precios, Costos, Crecimiento de líneas de productos

### **2.5.3 TIPOS:**

#### **2.5.3 SERIES DE TIEMPO:**

##### **a) DEFINICION:**

Una serie temporal o cronológica es una secuencia de datos, observaciones o valores, medidos en determinados momentos del tiempo, ordenados cronológicamente y, normalmente, espaciados entre sí de manera uniforme. El análisis de series temporales comprende métodos que ayudan a interpretar este tipo de datos, extrayendo información representativa, tanto referente a los orígenes o relaciones subyacentes como a la posibilidad de extrapolar y predecir su comportamiento futuro.

Las series temporales se usan para estudiar la relación causal entre diversas variables que cambian con el tiempo y se influyen entre sí. Desde el punto de vista probabilístico una serie temporal es una sucesión de variables aleatorias indexadas según parámetro creciente con el tiempo. Cuando la esperanza matemática de dichas variables aleatorias no es constante, ni varía de manera cíclica, se dice que la serie no es estacionaria y presenta una tendencia secular.

## b) COMPONENTES:

El análisis más clásico de las series temporales se basa en la suposición de que los valores que toma la variable de observación es la consecuencia de cuatro componentes, cuya actuación conjunta da como resultado los valores medidos, estos componentes son:

- **Tendencia secular o regular:** indica la marcha general y persistente del fenómeno observado, es una componente de la serie que refleja la evolución a largo plazo. Por ejemplo, la tendencia creciente del índice de reciclado de basuras en los países desarrollados, o el uso creciente de Internet en la sociedad, independientemente de que en un mes concreto en un país, por determinadas causas, haya una baja en la utilización de Internet.
- **Variación estacional.** Es el movimiento periódico de corto plazo. Se trata de una componente causal debida a la influencia de ciertos fenómenos que se repiten de manera periódica en un año (las estaciones), una semana (los fines de semana) o un día (las horas puntas) o cualquier otro periodo. Recoge las oscilaciones que se producen en esos períodos de repetición.
- **Variación cíclica.** Es el componente de la serie que recoge las oscilaciones periódicas de amplitud superior a un año. movimientos normalmente irregulares alrededor de la tendencia, en las que a diferencia de las variaciones estacionales, tiene un período y amplitud variables, pudiendo clasificarse como cíclicos, cuasicíclicos o recurrentes.
- **Variación aleatoria, accidental, de carácter errático, también denominada residuo,** no muestran ninguna regularidad, debidos a fenómenos de carácter ocasional como pueden ser tormentas, terremotos, inundaciones, huelgas, guerras, avances tecnológicos, etc.

## 2.5.4 SUAVIZAMIENTO EXPONENCIAL:

### a) DEFINICION:

El método de suavización exponencial es un método de promediamóvil ponderado muy refinado que permite calcular el promedio de una serie de tiempo, asignando a las demandas recientes mayor ponderación que a las demandas anteriores.

Es el método de pronóstico formal que se usa más a menudo, por su simplicidad y por la

reducida cantidad de datos que requiere. A diferencia del método de promedio móvil ponderado, que requiere n periodos de demanda pretérita y n ponderaciones, la suavización exponencial requiere solamente tres tipos de datos: el pronóstico del último periodo, la demanda de ese periodo y un parámetro suavizador, alfa, cuyo valor fluctúa entre 0 y 1.0.

Para elaborar un pronóstico con suavización exponencial, será suficiente que se calcule un promedio ponderado de la demanda más reciente y el pronóstico calculado para el último periodo.

En la suavización exponencial se asignan pesos a los datos pasados tal que los pesos disminuyen al hacerse los datos más antiguos, esto es que en un proceso cambiante, esto es que los datos recientes son más válidos que los datos antiguos.

Este método solo necesita el pronóstico más reciente, una constante de suavización (es un valor arbitrario entre 0 y 1) y el último dato real, y así se elimina la necesidad de almacenar grandes cantidades de datos pasados.

La suavización exponencial requiere un valor de inicio. Si se tienen datos disponibles se puede emplear un promedio sencillo para iniciar el proceso; si los datos no son seguros se puede hacer una predicción subjetiva.

**b) PROCEDIMIENTO:**

Este método solo necesita el pronóstico más reciente, una constante de suavización (es un valor arbitrario entre 0 y 1) y el último dato real, y así se elimina la necesidad de almacenar grandes cantidades de datos pasados.

El suavizamiento exponencial requiere de un valor inicial. Si se tienen datos disponibles se puede emplear un promedio sencillo para iniciar el proceso, si los datos no son seguros se puede hacer una predicción subjetiva. La fórmula a emplear es la siguiente:

$$S_T = \alpha * X_T + (1 - \alpha) * S_{T-1}$$

Donde:

**$S_T$  = Promedio ponderado o suavizado para un periodo futuro.**

**$\alpha$  = Constante de suavización (  $0 < \alpha < 1$  )**

**$X_T$  = Dato real del periodo T**

**$S_{T-1}$  = Pronostico del Periodo T**

La ecuación anterior nos indica que el pronóstico, para el periodo (t+1), es un promedio ponderado para el valor real en el periodo t y el pronóstico para el periodo t; los factores asignados al valor real en el periodo t es  $\alpha$ , y que el asignado al pronóstico en el periodo t es  $(1-\alpha)$ . El pronóstico con suavizamiento exponencial para cualquier periodo, también es un promedio ponderado de todos los valores reales anteriores para la serie de tiempo, si esta consiste en tres periodos de datos:  $Y_1, Y_2, Y_3$ . Para iniciar los cálculos, sea  $F_1$  igual al valor real de la serie de tiempo en el periodo 1; esto es,  $F_1 = Y_1$

En consecuencia el pronóstico para el periodo 2 es:

$$F_2 = \alpha * Y_2 + (1 - \alpha) * F_1 = \alpha * Y_2 + (1 - \alpha) * Y_1 = Y_2$$

Así el pronóstico para el periodo 2, con suavizamiento exponencial, es igual al valor real de la serie de tiempo en el periodo 1.

El pronóstico para el periodo 3 es:

$$F_3 = \alpha * Y_3 + (1 - \alpha) * F_2 = \alpha * Y_3 + (1 - \alpha) * Y_2$$

Al sustituir esta ecuación en la correspondiente para  $F_4$  se obtiene:

$$F_4 = \alpha * Y_4 + (1 - \alpha) * F_3$$

$$F_4 = \alpha * Y_4 + (1 - \alpha) * [\alpha * Y_3 + (1 - \alpha) * Y_2]$$

$$F_4 = \alpha * Y_4 + \alpha * (1 - \alpha) * Y_3 + (1 - \alpha)^2 * Y_2$$

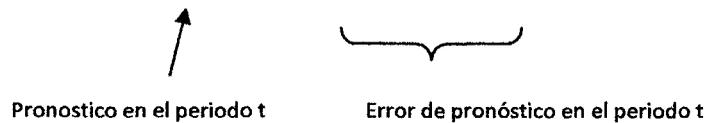
Por consiguiente,  $F_4$ , es un promedio ponderado de los tres primeros valores de la serie de tiempo. La suma de los coeficientes o factores de ponderación de:  $Y_1, Y_2, Y_3$  es igual a uno. Luego se hace un razonamiento semejante para demostrar que, en general, cualquier pronóstico  $F_{t+1}$  es un promedio ponderado de todos los valores previos de la serie de tiempo.

- c) **PRECISION DEL PRONÓSTICO:** El valor de  $\alpha$  varía entre 0 y 1, luego algunos coeficientes producirán mejores pronósticos que otros. Entonces se puede obtener una perspectiva de la selección de buenos valores de  $\alpha$  si se replantea el modelo de suavizamiento como sigue:

$$F_{t+1} = (\alpha * Y_t) + (1 - \alpha) * F_t$$

$$F_{t+1} = (\alpha * Y_t) + F_t - (\alpha * F_t)$$

$$F_{t+1} = F_t + \alpha * (Y_t - F_t)$$



Así,  $F_{t+1}$  el nuevo pronóstico, es igual al pronóstico anterior,  $F_t$ , más un ajuste, que a su vez es  $\alpha$  multiplicada por el error de pronóstico más reciente,  $Y_t - F_t$ . Esto es, el pronóstico en el periodo (t+1) se obtiene ajustando el pronóstico en el periodo anterior, t, con una fracción del error del pronóstico. Si la serie de tiempo contiene bastante variabilidad aleatoria, se prefiere un valor pequeño de la constante de suavizamiento, porque como gran parte del error de pronóstico se debe a la variabilidad aleatoria, no se quiere sobrerreacciones ajustando los pronósticos con demasiada rapidez. Para una serie de tiempo con variabilidad aleatoria relativamente pequeña los valores mayores de la constante de suavizamiento tienen la ventaja de ajustar los pronósticos con rapidez, cuando suceden errores de pronósticos, y así se permite que los pronósticos reaccionen con más rapidez a las condiciones cambiantes.

El criterio para seleccionar el coeficiente de suavizamiento, es el mismo para determinar la cantidad de periodos de datos incluidos en el cálculo de los promedios móviles, es decir el valor de  $\alpha$  que minimice el ERROR CUADRATICO MEDIO (MSE).

### 2.5.5 MEDIAS MOVILES:

El objetivo de esta técnica es la de eliminar de una serie de tiempos los componentes estacionales y accidentales.

Utiliza como pronóstico para el siguiente periodo, el promedio de los "n" valores de los datos más recientes de la serie de tiempo, matemáticamente puede expresarse como:

$$\text{Promedio móvil} = \frac{\sum(\text{n valores de datos mas recientes})}{n}$$

El término móvil indica que conforme se tenga disponible una nueva observación de la serie de tiempo, se reemplaza la observación más antigua en la ecuación y se calcula un nuevo pronóstico. Como resultado el promedio se modificara, a medida de que se agreguen más observaciones.

La variable "n" es una indicación de cuantos periodos habrán que tomarse para calcular el promedio, generalmente puede variar entre 3 a 5, dependiendo de cuantos elementos tiene la serie de tiempo.

- Media móvil anual o de orden 12 ( con 12 datos mensuales)

$$M_t^{12} = \frac{Y_t + Y_{t-1} + Y_{t-2} + \dots + Y_{t-11}}{12}$$

- Media móvil de orden "s".

$$M_t^s = \frac{Y_t + Y_{t-1} + Y_{t-2} + \dots + Y_{t-s+1}}{s} = \frac{\sum_{i=1}^{s-1} Y_{t-i}}{s}$$

La principal ventaja de la media móvil es que no retrasa tanto la evolución de la variable como lo hace el promedio aritmético.

### 2.5.6 EXTRAPOLACION:

Es un método de proyección: la extrapolación. En la búsqueda de predicciones cuantitativas se utilizan métodos matemáticos que, en principio, son una reproducción cuantitativa de la realidad. Esto significa una abstracción de la compleja situación real, siendo la extrapolación tendencial la forma más frecuentemente utilizada para pronosticar. Este procedimiento se basa en la aceptación de regularidad en los acontecimientos económicos proyectándolos simplemente en el futuro. Este método, que ya en teoría es insatisfactorio, apenas puede mejorar el grado de información. Una variación más utilizable de este método es cuando se realiza la extrapolación considerando la interdependencia de las distintas magnitudes económicas: cuando se investigan con ayuda de las denominadas "proyecciones aisladas", esto es, cuando se limita la proyección a la interdependencia de una o varias variables y sus factores influyentes. Si bien se abre paso a la casualidad económica en el análisis, no conduce, sin embargo, a resultados consistentes, ya que aquí también se tienen que desechar importantes interdependencias económicas. Para salvar estos defectos se intenta trabajar con las denominadas "proyecciones en sistema", o extrapolaciones a base de interdependencias económicas.

### **2.5.7 PARAMETRO DE VALIDEZ:**

#### **a) GRADO DE CONFIABILIDAD:**

Es el criterio de validez del instrumento que tiene que ver con la validez del contenido y la validez de construcción. La validez establece relación del instrumento con las variables que pretende medir y, la validez de construcción relaciona los ítems del cuestionario aplicado; con los fundamentos teóricos y los Objetivos de la investigación para que exista consistencia y coherencia técnica. Ese proceso de validación se vincula a las variables entre sí y la hipótesis de la investigación.

Es aplicable a escalas de varios valores posibles, por lo que puede ser utilizado para determinar la confiabilidad en escalas cuyos ítems tienen como respuesta más de dos alternativas. Su fórmula determina el grado de consistencia y precisión; la escala de valores que determina la confiabilidad está dada por los siguientes valores:

No es confiable -1 a 0

Baja confiabilidad 0.01 a 0.49

Moderada confiabilidad 0.5 a 0.75

Fuerte confiabilidad 0.76 a 0.89

Alta confiabilidad 0.9 a 1

#### **b) CORRELACION:**

En estadística, el coeficiente de correlación de Pearson es un índice que mide la relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas. A diferencia de la covarianza, la correlación de Pearson es independiente de la escala de medida de las variables.

El valor del índice de correlación varía en el intervalo  $[-1, +1]$ :

Si  $r = 1$ , existe una correlación positiva perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables denominada relación directa: cuando una de ellas aumenta, la otra también lo hace en proporción constante.

Si  $0 < r < 1$ , existe una correlación positiva.

Si  $r = 0$ , no existe relación lineal. Pero esto no necesariamente implica que las variables son independientes: pueden existir todavía relaciones no lineales entre las dos variables.

Si  $-1 < r < 0$ , existe una correlación negativa.

Si  $r = -1$ , existe una correlación negativa perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables llamada relación inversa: cuando una de ellas aumenta, la otra disminuye en proporción constante

**CAPITULO III:**

**MATERIALES Y METODO**

### 3.1 MATERIALES:

Dentro del Material utilizado se tiene lo siguiente:

3.1.1 SUSTANCIAS: La sustancia en análisis es la Energía Eléctrica.

3.1.2 EQUIPO PARA PROCESAMIENTO Y ANALISIS DE LA INFORMACION: El Desarrollo del presente informe requiere el uso de programas informáticos de análisis para el procesamiento y tratamiento de la información y resultados. Se tiene el siguiente programa:

- a) MICROSOFT OFFICE EXCEL: Programa desarrollado para el manejo de hojas de cálculo, tratamiento de la información estadística, su versatilidad permite un mejor tratamiento y análisis de la información, así como de la discusión de resultado y toma de decisiones.
- b) SPSS (Statistical Package for the Social Sciences): Es un Software estadístico modular, creado en 1968 por Norman H. Nie y Dale Bent. Tiene por finalidad el manejo de volúmenes de información y brindar a través de ellos evaluaciones estadísticas y su respectivo análisis con grados de confiabilidad del 95%. Sus nuevas versiones trabajan con módulos avanzados tal como:
  - Modelos de Regresión.
  - Modelos avanzados: Reducción y clasificación de datos y pruebas no paramétricas.
  - Tablas: Formatos especiales de salidas de los datos para su uso posterior.
  - Tendencias.
  - Mapas: Representaciones geográficas de la información contenida en un fichero.
  - Análisis de valores perdidos: Regresión lineal basada en imputaciones sobre los valores ausentes.
  - Muestras complejas.
  - Validación de datos.
  - Técnicas de suavizamiento exponencial y proyecciones.
  - Redes Neuronales.

### 3.1.3 INFORMACION ESTADISTICA DEL SECTOR ENERGETICO:

- a) **OBRAS DE GENERACION:** Se tiene el siguiente cuadro con las obras con concesión definitiva para construcción y con la Potencia Efectiva y el año previsto para su ingreso al SEIN.

**Cuadro N° 9 Con concesión definitiva**

CENTRAL HIDROELECTRICA	POTENCIA EFECTIVA (MW)	AÑO	UBICACION
CH Huanza	91	2013	Lima
CH Las Pizarras	18	2013	Lambayeque
CH Manta	19	2013	Ancash
CH Tingo	8	2013	Huánuco
CH San Marcos	12	2013	Ancash
CH Molloco (Soro)	158	2014	Arequipa
CH Carcapata III	13	2014	Junín
CH Quitaracsa 1	112	2014	Ancash
CH Runatullo II	18	2014	Junín
CH Runatullo III	19	2014	Junín
CH Molloco (Llatica)	144	2015	Arequipa
CH Santa Teresa	90	2015	Cuzco
CH Chevez	168	2015	Lima
CH Tarucani	49	2015	Arequipa
CH El Angel I II III	60	2015	Puno
CH Machu Pichu II Fase	100	2015	Cuzco
CH Marañón	96	2015	Huánuco
CH Santa Rita	174	2015	Ancash
CH Shima	5	2015	San Martín
CH Chancay	20	2015	Lima
CH 8 de Agosto	19	2015	Huánuco
CH El Carmen	8	2015	Huánuco
CH Canchaylo	4	2015	Junín
CH Huatziroki I	11	2015	Junín
CH Renovandes	20	2015	Junín
CH La Virgen	65	2016	Junín
CH Cola 1	10	2016	La Libertad
CH Las Cruces	14	2016	
CH Pucara	150	2016	Cuzco
CH Belo Horizonte	180	2016	Huánuco
CH San Gabán II	150	2016	Puno
CH Chaglla	406	2016	Huánuco
CH Cerro El Águila	402	2016	Huancavelica
CH Olmos	50	2017	Lambayeque
CH San Gabán III	189	2018	Puno
CH San Gabán IV	130	2018	Puno
<b>TOTAL PROYECTADO</b>	<b>3182</b>		

Fuente: MEM y OSINERGMIN

Se presenta a si mismo el Cuadro de Obras de Generación con Centrales Hidroeléctricas en estudio y sin concesión aun para construcción tomadas del Plan Referencial de Electricidad y del Documento: Perú Subsector Eléctrico Documento Promotor 2012.

**Cuadro N°10 Centrales Hidroeléctricas en estudio**

ENTRAL HIDROELECTRICA	POTENCIA EFECTIVA (MW)	AÑO	UBICACION
CH Rentema	1500	s/d	Amazonas
CH Cumba 4	825	s/d	Amazonas
CH Chadin 2	600	s/d	Amazonas
CH Veracruz	730	s/d	Cajamarca
CH del Norte	600	s/d	Lambayeque
CH La Balsa	915	s/d	Cajamarca
CH Vizcatan y Cuquipampa	1550	s/d	Junín
CH Man 270	286	s/d	Huancavelica
CH Santa María	750	s/d	Apurímac
Complejo CH en cascada TARUCANI, QUERQUE, LLUTA y LLUCLLA	486	s/d	Arequipa
CH OCO 2010	154	s/d	Arequipa
CH COTA 2011	200	s/d	Arequipa
CH Napo Mazan	154	s/d	Loreto
CH Sumabeni	1054	s/d	Ucayali
CH Paquitzapango	1379	s/d	Ucayali
CH Puerto Prado	620	s/d	Ucayali
CH Curibamba	163	s/d	Junín
CH Oreja de Perro	100	s/d	Ayacucho
CH Illapani	328	s/d	Cuzco
CH Retamal	189	s/d	Cuzco
CH Uru 320	942	s/d	Cuzco
Complejo CH INA 65, INA 68, INA90	380	s/d	Madre de Dios
CH Sandia	315	s/d	Puno
CH Morro de Arica	50	s/d	Lima
CH Centauro I y III	25	s/d	Ancash
Complejo CH Tinllapay, Jarhuac , Pirca y La Capilla	1204	s/d	Ayacucho
CH Huallaga	372	s/d	Huánuco
CH El Chorro	150	s/d	Ancash
CH Pacobamba	98	s/d	Apurímac
Complejo CH Tambo I , Tambo II , Tambo III, Tambo IV	96	s/d	Huancavelica
Complejo CH Quishuar , Lavasen, Nimpana, Cativen, Pifuto y Paraíso	64	s/d	La libertad
CH Las Joyas	60	s/d	San Martin
CH Alis II	60	s/d	Lima
CH Churo	35	s/d	Lima
CH Uchuhuerta	30	s/d	Pasco
CH Las Orquídeas I y III	30	s/d	San Martin
CH Huaca Ocoña	10	s/d	Arequipa
CH Los Naranjos	6	s/d	San Martin
CH Tambo Puerto Prado	620	s/d	Junín
CH La Guitarra	220	s/d	Huancavelica
CH Tablachaca	200	s/d	Ancash
CH Quishurani	90	s/d	Cuzco
CH Ayapata	80	s/d	Puno
CH Llamac	71	s/d	Ancash
CH Pampa Blanca	66	s/d	Ancash
CH Huascarán	55	s/d	Ancash
CH Culqui	20	s/d	Piura
CH Aricota III	19	s/d	Tacna
CH Quiroz Vilcazan	18	s/d	Piura
CH Camana	2	s/d	Arequipa
<b>TOTAL EN ESTUDIO</b>	<b>17791</b>		

Fuente: MEM –DGE (2012)

Se tiene la siguiente información de las Centrales Termoeléctricas con concesión definitiva para construcción y el año proyectado para su ingreso al SEIN.

**Cuadro N°11 Centrales Termoeléctricas proyectadas y en construcción**

CENTRAL TERMOELECTRICA	POTENCIA EFECTIVA (MW)	AÑO	UBICACION
CICLO COMBINADO FENIX CON GAS NATURAL	540	2013	CHILCA
RESERVA FRIA TALARA CS DUAL	183	2013	TALARA
RESERVA FRIA ILO CS DUAL	460	2013	ILO
CICLO COMBINADO TERMOCHILCA CON GAS NATURAL	540	2015	CHILCA
RESERVA FRIA ETEN CICLO SIMPLE DUAL	214	2014	LAMBAYEQUE
CENTRAL TERMOELECTRICA EL FARO CON GN.Ciclo Inferior CC	170	2015	ICA
CENTRAL TERMOELECTRICA EL FARO CON GN.Ciclo Superior CC	85	2018	ICA
CENTRAL TERMOELECTRICA DE QUILLABAMBA CON GN	200	2016	CUZCO
RESERVA FRIA DUAL PUERTO MALDONADO	18	2014	MADRE DE DIOS
RESERVA FRIA DUAL PUCALLPA	40	2014	UCAYALI
CENTRAL TERMOELECTRICA AREQUIPA CON GN GASODUCTO SUR	200	2017	AREQUIPA
CENTRAL TERMOELECTRICA GN NUEVA ESPERANZA	180	2016	TUMBES
CENTRAL TERMICA GUAYABAL CON BIODIESEL	30	2018	LORETO
CENTRAL TERMOELECTRICA CON GN CS CHIMBOTE-Ciclo Superior CC	340	2020	ANCASH
CENTRAL TERMOELECTRICA CON GN CHIMBOTE-Ciclo Inferior CC	170	2021	ANCASH
TOTAL PROYECTADO	3251		

Fuente: COES-OSINERGMIN

Se presenta la relación de Centrales RER (Recursos Energéticos Renovables) en proceso de construcción en función a la 1 y 2 Subasta de Energías RER, y Centrales RER con estudio definitivo.

**Cuadro N°12 Centrales RER en construcción**

CENTRAL RER	POTENCIA EFECTIVA (MW)	AÑO	UBICACION
Central Eólica de Talara	30	2015	PIURA
Central Eólica de Cupisnique	80	2015	LA LIBERTAD
Central Eólica de Marcona	32	2015	ICA
Central Eólica Las Tres Hermanas	90	2016	ICA
Central Eólica de Nazca	100	2018	ICA
Central EólicaYacila	50	2018	PIURA
Central EólicaHuarmey	200	2018	ANCASH
Central Eólica Pampa Corales	240	2018	ICA
Central Solar Moquegua FV	16	2015	MOQUEGUA
Central Solar Panamericana	20	2014	AREQUIPA
Central Solar Tacna	20	2014	TACNA
Central Solar La Joya	100	2016	AREQUIPA
Central RSU La Gringa V	2	2015	LIMA
TOTAL PROYECTADO	290		

Fuente: COES-OSINERGMIN

Se presenta la relación de Centrales RER (Recursos Energéticos Renovables) con estudios realizados pero sin autorización para construcción. Se incluyen las centrales eólicas del documento del Plan Referencial de Electricidad y del Documento: Perú Subsector Eléctrico Documento Promotor 2012. Así como las centrales geotérmicas con estudio para generación de energía con reservas probadas geotermales.

Cuadro N°13 Centrales RER en estudio

CENTRAL RER	POTENCIA EFECTIVA (MW)	AÑO	UBICACION
Central Eólica El Tunal	105	s/d	Piura
Central Eólica Bella Unión	200	s/d	Arequipa
Central Eólica Pampa poroma	200	s/d	Ica
Central Eólica Punta Balcones	200	s/d	Piura
Central Eólica Parque Casma	240	s/d	Ancash
Central Eólica Parque Chimbote	240	s/d	Ancash
Central Eólica Las Lomas	240	s/d	Lima
Central Eólica Punta Lomas	240	s/d	Arequipa
Central Eólica La Brea	170	s/d	Piura
Central Eólica Parque Ilo	240	s/d	Moquegua
Central Eólica Parque Yacila	80	s/d	Piura
Central Eólica Parque Negritos	180	s/d	Piura
Central Eólica Malabrigo	60	s/d	La Libertad
Central Eólica Yauca	300	s/d	Arequipa
Central Eólica parque Lambayeque	100	s/d	Lambayeque
Central Eólica Parque Mancora	100	s/d	Piura
Central Eólica Parque Nuevo Chimbote	180	s/d	Ancash
Central Eólica parque Lobitos	150	s/d	Piura
Central Eólica Parque Miramar	80	s/d	Arequipa
Central Eólica Parque Magdalena de Cao	240	s/d	La libertad
Central Eólica Parque Tacna	150	s/d	Tacna
Central Eólica Parque Tumbes	150	s/d	Tumbes
Central Eólica Parque San Andrés	240	s/d	Ica
Central Eolica parque Vice	80	s/d	Piura
Central Eolica Parque Vichayal	80	s/d	Piura
Central Eolica El Alto	200	s/d	Piura
Central Eólica Ascope	100	s/d	La libertad
Central Eolica ilo 1	200	s/d	Moquegua
Central Eolica La Pampa	100	s/d	Piura
Central EolicaMarcona 1	100	s/d	Ica
Central Eolica Parque Lagunitos	150	s/d	Piura
Central Eolica Pampa Alta	240	s/d	Moquegua
TOTAL EOLICA ESTUDIO	4655	s/d	
		s/d	
Central Geotérmica de Calientes	150	s/d	Tacna
Central Geotérmica de Borateras	50	s/d	Tacna
TOTAL GEOTERMICA	200	s/d	
TOTAL EN ESTUDIO			

Fuente: MEM

b) EVOLUCION DE LA DEMANDA:

Se presenta la estadística referente a la evolución de la máxima demanda en el SEIN desde el año 2008 al 2012.

**Cuadro N°14 Evolución de la Máxima Demanda en el SEIN**

MES/AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	2139	2606	2762	2851	2959	3041	3278	3589	3983	4091	4290	4586	4863
Febrero	2154	2623	2768	2907	2974	3044	3281	3646	4009	4105	4350	4670	4900
Marzo	2148	2641	2822	2927	3007	3106	3351	3727	4072	4155	4453	4670	4900
Abril	2129	2694	2846	2915	3024	3157	3338	3744	4043	4180	4404	4744	5049
Mayo	2131	2673	2823	2914	2978	3193	3320	3758	4019	4125	4381	4781	5071
Junio	2143	2676	2777	2895	2974	3092	3314	3714	4034	4091	4436	4764	5030
Julio	2091	2685	2778	2885	2904	3138	3321	3721	3973	4040	4385	4691	5031
Agosto	2116	2669	2775	2882	2972	3127	3353	3730	4025	4073	4344	4676	4993
Setiembre	2162	2694	2838	2887	2973	3175	3395	3758	4057	4108	4387	4791	5027
Octubre	2615	2740	2839	2935	3012	3233	3452	3810	4088	4088	4461	4788	5079
Noviembre	2620	2768	2870	2942	3045	3244	3514	3939	4256	4156	4522	4900	5212
Diciembre	2597	2792	2908	2964	3130	3305	3580	3965	4199	4322	4579	4961	5291
Tasa Anual de Crecimiento	11.50%	4.67%	3.67%	2.84%	4.29%	6.63%	7.58%	9.44%	5.42%	5.80%	7.26%	9.42%	10.75%

Fuente COES

Se presenta a sí mismo el cuadro de evolución anual de la Potencia Efectiva Anual disponible en función del tipo de fuente de energía primaria y su comparativo con la Máxima Demanda y del Nivel de reserva efectivo.

**Cuadro N°15 Evolución de la Potencia Efectiva por fuente de energía y reserva efectiva en el SEIN**

FUENTE/AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
HIDRO	2603	2626	2626	2626	2785	2789	2769	2780	2888	3098	3109	3126.50
GAS NATURAL	238	238	253	602	731	1073	1556	1556	2049	2641	2646	3217.50
CARBON	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	140.60
DIESEL	990	986	950	569	469	452	441	425	425	325	300	329.30
RESIDUAL	411	411	411	398	345	345	245	245	245	244	205	239.82
RER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	15	94.50
% HIDRO	59.39%	59.65%	59.94%	60.56%	62.29%	58.10%	53.75%	54.01%	50.24%	47.93%	48.46%	43.74%
% TERMICO	40.61%	40.35%	40.06%	39.44%	37.71%	41.90%	46.25%	45.99%	49.76%	51.85%	51.31%	54.94%
% RER	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.22%	0.23%	1.32%
POT. EFECTIVA(MW)	4383	4402	4381	4336	4471	4800	5152	5147	5748	6463	6416	7148.224
MAX. DEMANDA(MW)	2792	2908	2965	3131	3305	3305	3580	3966	4322	4579	4961	5212.10
RESERVA(MW)	1591	1494	1416	1205	1166	1495	1572	1181	1426	1884	1455	1936.124
% RESERVA	36.30%	33.94%	32.32%	27.79%	26.08%	31.15%	30.51%	22.95%	24.81%	29.15%	22.68%	27.09%

Fuente COES

Se tiene así mismo la evolución estadísticas de las perdidas técnicas en la red de transmisión promedio y máximo anual.

**Cuadro N°16 Evolución de las pérdidas técnicas en la red de transmisión**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
% PERDIDAS TRANSMISION PROMEDIO	2.52%	2.31%	2.30%	2.08%	1.81%	1.88%	1.86%	2.13%	2.11%	2.24%	2.68%	2.33%	2.78%
% PERDIDAS TRANSMISION MAXIMO	2.79%	2.42%	2.55%	2.29%	1.99%	2.09%	2.24%	2.62%	2.75%	2.47%	3.14%	2.68%	2.99%

Fuente COES

c) CON REFERENCIA A LA PRODUCCION DE ENERGIA :

Se presenta el cuadro de producción de energía anual y su porcentaje de participación en la generación de energía en función a la fuente de energía primaria.

Cuadro N°17 Evolución de la producción anual de energía según su fuente en GWh

	HIDRO	TERMICA	RER	TOTAL	% HIDRO	% TERMICA	% RER	TOTAL	TASA
2001	16807	1656	0	18463	91.03%	8.97%	0.00%	100.00%	5.33%
2002	17224	2434	0	19658	87.62%	12.38%	0.00%	100.00%	6.47%
2003	17732	2957	0	20689	85.71%	14.29%	0.00%	100.00%	5.24%
2004	16693	5210	0	21903	76.21%	23.79%	0.00%	100.00%	5.87%
2005	17701	5901	0	23602	75.00%	25.00%	0.00%	100.00%	7.76%
2006	18671	6089	0	24760	75.41%	24.59%	0.00%	100.00%	4.91%
2007	18588	8666	0	27254	68.20%	31.80%	0.00%	100.00%	10.07%
2008	18010	11548	0	29558	60.93%	39.07%	0.00%	100.00%	8.45%
2009	18752	11055	0	29807	62.91%	37.09%	0.00%	100.00%	0.84%
2010	18966	13381	78	32425	58.49%	41.27%	0.24%	100.00%	8.78%
2011	20404	14726	67	35197	57.97%	41.84%	0.19%	100.00%	8.55%

Fuente: COES

Se presenta el cuadro de producción de energía anual en fuente desagregada a la fuente de energía primaria térmica.

Cuadro N°18 Evolución de la producción anual de energía según su fuente en GWhsegún el tipo de fuente de energía

	HIDRO	Gas Natural	Carbon	Residual	Diesel	RER	TOTAL (GWh)
2001	16807	744	484	339	89	0	18463
2002	17224	848	534	1009	43	0	19658
2003	17732	1230	809	860	58	0	20689
2004	16693	2170	1187	994	859	0	21903
2005	17701	4061	950	831	59	0	23602
2006	18671	4260	828	881	120	0	24760
2007	18588	7313	840	448	65	0	27254
2008	18010	9313	909	984	342	0	29558
2009	18752	9263	679	929	184	0	29807
2010	18966	11443	1067	692	179	78	32425
2011	20404	13460	732	292	242	67	35197

Fuente: COES

Se presenta la evolución del factor de carga del sistema.

Cuadro N°19 Evolución del Factor de Carga

FC/AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
FACTOR DE CARGA	74.0%	75.5%	77.2%	79.7%	79.6%	79.4%	78.9%	78.5%	80.1%	78.7%	80.8%	81.0%	81.1%

Fuente : COE

d) OBRAS Y CARGAS ESPECIALES A INCORPORAR:

A continuación se mencionan se presentan en función a los informes derivados por las Empresas mencionadas al COES para el proceso regulatorio 2013-2014, en el cual incluyen las cargas especiales ingresantes al SEIN, hacia como información obtenida a través de la Dirección General de Electricidad del MINEM-Perú.

Cuadro N°20 Cargas Especiales previstas hacia el año 2018

PROYECTO	DEMANDA PREVISTA (MW)					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Expansión de la Concentradora Toquepala - SOUTHERN PERU COOPER	8	44	44	44	44	44
Expansión de la Fundición de Ilo y Refinería de Cobre - SOUTHERN PERU COOPER			8	8	8	8
Proyecto Tía María – SOUTHERN PERU COOPER		10	10	10	10	10
Proyecto Constancia - Empresa HUBBAY			62	62	62	62
Proyecto Mallay	3	3	3	3	3	3
Ampliación Conga		28	28	28	28	28
Proyecto Quellaveco			10	10	10	10
Ampliación Quimpac	26	26	26	26	26	26
Ampliación Minera Brocal			31	31	31	31
Proyecto Chucapaca	10	10	10	10	10	10
Proyecto Shashuindo	10	40	40	40	40	40
Proyecto Breapampa			3.2	3.2	3.2	3.2
Ampliación Siderperu			114	114	114	114
Proyecto Toromocho	10	40	120	120	160	160
Proyecto Concentrados Cerro Verde			100	440	440	440
Proyecto Bayobar	13	13	13	13	13	13
Proyecto Las Bambas	7	61	147	147	147	147
Proyecto Antapacay	90	90	90	90	90	90
Ampliación Cementos Andino	18	18	18	18	18	18
Ampliación Shougang Hierro Perú		126	126	126	126	126
Minera Justa	5	70	70	70	70	70
Ampliación Cerro Lindo	10	10	10	10	10	10
2° Ampliación Aceros Arequipa	2	30	40	40	40	40
Minera Pachapaqui	4	8	12	12	12	12
Ampliación Cementos Lima	28	28	28	28	28	28
Ampliación Antamina	45	45	45	45	45	45
Reingreso DOE RUN		28	28	28	28	8
Ampliación Cementos Pacasmayo		28	28	28	28	28
Mina Chapi			7	7	7	7
Mina Chucapaca			9	9	9	9
Milpo-Proyecto Pukaqaqa			10	10	10	10
INGRESO ANUAL	289	756	1290.2	1630.2	1670.2	1670.2

Fuente: DGE-MINEM

### 3.2 METODO DE INVESTIGACION

3.2.1 CRITERIOS DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES DE ENERGIA: Se determinan los Indicadores Firme de entrega de Potencia al SEIN de cada unidad de generación de energía y el nivel de reserva firme de generación. Se procede a realizar la siguiente secuencia metodológica:

- Calculo del Factor de Planta medio y de la Potencia Firme de cada Central Hidroeléctrica pertenecientes al SEIN en función de la Tasa de Indisponibilidad Forzada ( Ver los valores en la Pagina N° 27 y 28 del Informe N° 056-2013 GART).}
- En función a la Tasa de Indisponibilidad Fortuita obtenida según el Informe N° 056-2013 GART “ Determinación del MRFO ( margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN) y del TIF (Tasa de Indisponibilidad fortuita de la Central Termoeléctrica , que toma como referencia el NERC North American Electric Reability Council ,prestigiosa entidad internacional que publica valores estadísticos del FOF- Tasa de desacoplamiento forzado de unidades de generación termoeléctrica , esto debido a que en el país no se cuenta aún con información suficiente para cálculos de este parámetro). Se toma el valor de 3.55 % (0.0355) como Factor de Indisponibilidad.
- Se determina las características actuales de la Reserva Firme de generación en función a los cuadros N° 15 y N° 16, así mismo esto nos permite determinar cuál a sido el valor de la Potencia Firme despachada para cubrir la máxima demanda del SEIN.
- Se realiza un orden de despacho según los costos variables de operación de cada Central Termoeléctrica y de las centrales hidroeléctricas, todas en función de su potencia firme para la cobertura de la Máxima Demanda y la Potencia Firme requerida por el SEIN. Esto nos permite determinar el Costo variable del sistema interconectado nacional.

3.2.2 PROCEDIMIENTOS PARA EL TRATAMIENTO DEL INVENTARIO ESTADISTICO: Teniendo como referencia los datos Estadísticos del 3.1.3 de este capítulo se tiene la siguiente secuencia metodológica para el tratamiento de la información:

- Tratamiento de la demanda, aplicando la técnica de suavizamiento exponencial de datos se procede a encontrar una tendencia de la evolución de la serie de tiempos de la máxima demanda y de la energía.
- Tratamiento de la Potencia. Se aplica la técnica de suavizamiento exponencial de la Potencia efectiva y firme, teniendo en cuenta el porcentaje de participación del tipo de

generación y de la fuente de energía. Se encuentra la tasa de crecimiento promedio suavizada.

- Tratamiento de la Reserva. Se aplica la técnica de suavizamiento exponencial para la información de Reserva y firme. Se encuentra la tasa de crecimiento promedio suavizada.
- Se proyecta la demanda al año 2,032 teniendo en cuenta la tasa de crecimiento suavizada.

3.2.3 METODOLOGIA PARA PRONOSTICOS: En función a la información estadística obtenida en el ítem 3.2.2 se realiza la siguiente metodología con los datos reales o series de tiempo.

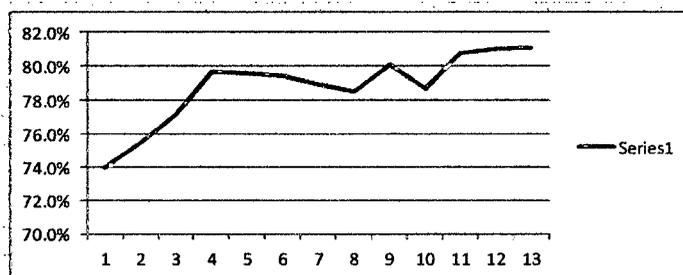
a) SUAVIZAMIENTO DE LAS SERIES DE TIEMPO:

Para evolución de las series de tiempo muy pronunciadas con valles y picos, sin estacionalidad, no periódicas, tenemos el siguiente procedimiento:

- Ingreso al Programa EXCEL, ingresando una serie de tiempo desde el año 2000 al año 2012, creando una hoja de cálculo y visualizando a través de un gráfico en función del tiempo la evolución de la variable.

Cuadro N°21 Ingreso de Datos al EXCEL

AÑO	FACTOR DE CARGA
2000	74.0%
2001	75.5%
2002	77.2%
2003	79.7%
2004	79.6%
2005	79.4%
2006	78.9%
2007	78.5%
2008	80.1%
2009	78.7%
2010	80.8%
2011	81.0%
2012	81.1%



Fuente:Elaboración Propia

- Seguidamente a través de la técnica de suavizamiento exponencial se trabaja la serie de tiempo, analizando la presencia de picos y valles, para lo cual definimos los siguientes parámetros:

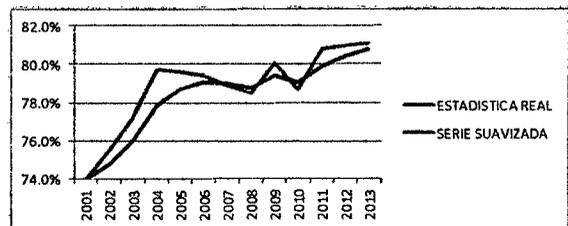
Año	Factor de Carga ( $X_t$ )	Pronósticos con $\alpha=0.95$		
		$Y_{t+1} = (\alpha * X_t) + ((1-\alpha) * Y_t)$		
2000	74.0%			
2001	75.5%	$Y_{2001} = X_{2000} = 74.0\%$		
2002	77.2%	$Y_{2002} = (0.95 * X_{2001}) + ((1-0.5) * Y_{2001})$	$Y_{2002} = (0.5 * 75.5) + (0.5 * 74.0)$	$Y_{2002} = 74.8\%$
2003	79.7%	$Y_{2003} = (0.95 * X_{2002}) + ((1-0.5) * Y_{2002})$	$Y_{2003} = (0.5 * 77.2) + (0.5 * 74.8)$	$Y_{2003} = 76.0\%$
2004	79.6%	....		

Donde el valor de  $Y_{2002}$  representa el valor del Factor de carga 77.2 % tratado mediante la técnica de suavizamiento exponencial, dando un valor de 74.8 %.

La finalidad de esta técnica es obtener un valor que permita reflejar la no estacionalidad, valles y picos, ciclicidad de una serie de tiempo en un valor de tendencia progresivo, tal como se refleja en el siguiente cuadro, en la cual se presenta la serie de tiempo del Cuadro N°20 suavizada.

Cuadro N°22 Suavizamiento Exponencial de la serie de tiempo

AÑO	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE CARGA SUAVIZADO
2000	74.0%	
2001	75.5%	74.0%
2002	77.2%	74.8%
2003	79.7%	76.0%
2004	79.6%	77.8%
2005	79.4%	78.7%
2006	78.9%	79.1%
2007	78.5%	79.0%
2008	80.1%	78.7%
2009	78.7%	79.4%
2010	80.8%	79.1%
2011	81.0%	79.9%
2012	81.1%	80.5%
2013		80.8%



Fuente: Elaboración Propia

A través del procedimiento realizado se tiene el primer pronóstico del año 2013.

- Seguidamente se determina la tasa de crecimiento suavizada anual a través del cual se modera los picos y valles que puedan dar con error al determinar la tasa promedio de crecimiento de la serie de tiempo original, de la cual se presenta el siguiente cuadro comparativo entre ambas tasas de crecimiento.

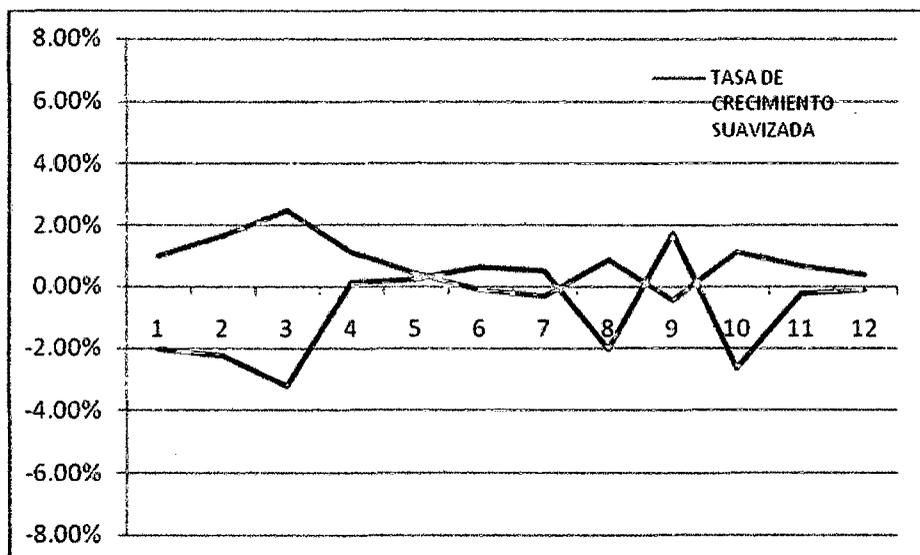
Cuadro N°23 Comparativo entre tasas de crecimiento

AÑO	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE CARGA SUAVIZADO	TASA DE CRECIMIENTO SUAVIZADA	TASA DE CRECIMIENTO SERIE ORIGINAL
2000	74.0%			
2001	75.5%	74.0%		-2.0%
2002	77.2%	74.8%	1.01%	-2.3%
2003	79.7%	76.0%	1.64%	-3.2%
2004	79.6%	77.8%	2.45%	0.1%
2005	79.4%	78.7%	1.13%	0.3%
2006	78.9%	79.1%	0.43%	0.6%
2007	78.5%	79.0%	-0.10%	0.5%
2008	80.1%	78.7%	-0.30%	-2.0%
2009	78.7%	79.4%	0.86%	1.7%
2010	80.8%	79.1%	-0.45%	-2.7%
2011	81.0%	79.9%	1.10%	-0.2%
2012	81.1%	80.5%	0.67%	-0.1%
2013		80.8%	0.39%	
PROMEDIO			0.74%	-0.8%

Fuente: Elaboración Propia

De la Tabla anterior la tasa de crecimiento suavizada da un valor positivo de 0.74 %, mientras que la tasa de crecimiento de la serie de tiempo original absorbe los errores de los picos y valles, además este valor es negativo -0.8 %. Se puede observar en la figura siguiente las ventajas del suavizamiento exponencial sobre la tasa de crecimiento sobre la tasa de crecimiento de la serie de tiempo original.

Figura N° 24 Comparativo entre tasas de crecimiento

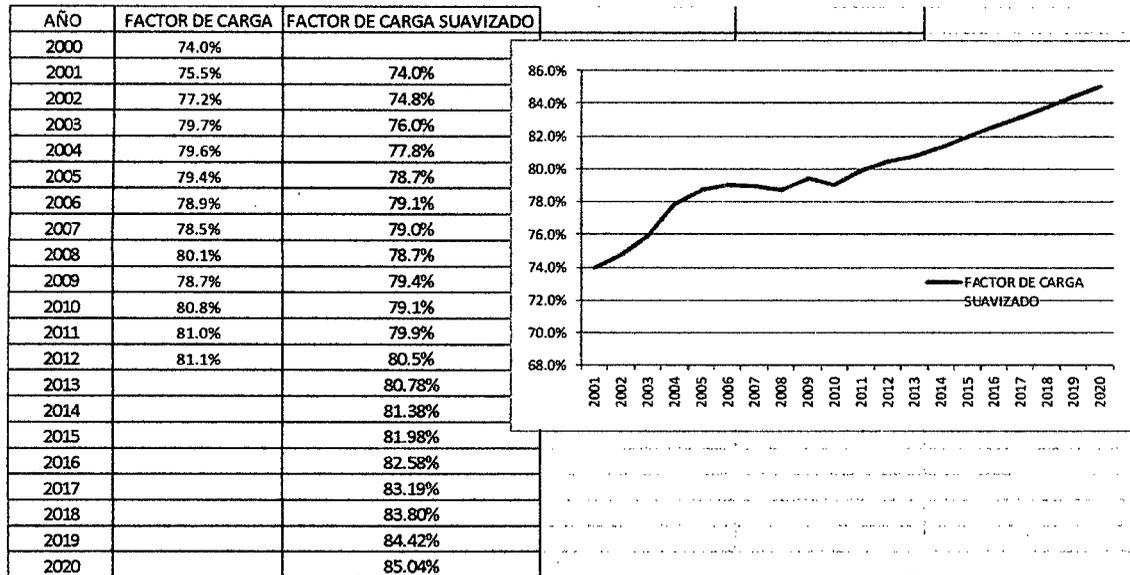


Fuente: Elaboración Propia

b) ELABORACION DE LOS PRONOSTICOS:

- En la función a la tasa de crecimiento suavizada de la variable trabajada se plantea las proyecciones, por el ejemplo tenemos el pronóstico para el año 2020 con un valor de 85.04 % con una tasa de crecimiento suavizada de 0.74 %.

Cuadro N°25 Proyección de la Tasa de Crecimiento para el Pronóstico Año 2020

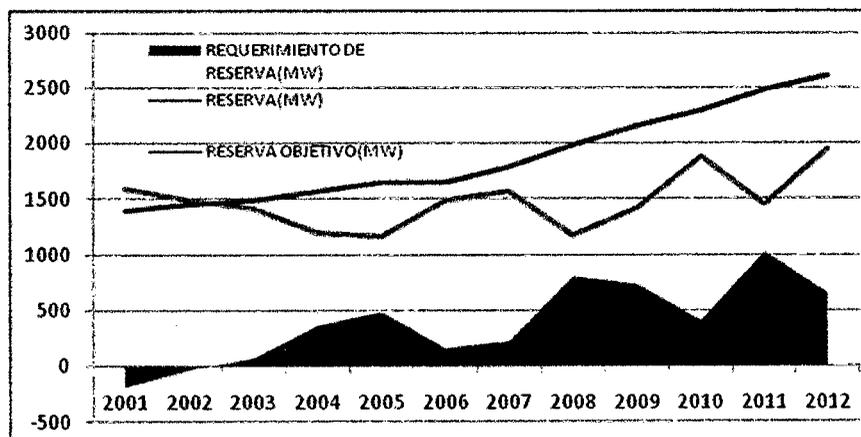


Fuente: Elaboración Propia

c) DETERMINACION DE LOS VALORES OBJETIVOS QUE PERMITAN UNA SOSTENIBILIDAD AL SISTEMA A FUTURO:

- Con las variables en estudio a analizar se proyectas las demandas y la oferta de energía determinando se la reserva real, luego en función a la reserva objetivo se obtiene los valores de déficit o exceso de potencia que permitan una sostenibilidad del Sistema Interconectado.

Figura N°26 Estimación del déficit o exceso de Reserva



Fuente: Elaboración Propia

En función a los resultados se establecen las acciones mediatas de planificación a corto (5 años), mediano plazo (10 años) y largo plazo (20 años) que permitan una sostenibilidad al abastecimiento de potencia y energía.

#### 3.2.4 CRITERIOS PARA LOS PRONOSTICOS DE PROYECCION DE LA OFERTA, DEMANDA Y RESERVA DE GENERACION DE ENERGIA:

A) CRITERIOS: Tomando en cuenta los cálculos realizados en los ítems anteriores, 3.2.1 y 3.2.2 según la metodología a desarrollar en el ítem 3.2.3, se realiza las proyecciones de la Oferta y Demanda de Gas Natural tomando en cuenta lo siguiente :

- Proyección de la Demanda adicionando a esta el ingreso de las cargas especiales del cuadro N° 19 hasta un periodo de 20 años (2,013 al 2,032). Determinando la máxima demanda y producción de energía para cada año.
- Proyección de la generación de energía eléctrica adicionando los proyectos de generación de energía de los cuadros N° 9, 11 y 12, los cuales presentan los valores de Potencia Efectiva a adicionarse al parque de generación con fecha probable de ingreso al SEIN. Estimando la proporción de cobertura de la potencia efectiva y potencia firme según el tipo o fuente de energía primaria.
- Determinación del margen de reserva firme para el periodo de tiempo proyectado, identificando la excedencia o déficit de generación (periodo 2013-2032) y calculando la oferta necesaria a incluir para un margen de reserva firme objetivo de 33.33 %, tal como lo establece el Informe N° 054-2003 GART “Determinación del MRFO y TIF del Sistema Interconectado Peruano”.
- Se prorratea las Potencias efectivas de los Cuadros N° 10 y 13, teniendo en cuenta el desarrollo de los Proyectos de generación de energía eólica e hidráulica contempladas en los cuadros desde los años 2019 al 2028 (10 años de desarrollo de los proyectos generados).
- Se retiran de servicio de generación a las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas por grado de obsolescencia.
- Determinación del margen de reserva firme para el periodo de tiempo proyectado en función al ingreso de obras de generación eólica e hidroeléctrica de los Cuadros N° 10 y 13 ,así como el retiro de unidades de generación por obsolescencia , identificando la excedencia o déficit de generación ( periodo 2013-2032) y calculando la oferta necesaria a incluir para un margen de reserva firme objetivo de 33.3 % ,tal como lo

establece el Informe N° 054-2003 GART “Determinación del MRFO y TIF del Sistema Interconectado Peruano”.

- Se establecen planes o alternativas de cobertura de la Máxima Demanda y de la Potencia Efectiva de generación del SEIN en función al Margen de Reserva Firme Objetivo de 33.3%. Estableciendo planes de generación a desarrollar para la cobertura de la generación confiable y sostenida en el SEIN.

**B) CASOS DE ESTUDIO:**

- Caso 1: Pronósticos con Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva con crecimiento de la demanda según técnica de suavizamiento exponencial.
- Caso 2: Pronósticos con Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva con crecimiento de la demanda con evolución pesimista, 1% menos del Caso 1.
- Caso 3: Pronósticos con Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva con crecimiento de la demanda con evolución optimista, 1 % más del Caso 1.

**C) CONTINGENCIAS PARA CADA CASO DE ESTUDIO:**

Cada uno de los casos contempla las siguientes contingencias:

- Contingencia 1: Indisponibilidad total del Complejo Hidroeléctrico del Mantaro.
- Contingencia 2: Indisponibilidad del ducto de Gas Natural de Camisea a Pisco.
- Contingencia 3: Alta concentración de sólidos en suspensión, con una reducción de la oferta hidráulica de generación en 20%.
- Contingencia 4: Sequia en la Zona Sur.

**CAPITULO IV:**  
**CALCULOS**  
**Y**  
**DISCUSION DE RESULTADOS**

#### 4.1 DETERMINACION DE LAS POTENCIAS FIRMES DE LAS CENTRALES DE GENERACION:

##### 4.1.1 CENTRALES HIDROELECTRICAS:

###### a. DETERMINACION DEL FACTOR DE PLANTA MEDIO:

Se toman como referencia la generación de energía media generada (Informe Reporte Anual 2012 COES-Anexo) de cada central hidroeléctrica conformantes del SEIN según el cuadro N° 2, obtenemos el Factor de Planta medio aplicando las ecuaciones N° 2 y 3. Por ejemplo:

- Central Hidroeléctrica del Mantaro ( Ubicada en Huancavelica dentro del Complejo Hidroenergetico de mayor capacidad junto con la C.H Restitución de 215.4 MW ):

Energía anual generada = 5,622. GWh

Potencia Efectiva = 670.7 MW

$$\text{N}^\circ \text{ de Horas de operacion al año} = \frac{5,622.1 \text{ GWh}}{0.6707 \text{ GW}} = 8,382.43 \text{ horas}$$

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{8,382.43}{8,760} * 100 \% = 95.7 \%$$

- Central Hidroeléctrica de Huínco, ubicada en la cuenca de los Rios Rímac y Santa Eulalia (Lima):

Energía anual generada = 1,079.0 GWh

Potencia Efectiva = 247.3 MW

$$\text{N}^\circ \text{ de Horas de operacion al año} = \frac{1,079.0 \text{ GWh}}{0.2473 \text{ GW}} = 4,363.12 \text{ horas}$$

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{4,363.72}{8,760} * 100 \% = 49.8 \%$$

###### b. DETERMINACION DE LA POTENCIA FIRME HIDRAULICA: Se aplica la ecuación N° 5 para la determinación de la Potencia firme hidráulica.

- Para la Central Hidroeléctrica del Mantaro:

Tasa de Indisponibilidad Forzada (FOR) = 3.55%

$$P_{\text{fCH MANTARO}} = 670.7 * (1 - 0.0355) = 646.9 \text{ MW}$$

- Para la Central Hidroeléctrica de Restitución:

Tasa de Indisponibilidad Forzada (FOR) = 3.89 %

$$P_{\text{fCH RESTITUCION}} = 215.4 * (1 - 0.0389) = 207.0 \text{ MW}$$

c. Se presentan los resultados de los Factores de Planta y Potencias firmes hidráulicas de las 45 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN:

Cuadro N° 24 Factores de Planta de Centrales Hidroeléctricas

	CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA(MW)	ENERGIA MEDIA (GWh)	FACTOR DE PLANTA
1	Mantaro	ELECTROPERU	670.7	5,622.10	95.70%
2	Restitución	ELECTROPERU	215.4	1,691.60	89.60%
3	Callahuanca	EDEGEL	80.4	606.7	86.10%
4	Huampani	EDEGEL	30.2	252.8	95.60%
5	Huinco	EDEGEL	247.3	1,079.00	49.80%
6	Matucana	EDEGEL	128.6	845.1	75.00%
7	Moyopampa	EDEGEL	64.7	552.8	97.50%
8	Cañón del Pato	EGENOR	263.5	1,598.00	69.20%
9	Carhuaquero	EGENOR	105.1	65.12	70.70%
10	Caña Brava	EGENOR	5.7	21.5	43.10%
11	Cahua	SN POWER PERU	43.1	318.7	84.40%
12	Malpaso	SN POWER PERU	48	255.5	60.80%
13	Oroya	SN POWER PERU	9.5	73.3	88.00%
14	Pachachaca	SN POWER PERU	9.6	53.9	64.00%
15	Yaupi	SN POWER PERU	110.2	860.2	89.10%
16	Gallito Ciego	SN POWER PERU	38.1	172.5	51.70%
17	Pariac	SN POWER PERU	5	37.5	86.50%
18	Misapuquio	SN POWER PERU	3.9	20.7	60.70%
19	San Antonio	SN POWER PERU	0.6	3.5	64.50%
20	San Ignacio	SN POWER PERU	0.4	3.8	108.20%
21	Huayllacho	SN POWER PERU	0.2	1.1	59.90%
22	Yuncan	ENERSUR	136.8	917	76.50%
23	Platanal	CELEPSA	217.4	1,100.00	57.80%
24	Yanango	CHINANGO	42.6	269	72.10%
25	Chimay	CHINANGO	150.9	936.4	70.80%
26	Charcani I	EGASA	1.7	13.8	91.10%
27	Charcani II	EGASA	0.6	5.2	99.70%
28	Charcani III	EGASA	4.6	31.7	79.00%
29	Charcani IV	EGASA	15.3	89.6	66.90%
30	Charcani V	EGASA	144.6	576.4	45.50%
31	Charcani VI	EGASA	8.9	54.8	70.00%
32	Machupichu	EGEMSA	88.8	739	95.00%
33	San Gabán	SAN GABAN	113.1	783	79.00%
34	Curumuy	SINERSA	12.5	64.2	58.60%
35	Poechos I	SINERSA	15.4	82	60.80%
36	Poechos II	SINERSA	10	50	57.10%
37	Huanchor	S.MINERA CORON	19.6	166	96.70%
38	Aricota I	EGESUR	22.5	84.3	42.80%
39	Aricota II	EGESUR	12.4	46.4	42.70%
40	La Joya	GEPSA	9.6	54.7	65.00%
41	Santa Rosa I	ELECTRO SANTA R	1	7.8	88.80%
42	Santa Rosa II	FIFCTRO SANTA R	1.7	11.2	75.20%
43	Santa Cruz I	HIDROELECTRICA	6	29.5	56.10%
44	Santa Cruz II	HIDROELECTRICA	6.5	33	58.00%
45	Roncador	MAJA ENERGIA	3.8	28.1	84.50%
	TOTAL		3,126.50	20,894.50	76.30%

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 25 Potencias Firmes de las Centrales Hidroeléctricas

	CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA(MW)	TASA DE INDISPONIBILIDAD FORZADA	POTENCIA FIRME(MW)
1	Mantaro	ELECTROPERU	670.7	3.55	646.9
2	Restitución	ELECTROPERU	215.4	3.89	207.0
3	Callahuanca	EDEGEL	80.4	3.55	77.5
4	Huampani	EDEGEL	30.2	4.23	28.9
5	Huinco	EDEGEL	247.3	3.55	238.5
6	Matucana	EDEGEL	128.6	3.55	124.0
7	Moyopampa	EDEGEL	64.7	4.23	62.0
8	Cañón del Pato	EGENOR	263.5	4.23	252.4
9	Carhuaquero	EGENOR	105.1	3.55	101.4
10	Caña Brava	EGENOR	5.7	3.55	5.5
11	Cahua	SN POWER PERU	43.1	4.23	41.3
12	Malpaso	SN POWER PERU	48	3.55	46.3
13	Oroya	SN POWER PERU	9.5	8.6	8.7
14	Pachachaca	SN POWER PERU	9.6	8.6	8.8
15	Yaupi	SN POWER PERU	110.2	8.6	100.7
16	Gallito Ciego	SN POWER PERU	38.1	4.23	36.5
17	Pariac	SN POWER PERU	5	4.23	4.8
18	Misapuquio	SN POWER PERU	3.9	8.6	3.6
19	San Antonio	SN POWER PERU	0.6	3.89	0.6
20	San Ignacio	SN POWER PERU	0.4	3.89	0.4
21	Huayllacho	SN POWER PERU	0.2	3.89	0.2
22	Yuncan	ENERSUR	136.8	8.6	125.0
23	Platanal	CELEPSA	217.4	3.89	208.9
24	Yanango	CHINANGO	42.6	3.89	40.9
25	Chimay	CHINANGO	150.9	8.6	137.9
26	Charcani I	EGASA	1.7	3.89	1.6
27	Charcani II	EGASA	0.6	3.89	0.6
28	Charcani III	EGASA	4.6	3.89	4.4
29	Charcani IV	EGASA	15.3	3.89	14.7
30	Charcani V	EGASA	144.6	3.89	139.0
31	Charcani VI	EGASA	8.9	8.6	8.1
32	Machupichu	EGEMSA	88.8	8.6	81.2
33	San Gabán	SAN GABAN	113.1	8.6	103.4
34	Curumuy	SINERSA	12.5	3.89	12.0
35	Poechos I	SINERSA	15.4	3.89	14.8
36	Poechos II	SINERSA	10	3.89	9.6
37	Huanchor	S.MINERA CORON	19.6	4.23	18.8
38	Aricota I	EGESUR	22.5	8.6	20.6
39	Aricota II	EGESUR	12.4	8.6	11.3
40	La Joya	GEPSA	9.6	8.6	8.8
41	Santa Rosa I	ELECTRO SANTA R	1	3.89	1.0
42	Santa Rosa II	ELECTRO SANTA R	1.7	3.89	1.6
43	Santa Cruz I	HIDROELECTRICA	6	3.89	5.8
44	Santa Cruz II	HIDROELECTRICA	6.5	3.89	6.2
45	Roncador	MAJA ENERGIA	3.8	3.89	3.7
	TOTAL		3,126.50		2975.8

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.1.2 CENTRALES TERMoeLECTRICAS:

a. DETERMINACION DE INDICADORES DE PLANTA: Teniendo en cuenta los valores de Precios de los combustibles y las Tasas de calor (valores suministrados por el Informe N° 110-2012 GART-En Anexos) y en función a las ecuaciones N° 6, 7 y 8 se determina el CVT de Cada Central Termoeléctrica.

Por ejemplo:

- Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado con Gas Natural de Kallpa de 850 MW.

Tasa de calor = 6.85 MMBTU/MWh

Precio del Gas Natural = 2.4112 U\$/MMBTU

Costo Variable No Combustible = 4.03 U\$/MWh

$$CVC = 6.85 * 2.4112 = 16.52 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVT = 16.526 + 4.03 = 20.556 \text{ U\$/MWh}$$

- Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado con Biodiesel Chilina de 15.8 MW.

Tasa de calor = 0.398 Ton./MWh

Precio del Biodiesel = 1245.2 U\$/Ton.

Costo Variable No Combustible = 3.58 U\$/MWh

$$CVC = 0.398 * 1,245.2 = 364.81 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVT = 364.81 + 3.58 = 368.39 \text{ U\$/MWh}$$

- Central Termoeléctrica Ilo TV N° 2 de 140.6 MW con Carbón ( Opera con Ciclo Rankine con sobrecalentamiento y con Turbinas a Vapor)

Tasa de calor = 0.37 Ton de Carbón/MWh

Precio del Carbón = 125.9 U\$/Ton. de Carbón

Costo Variable No Combustible = 2.19 U\$/MWh

$$CVC = 0.37 * 125.9 = 46.56 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVT = 46.56 + 2.19 = 48.75 \text{ U\$/MWh}$$

- Central Termoeléctrica Turbo Vapor de Shougesa de 61.7 MW con Petróleo R500 (Opera con Ciclo Rankine con sobrecalentamiento y con turbinas a vapor)

Tasa de calor = 0.31 Ton/MWh

Precio del Petróleo R500= 816.38 U\$/Ton.

Costo Variable No Combustible = 2.0 U\$/MWh

$$CVC = 9.88 * 2.5513 = 252.72 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVT = 252.72 + 2.0 = 254.72 \text{ U\$/MWh}$$

- Central Termoeléctrica con MCI Independencia de 23 MW con Gas Natural (Opera con Ciclo Otto)

$$\text{Tasa de calor} = 6.398 \text{ MMBTU/MWh}$$

$$\text{Precio del Gas Natural} = 2.4762 \text{ U\$/MMBTU}$$

$$\text{Costo Variable No Combustible} = 4.5 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVC = 6.398 * 2.4762 = 21.73 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVT = 21.73 + 4.5 = 26.23 \text{ U\$/MWh}$$

- Central Termoeléctrica con MCI Grupo Diesel Piura de 16.8 MW con Petróleo Residual N°6 (Opera con Ciclo Petróleo Residual 6)

$$\text{Tasa de calor} = 0.422 \text{ Ton./MWh}$$

$$\text{Precio del Petróleo Residual 6} = 913.1 \text{ U\$/Ton.}$$

$$\text{Costo Variable No Combustible} = 7.39 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVC = 0.422 * 913.1 = 218.64 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVT = 218.65 + 7.39 = 46.56 + 2.19 = 226.02 \text{ U\$/MWh}$$

- Central Termoeléctrica con MCI Emergencia Piura de 60 MW con Petróleo Biodiesel (Opera con Ciclo Diesel)

$$\text{Tasa de calor} = 0.22 \text{ Ton./MWh}$$

$$\text{Precio del Petróleo Biodiesel} = 1,234.5 \text{ U\$/Ton.}$$

$$\text{Costo Variable No Combustible} = 7.11 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVC = 0.22 * 1,234.5 = 271.58 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVT = 271.58 + 7.11 = 278.69 \text{ U\$/MWh}$$

- Central Termoeléctrica Ciclo Simple de Santa Rosa TG8 de 199.8 MW con Gas Natural (Opera con Ciclo Joule Brayton Simple Abierto)

$$\text{Tasa de calor} = 9.88 \text{ MMBTU/MWh}$$

$$\text{Precio del Gas Natural} = 2.5513 \text{ U\$/MMBTU}$$

$$\text{Costo Variable No Combustible} = 4.0 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVC = 9.88 * 2.5513 = 25.21 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVT = 25.21 + 4 = 25.21 \text{ U\$/MWh}$$

- Central Termoeléctrica Ciclo Simple de Chimbote de 20.2 MW con Petróleo Biodiesel  
( Opera con Ciclo Joule Brayton Simple Abierto)

Tasa de calor = 0.344 Ton./MWh

Precio del Gas Natural = 1,237.6 U\$/Ton

Costo Variable No Combustible = 2.7 U\$/MWh

$$CVC = 0.344 * 1,237.6 = 425.73 \text{ U\$/MWh}$$

$$CVT = 425.73 + 2.7 = 428.43 \text{ U\$/MWh}$$

**b. DETERMINACION DE LA POTENCIA FIRME TERMOELECTRICA:**

Teniendo en cuenta las ecuaciones N° 9 y 10, los valores del Cuadro N° 3 y el procedimiento descrito en el ítem 3.2.1, se determina la Potencia firme termoeléctrica de cada una de las unidades componentes del SEIN.

Por ejemplo:

Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado de Kallpa.

Potencia Efectiva = 850 MW

Factor de Disponibilidad= 0.0355 (Valor tomado del Informe N° 056-2013 GART)

$$\text{Factor de Disponibilidad}(F_d) = 1 - 0.0355 = 0.9645$$

$$P_{ft} = \text{Potencia Firme Termoelectrica} = 850 * 0.9645 = 819.8 \text{ MW}$$

Se presentan los resultados en el cuadro N° 25 para las 35 centrales termoeléctricas pertenecientes al SEIN, en la cual se incluyen las Centrales RER (con Recursos Energéticos Renovables) y la central de Cogeneración de Oquendo.

Cuadro N° 26 Costos Variables Centrales Termoeléctricas y Centrales RER integrantes del SEIN

N°	CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA(MW)	COMBUSTIBLE	HEAT RATE (Unid/Kwh)	PRECIO COMB. (US/Unid.)	C.V.C US\$/MWh	C.V.N.C US\$/MWh	C.V.T US\$/MWh
1	Turbo Gas GN Malacas 1	EEPSA	13.1	Gas Natural	17.627	2.4468	43.13	4	47.13
2	Turbo Gas GN Malacas 2	EEPSA	15	Gas Natural	15.811	2.4468	38.69	4	42.69
3	Turbo Gas GN Malacas 4A	EEPSA	90.3	Gas Natural	12.417	2.4468	30.38	3.13	33.51
4	Turbo Gas GN Malacas 3	EEPSA	12.4	Gas Natural	13.285	2.4468	32.51	22.74	55.25
5	Turbo Gas Chimbote	EGENOR	20.2	Biodiesel	0.344	1237.6	425.73	2.7	428.43
6	Grupo Diesel de Piura	EGENOR	16.8	Residual 6	0.239	913.1	218.64	7.39	226.02
7	Grupo Diesel de Chiclayo	EGENOR	18.1	Residual 6	0.252	905.8	228.21	7.04	235.25
8	Turbo Gas GN Las Flores	EGENOR	198.4	Gas Natural	10.084	2.7019	27.24	2.9	30.14
9	Turbo Gas GN Santa Rosa UTI 6	EDEGEL	52	Gas Natural	12.763	2.5513	32.56	7	39.56
10	Turbo Gas GN Santa Rosa UTI 5	EDEGEL	53.1	Gas Natural	11.876	2.5513	30.3	7	37.29
11	Turbo Gas GN Santa Rosa W TG	EDEGEL	123.9	Gas Natural	11.595	2.5513	29.58	3.51	33.09
12	Turbo Gas GN Santa Rosa TG8	EDEGEL	199.8	Gas Natural	9.88	2.5513	25.21	4	29.21
13	Ciclo Combinado GN TG3 Ventanilla	EDEGEL	225	Gas Natural	6.798	2.4637	16.75	3.05	19.8
14	Ciclo Combinado GN TG4 Ventanilla	EDEGEL	228	Gas Natural	6.763	2.4637	16.66	3.11	19.77
15	Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	61.7	Residual 500	0.31	816.38	252.74	2	254.74
16	Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	Biodiesel	0.22	1234.5	271.58	7.11	278.69
17	Turbo Gas GN Aguaytia TG1	TERMOSELVA	88.4	Gas Natural	11.251	2.4468	27.53	3.03	30.56
18	Turbo Gas GN Aguaytia TG2	TERMOSELVA	87	Gas Natural	11.346	2.4468	27.76	3.03	30.79
19	Grupo Diesel Tumbes 1	ELECTROPERU	8	Residual 6	0.217	846.5	183.94	7	190.94
20	Grupo Diesel Tumbes 2	ELECTROPERU	8.3	Residual 6	0.202	846.5	170.95	7	177.95
21	Central Emergencia Piura	ELECTROPERU	80	Biodiesel	0.202	1276.4	257.84	2.7	260.54
22	Central Emergencia Mollendo	ELECTROPERU	60	Biodiesel	0.202	1276.4	257.84	2.7	260.54
23	Central Emergencia 1	ELECTROPERU	62	Biodiesel	0.202	1276.4	257.84	2.7	260.54
24	Ciclo Combinado GN Kallpa	KALLPA	850	Gas Natural	6.75	2.4112	16.28	3	19.28
25	Ciclo Combinado GN Chilca	ENERSUR	811	Gas Natural	6.76	2.4117	16.3	3	19.30
26	Ilo TV N° 3	ENERSUR	67.6	Residual 500	0.212	737.8	156.33	1.33	157.66
27	Ilo TG N° 1	ENERSUR	34.9	Biodiesel	0.254	1276.4	324.56	9.25	333.81
28	Ilo TG N° 2	ENERSUR	30.7	Biodiesel	0.252	1276.4	321.55	10.32	331.87
29	Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3.3	Biodiesel	0.204	1276.4	259.94	16.7	276.64
30	Ilo 2 TV Carbón 1	ENERSUR	140.6	Carbón	0.37	125.9	46.56	2.19	48.74
31	Grupo Diesel Tarapoto	ELECTRO-OR	12	Residual 6	0.224	887.7	198.8	6.8	205.6
32	Grupo Diesel Bellavista	ELECTRO-OR	3.2	Biodiesel	0.265	1291.9	341.98	6.8	348.78
33	Grupo Diesel Moyobamba	ELECTRO-OR	2	Biodiesel	0.27	1291.9	348.27	6.8	355.07
34	Grupo Diesel Puerto Maldonado	ELECTRO-OR	8.2	Biodiesel	0.237	1234.9	292.81	13.9	306.71
35	Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	SAN GABAN	4.3	Biodiesel	0.233	1264.5	294.43	10.06	304.49
36	Bellavista Grupo Diesel N° 1 al 2	SAN GABAN	3.5	Biodiesel	0.264	1265.4	334.01	8.2	342.21
37	Chilina GD N° 1 al 2	EGASA	10.1	500 y Biodiesel	0.212	864.8	183.74	6.75	190.49
38	Ciclo Combinado Chilina	EGASA	15.8	Biodiesel	0.398	1245.2	364.81	3.58	368.39
39	Chilina TV N° 2	EGASA	6.2	Residual 500	0.398	822.6	327.83	4.53	331.91
40	Chilina TV N° 3	EGASA	10.2	Residual 500	0.403	822.6	331.32	4.22	335.54
41	Mollendo 1 GD	EGASA	20.8	Residual 500	0.211	813.1	171.31	13.83	185.15
42	Grupo GN Independencia	EGESUR	23	Gas Natural	8.776	2.4762	21.73	4.5	26.23
43	Turbo Gas GN Pisco	EGASA	88.9	Gas Natural	12.278	2.4312	29.85	5	34.85
44	Turbo Gas GN El Tablazo	SDE Piura	30	Gas Natural	9.88	2.4468	24.18	4	28.18
45	Central Solar Majes	Solar Pack	20	Solar	C.V asumido de la 1 Subasta RER 222.5 US\$/MWh				
46	Central Solar Tacna	Solar Pack	20	Solar	C.V asumido de la 1 Subasta RER 225.0 US\$/MWh				
47	Central Solar Reparticion	Solar Pack	20	Solar	C.V asumido de la 1 Subasta RER 223.0 US\$/MWh				
48	GD Mapple	MAPPLE ETANOL	18.2	Etanol	C.V asumido de la 2 Subasta RER 108.0 US\$/MWh				
49	GD Huaycoloro	PETRAMAS	2.5	RSU	C.V asumido de la 1 Subasta RER 110.0 US\$/MWh				
50	Central de Cogeneracion Paramonga	AIPSA	13.8	Bagazo	C.V asumido de la 1 Subasta RER 52.0 US\$/MWh				
51	Central de Cogeneracion Oquendo	SDF Energia	28.2	Gas Natural	9.88	2.5513	25.21	4	29.21
	TOTAL		4,021.70						

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 27 Potencia Firme Termoeléctrica con Factor de Indisponibilidad de 3.55 %

N°	CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA(MW)	COMBUSTIBLE	POTENCIA FIRME(MW)
1	Turbo Gas GN Malacas 1	EEPSA	13.1	Gas Natural	12.6
2	Turbo Gas GN Malacas 2	EEPSA	15	Gas Natural	14.5
3	Turbo Gas GN Malacas 4A	EEPSA	90.3	Gas Natural	87.1
4	Turbo Gas GN Malacas 3	EEPSA	12.4	Gas Natural	12.0
5	Turbo Gas Chimbote	EGENOR	20.2	Biodiesel	19.5
6	Grupo Diesel de Piura	EGENOR	16.8	Residual 6	16.2
7	Grupo Diesel de Chiclayo	EGENOR	18.1	Residual 6	17.5
8	Turbo Gas GN Las Flores	EGENOR	198.4	Gas Natural	191.4
9	Turbo Gas GN Santa Rosa UTI 6	EDEGEL	52	Gas Natural	50.2
10	Turbo Gas GN Santa Rosa UTI 5	EDEGEL	53.1	Gas Natural	51.2
11	Turbo Gas GN Santa Rosa WTG	EDEGEL	123.9	Gas Natural	119.5
12	Turbo Gas GN Santa Rosa TG8	EDEGEL	199.8	Gas Natural	192.7
13	Ciclo Combinado GN TG3 Ventanilla	EDEGEL	225	Gas Natural	217.0
14	Ciclo Combinado GN TG4 Ventanilla	EDEGEL	228	Gas Natural	219.9
15	Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	61.7	Residual 500	59.5
16	Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	Biodiesel	1.2
17	Turbo Gas GN Aguaytia TG1	TERMOSELVA	88.4	Gas Natural	85.3
18	Turbo Gas GN Aguaytia TG2	TERMOSELVA	87	Gas Natural	83.9
19	Grupo Diesel Tumbes 1	ELECTROPERU	8	Residual 6	7.7
20	Grupo Diesel Tumbes 2	ELECTROPERU	8.3	Residual 6	8.0
21	Central Emergencia Piura	ELECTROPERU	80	Biodiesel	77.2
22	Central Emergencia Mollendo	ELECTROPERU	60	Biodiesel	57.9
23	Central Emergencia 1	ELECTROPERU	62	Biodiesel	59.8
24	Ciclo Combinado GN Kallpa	KALLPA	850	Gas Natural	819.8
25	Ciclo Combinado GN Chiica	ENERSUR	811	Gas Natural	782.2
26	Ilo TV N° 3	ENERSUR	67.6	Residual 500	65.2
27	Ilo TG N°1	ENERSUR	34.9	Biodiesel	33.7
28	Ilo TG N°2	ENERSUR	30.7	Biodiesel	29.6
29	Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3.3	Biodiesel	3.2
30	Ilo 2 TV Carbón 1	ENERSUR	140.6	Carbón	135.6
31	Grupo Diesel Tarapoto	ELECTRO-OR	12	Residual 6	11.6
32	Grupo Diesel Bellavista	ELECTRO-OR.	3.2	Biodiesel	3.1
33	Grupo Diesel Moyobamba	ELECTRO -OR	2	Biodiesel	1.9
34	Grupo Diesel Puerto Maldonado	ELECTRO-OR	8.2	Biodiesel	7.9
35	Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	SAN GABAN	4.3	Biodiesel	4.1
36	Bellavista Grupo Diesel N° 1 al 2	SAN GABAN	3.5	Biodiesel	3.4
37	Chilina GD N° 1 al 2	EGASA	10.1	Residual 500 y Biodiesel	9.7
38	Ciclo Combinado Chilina	EGASA	15.8	Biodiesel	15.2
39	Chilina TV N° 2	EGASA	6.2	Residual 500	6.0
40	Chilina TV N° 3	EGASA	10.2	Residual 500	9.8
41	Mollendo 1 GD	EGASA	20.8	Residual 500	20.1
42	Grupo GN Independencia	EGESUR	23	Gas Natural	22.2
43	Turbo Gas GN Pisco	FGASA	88.9	Gas Natural	85.7
44	Turbo Gas GN El Tablazo	SDE Piura	30	Gas Natural	28.9
45	Central Solar Majes	Solar Pack	20	Solar	19.3
46	Central Solar Tacna	Solar Pack	20	Solar	19.3
47	Central Solar Repartición	Solar Pack	20	Solar	19.3
48	GD Mapple	MAPPLE ETANOL	18.2	Etanol	17.6
49	GD Huaycoloro	PETRAMAS	2.5	RSU	2.4
50	Central de Cogeneración Paramonga	AIPSA	13.8	Bagazo	13.3
51	Central de Cogeneración Oquendo	SDF Energía	28.2	Gas Natural	27.2
	TOTAL		4,021.70		3,879.1

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2 ESTABLECIMIENTO DEL ORDEN DE DESPACHO DE ENERGIA:

Teniendo en cuenta los Costos Variables de cada Central de Energía se presenta el ordenamiento del despacho y la operación de la generación en el SEIN.

Cuadro N° 28 Orden de despacho según Potencia Firme

N°	CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA FIRME(MW)	COMBUSTIBLE	C.V.T US\$/MWh	POTENCIA ACUMULADA	CONDICIONES EN EL DESPACHO
1	TOTAL CENTRAL HIDROELECTRICAS	PERU	2975.8	Agua	0	2975.8	
2	Ciclo Combinado GN Kallpa	KALLPA	819.8	Gas Natural	19.28	3795.6	
3	Ciclo Combinado GN Chilca	ENERSUR	782.2	Gas Natural	19.3	4577.8	
4	Ciclo Combinado GN TG3 Ventanilla	EDEGEL	217.0	Gas Natural	19.77	4794.8	
5	Ciclo Combinado GN TG4 Ventanilla	EDEGEL	0.0	Gas Natural	19.8	4794.8	Reserva Gas Natural Lima =219.9 MW
6	Grupo GN Independencia	EGESUR	22.2	Gas Natural	0	4817	
7	Turbo Gas GN El Tablazo	SDE Piura	28.9	Gas Natural	0	4845.9	
8	Turbo Gas GN Santa Rosa TG8	EDEGEL	0.0	Gas Natural	29.21	4845.9	Reserva Gas Natural Lima =192.7 MW
9	Central de Cogeneración Oquendo	SDF Energia	27.2	Gas Natural	29.21	4873.1	
10	Turbo Gas GN Las Flores	EGENOR	0.0	Gas Natural	30.14	4873.1	Reserva de Gas Natural Chilca=191.4 MW
11	Turbo Gas GN Aguaytia TG1	TERMOSELVA	85.3	Gas Natural	30.56	4958.4	
12	Turbo Gas GN Aguaytia TG2	TERMOSELVA	0.0	Gas Natural	30.79	4958.4	Reserva Gas Natural Aguaytia 83.9 MW
13	Turbo Gas GN Santa Rosa WTG	EDEGEL	0.0	Gas Natural	33.09	4958.4	Reserva Gas Natural Lima = 119.5 MW
14	Turbo Gas GN Malacas 4A	EEPSA	87.1	Gas Natural	33.51	5045.5	
15	Turbo Gas GN Pisco	EGASA	85.7	Gas Natural	34.85	5131.2	
16	Turbo Gas GN Santa Rosa UTI 5	EDEGEL	0.0	Gas Natural	37.29	5131.2	Reserva Gas Natural Lima =51.2 MW
17	Turbo Gas GN Santa Rosa UTI 6	EDEGEL	0.0	Gas Natural	39.56	5131.2	Reserva Gas Natural Lima =50.2 MW
18	Turbo Gas GN Malacas 2	EEPSA	14.5	Gas Natural	42.69	5145.7	
19	Turbo Gas GN Malacas 1	EEPSA	0.0	Gas Natural	47.13	5145.7	Reserva Gas Natural Norte = 12.6 MW
20	Ilo 2 TV Carbón 1	ENERSUR	135.6	Carbón	48.74	5281.3	
21	Central de Cogeneración Paramonga	AIPSA	13.3	Bagazo	52.00	5294.6	
22	Turbo Gas GN Malacas 3	EEPSA	0.0	Gas Natural	55.25	5294.6	Reserva Gas Natural Norte =12.0 MW
23	GD Mapple	MAPPLE ETANOL	17.6	Etanol	108.00	5312.2	
24	GD Huaycoloro	PETRAMAS	2.4	RSU	110.00	5314.6	
25	Ilo TV N° 3	ENERSUR	65.2	Residual 500	157.66	5379.8	
26	Central Solar Majes	Solar Pack	0.0	Solar	222.50	5379.8	
27	Central Solar Repartición	Solar Pack	0.0	Solar	223.00	5379.8	
28	Central Solar Tacna	Solar Pack	0.0	Solar	225.00	5379.8	o Intervienen en la Maxima Demanda =57.9 MW
29	Grupo Diesel Tumbes 2	ELECTROPERU	8.0	Residual 6	177.95	5387.8	
30	Moliendo 1 GD	EGASA	20.1	Residual 500	185.15	5407.9	
31	Chilina GD N° 1 al 2	EGASA	9.7	500 y Biodiesel	190.49	5417.6	
32	Grupo Diesel Tumbes 1	ELECTROPERU	7.7	Residual 6	190.94	5425.3	
33	Grupo Diesel Tarapoto	ELECTRO-OR	11.6	Residual 6	205.6	5436.9	
34	Grupo Diesel de Piura	EGENOR	16.2	Residual 6	226.02	5453.1	ULTIMA CENTRAL EN OPERACIÓN
35	Grupo Diesel de Chidlayo	EGENOR	17.5	Residual 6	235.25	5470.6	
36	Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	59.5	Residual 500	254.74	5530.1	
37	Central Emergencia Piura	ELECTROPERU	77.2	Biodiesel	260.54	5607.3	
38	Central Emergencia Moliendo	ELECTROPERU	57.9	Biodiesel	260.54	5665.2	
39	Central Emergencia 1	ELECTROPERU	59.8	Biodiesel	260.54	5725	
40	Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3.2	Biodiesel	276.64	5728.2	
41	Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	Biodiesel	278.69	5729.4	
42	Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	SAN GABAN	4.1	Biodiesel	304.49	5733.5	
43	Grupo Diesel Puerto Maldonado	ELECTRO-OR	7.9	Biodiesel	306.71	5741.4	
44	Ilo TG N°2	ENERSUR	29.6	Biodiesel	331.87	5771	
45	Chilina TV N° 2	EGASA	6.0	Residual 500	331.91	5777	
46	Ilo TG N°1	ENERSUR	33.7	Biodiesel	333.81	5810.7	
47	Chilina TV N° 3	EGASA	9.8	Residual 500	335.54	5820.5	
48	Bellavista Grupo Diesel N° 1 al 2	SAN GABAN	3.4	Biodiesel	342.21	5823.9	
49	Grupo Diesel Bellavista	ELECTRO-OR.	3.1	Biodiesel	348.78	5827	
50	Grupo Diesel Moyobamba	ELECTRO-OR	1.9	Biodiesel	355.07	5828.9	
51	Ciclo Combinado Chilina	EGASA	15.2	Biodiesel	368.39	5844.1	
52	Turbo Gas Chimbote	EGENOR	19.5	Biodiesel	428.43	5863.6	
	Potencia Firme		5863.6				
	Reserva Gas Natural		991.3				
	Total Potencia FIRME		6854.9				

Fuente : Elaboración Propia

En función a los cuadros presentados se tienen los siguientes resultados:

- La Potencia Firme Hidráulica es 2975.8 MW , esto representa de la Potencia Efectiva el siguiente porcentaje:

$$Relacion\ de\ Potencias_{CH} = \frac{Potencia\ Firme}{Potencia\ Efectiva} = \frac{2975.8\ MW}{3126.5\ MW} * 100\% = 95.18\%$$

- La Potencia Firme Termoeléctrica es 3879.1 MW , esto representa de la Potencia Efectiva el siguiente porcentaje:

$$Relacion\ de\ Potencias_{CH} = \frac{Potencia\ Firme}{Potencia\ Efectiva} = \frac{3879.1\ MW}{4021.7\ MW} * 100\% = 97.45\ \%$$

- En el ordenamiento del despacho de generación se tiene encuentra que las Centrales de Generación Termoeléctrica con Gas Natural en Lima: Ventanilla TG4, Santa Rosa TG8, Santa Rosa WTG, Santa Rosa UTI 5 y Santa Rosa UTI 6, se mantienen reserva debido a la operación de las Centrales de Ciclo Combinado Kallpa y Chilca y las Centrales Hidroeléctricas de la cuenca de los Rios Rímac y Santa Eulalia ( C.H Huinco, C.H Moyopampa , C.H. Huampani , C.H Matucana y C.H de Callahuanca).
- Así mismo la operación de las Centrales de Ciclo Combinado de Chilca y Kallpa en la localidad de Chilca , ponen en reserva a la Central Termoeléctrica Las Flores , alternado esta central en la operación cuando reduce la carga cualquiera de las Centrales de Ciclo Combinado.
- En la localidad de Aguaytia, la Central Termoeléctrica de Aguaytia TG2 de 83.9 MW permanece en reserva mientras que la Central Aguaytia TG1 está en operación.
- En la localidad de Talara , Zona Norte del Perú, las Centrales de Malacas 3 y 1 están en reserva , mientras que las Centrales de Malacas 4A y 2 y la Central El Tablazo cubren la demanda de la zona.
- Las Centrales Solares por su característica de la fuente de energía solar no participan en la cobertura de la máxima demanda durante las horas punta.
- La Máxima Demanda a cubrir es 5,291 MW , además las perdidas promedio en la red de transmisión es 2.78 % ( Ver Cuadro N° 16 ),por lo tanto la Potencia Firme despachada del Total disponible en el SEIN suministrada para cubrir la demanda y las perdidas promedio en la red de transmisión es igual a:

$$POTENCIA\ FIRME\ DESPACHADA = MAXIMA\ DEMANDA * (1 + 0.0278)$$

$$POTENCIA\ FIRME\ DESPACHADA = 5,291.0 * (1 + 0.0278) = 5,438.09\ MW$$

Este último valor representa la sumatoria de las potencias firmes hidroeléctrica y termoeléctrica necesaria para poder cubrir la máxima demanda del SEIN y las pérdidas promedios de la red de transmisión.

- **SITUACION ACTUAL:**

Potencia Efectiva: 7,148.22 MW

Potencia Firme: 6,854.9 MW

Potencia Firme Despachada: 5,438.09 MW

Máxima Demanda: 5,291 MW

Para la determinación de la Reserva Firme se obtiene de:

$$\text{Reserva Firme} = \text{Potencia Firme} - \text{Potencia Firme Despachada}$$

Reserva Firme : 1,146.81 MW

Para la determinación de la Reserva Total esta se obtiene de:

$$\text{Reserva Total} = \text{Potencia Efectiva} - \text{Potencia Firme Despachada}$$

Reserva Total: 1,710.13 MW

Para la determinación de los porcentajes de reserva firme y total tenemos los siguientes cálculos:

$$\% \text{ Reserva Firme} = \frac{\text{Potencia Firme} - \text{Potencia Firme Despachada}}{\text{Potencia Firme}} * 100\%$$

$$\% \text{ Reserva Firme} = \frac{6,854.9 - 5,438.09}{6,854.9} * 100\%$$

% de Reserva Firme: 17.4 %

$$\% \text{ Reserva Firme} = \frac{\text{Potencia Efectiva} - \text{Potencia Firme Despachada}}{\text{Potencia Efectiva}} * 100\%$$

% de Reserva Total: 23.9 %

### 4.3 EVOLUCION DE LA OFERTA Y LA DEMANDA:

En función a la información del Cuadro N° 15, se pueden determinar las características de evolución de la máxima demanda, potencia efectiva y de la reserva.

Se toma como Reserva Objetivo el valor de 33.5 %, valor con el cual se determina déficit o exceso de reserva total y firme.

Además para el cálculo de las Potencias firmes en cada año, se aplicó las Relaciones de Potencia para Centrales Hidroeléctricas y Centrales Termoeléctricas los cuales toman los valores de 95.18 y 97.45% respectivamente.

Por ejemplo para el año 2001 (Tomando los valores del Cuadro N° 15)

$$POTENCIA FIRME SEIN_{2001} = (POT. EFECT_{CH} * 0.9518) + (POT. EFECT_{CT} * 0.9745)$$

$$POTENCIA FIRME SEIN_{2001} = (2,603 * 0.9518) + (1,1780 * 0.9745) = 4212.1 \text{ MW}$$

Para la determinación de la Potencia firme despachada, se toma las pérdidas por transmisión promedio en las redes de transmisión. Por ejemplo para el año 2001, se tiene:

$$POT. FIRME DESPACHADA_{2001} = MAX. DEMANDA * (1 + PERD. TRANSM. PROMEDIO)$$

$$POT. FIRME DESPACHADA_{2001} = 2,792 * (1 + 0.0231) = 2,856.5 \text{ MW}$$

Para la determinación de exceso o déficit de Reserva Firme o total se realiza el siguiente procedimiento de cálculo:

$$DEFICIT DE RESERVA FIRME = RESERVA OBJETIVO - RESERVA FIRME$$

$$DEFICIT DE RESERVA FIRME = 33.3 \% - 32.9 \%$$

$$= 1.1 \% \text{ El valor positivo denota el deficit de Reserva Firme}$$

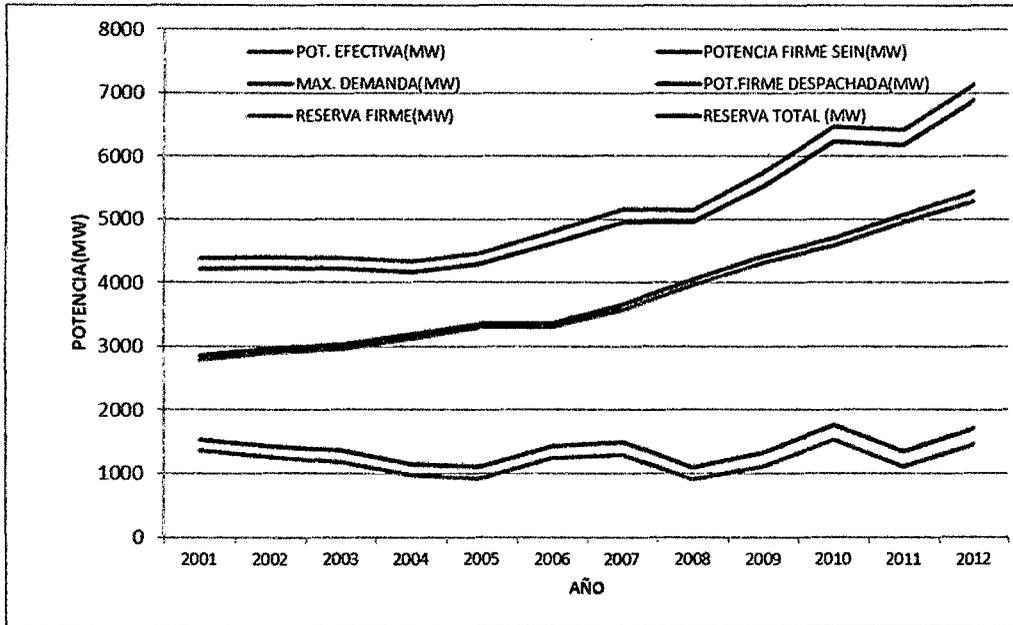
Cuadro N° 29 Evolución de la serie de tiempo 2001-2012

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
POT. EFECTIVA(MW)	4383	4402	4381	4336	4471	4800	5152	5147	5748	6463	6416	7148.224
POTENCIA FIRME SEIN(MW)	4212.1	4230.1	4209.7	4165.8	4293.8	4614.3	4957.8	4952.6	5535.9	6227.9	6181.8	6894.973
MAX. DEMANDA(MW)	2792	2908	2965	3131	3305	3305	3580	3966	4322	4579	4961	5291.00
% PERDIDAS TRANSMISION PROMEDIO	2.31%	2.30%	2.08%	1.81%	1.88%	1.86%	2.13%	2.11%	2.24%	2.68%	2.33%	2.78%
POT. FIRME DESPACHADA(MW)	2856.5	2974.9	3026.7	3187.7	3367.1	3366.5	3656.3	4049.7	4418.8	4701.7	5076.6	5438.09
RESERVA TOTAL (MW)	1526.5	1427.1	1354.3	1148.3	1103.9	1433.5	1495.7	1097.3	1329.2	1761.3	1339.4	1710.134
% RESERVA TOTAL	34.8%	32.4%	30.9%	26.5%	24.7%	29.9%	29.0%	21.3%	23.1%	27.3%	20.9%	23.9%
RESERVA FIRME(MW)	1355.7	1255.3	1183	978.15	926.64	1247.8	1301.5	902.96	1117.1	1526.2	1105.2	1456.883
% RESERVA FIRME	32.2%	29.7%	28.1%	23.5%	21.6%	27.0%	26.3%	18.2%	20.2%	24.5%	17.9%	21.1%
RESERVA OBJETIVO	33.3%	33.3%	33.3%	33.3%	33.3%	33.3%	33.3%	33.3%	33.3%	33.3%	33.3%	33.3%
DEFICIT O EXCESO DE RESERVA FIRME	1.1%	3.6%	5.2%	9.8%	11.7%	6.3%	7.0%	15.1%	13.1%	8.8%	15.4%	12.2%
DEFICIT O EXCESO DE RESERVA TOTAL(MW)	-1.5%	0.9%	2.4%	6.8%	8.6%	3.4%	4.3%	12.0%	10.2%	6.0%	12.4%	9.4%

Fuente: Elaboración Propia.

Se presenta la Figura N°27 la evolución de la serie de tiempo , en donde se destaca que tanto la demanda y Potencia firme despachada , así como la Potencia Efectiva y Potencia Firme del SEIN han crecido , con la diferencia de que el valor numérico de la reserva es casi una constante variando entre 1,500 a 1,710 MW.

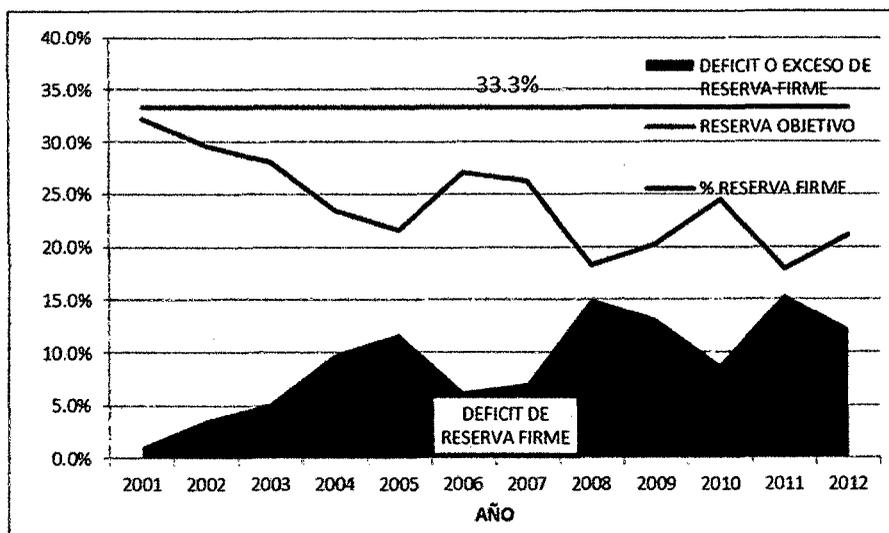
Figura N° 27 Evolución de la Serie de Tiempo 2011-2012



Fuente: Elaboración Propia

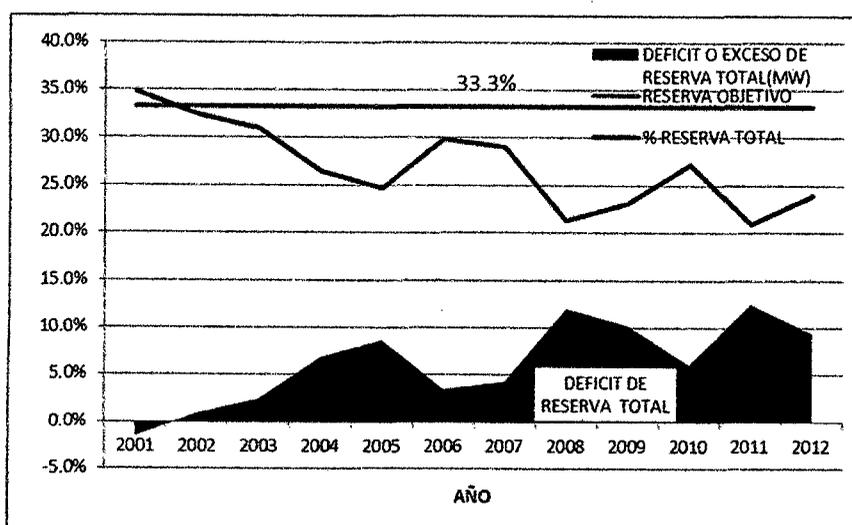
Así mismo la evolución de la serie de tiempo de reserva se ha mantenido por debajo del valor objetivo , habiendo sido el año 2011 el más crítico con un valor de la Reserva Total de 17.9 % para la Reserva firme y 20.9 % para la Reserva Total.

Figura N° 28 Evolución de la Serie de Tiempo % de Reserva Firme



Fuente: Elaboración Propia.

Figura N° 29 Evolución de la Serie de Tiempo % de Reserva Total



Fuente: Elaboración Propia

#### 4.4 SUAVIZAMIENTO EXPONENCIAL DE LA INFORMACION ACTUAL:

Tomando como referencia el procedimiento del Capítulo III (3.2.3) se trabaja la serie de tiempo de la evolución de la demanda.

##### 4.4.1 REFERENTE A LA DEMANDA:

Aplicando la técnica de suavizamiento exponencial en la serie de tiempo de la demanda desde el periodo 2001 al 2012, se determina la tendencia de la máxima demanda suavizada y con este valor se halla la tasa de crecimiento suavizada, la cual nos permitirá proyectar la serie de tiempo y obtener pronósticos hasta el año 2032.

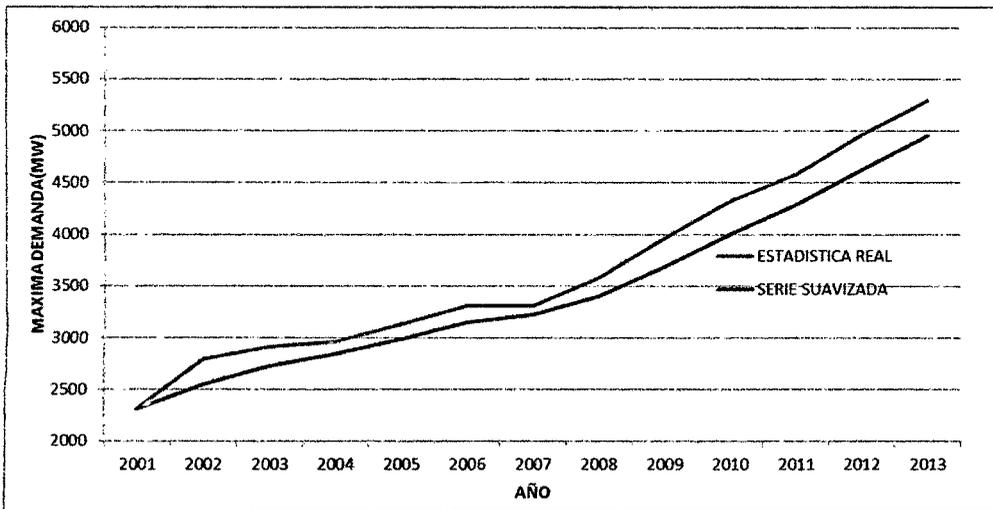
Se obtiene un valor de 6.59 % como de crecimiento de la demanda suavizada.

Cuadro N° 30 Suavizamiento de la serie de tiempo de la demanda y determinación de la tasa de crecimiento de la demanda.

AÑO	MAXIMA DEMANDA(MW)	MAXIMA DEMANDA SUAVIZADA(MW)	TASA SUAVIZADA	TASA DE CRECIMIENTO SERIE ORIGINAL
2000	2310			
2001	2792	2310.00		20.9%
2002	2908	2551.00	10.43%	4.2%
2003	2965	2729.50	7.00%	2.0%
2004	3131	2847.25	4.31%	5.6%
2005	3305	2989.13	4.98%	5.6%
2006	3305	3147.06	5.28%	0.0%
2007	3580	3226.03	2.51%	8.3%
2008	3966	3403.02	5.49%	10.8%
2009	4322	3684.51	8.27%	9.0%
2010	4579	4003.25	8.65%	5.9%
2011	4961	4291.13	7.19%	8.3%
2012	5291	4626.06	7.81%	6.7%
2013		4958.53	7.19%	
			6.59%	7.3%

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 30 Evolución de la Serie de Tiempo Real y Suavizada



Fuente: Elaboración Propia

#### 4.4.2 PROYECCION DE LA DEMANDA:

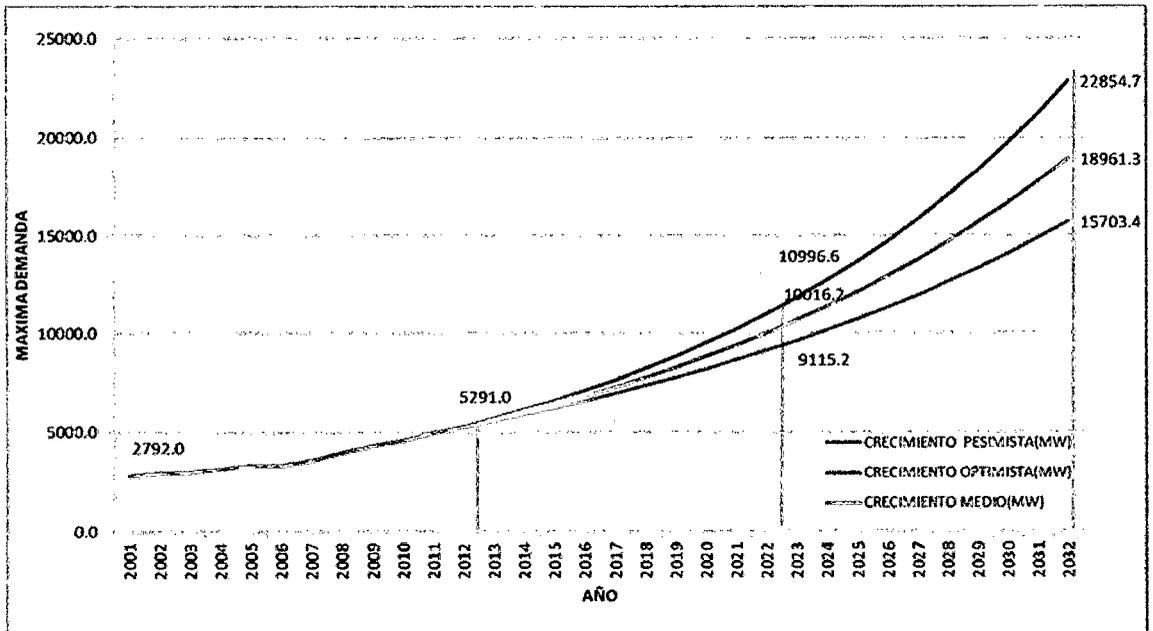
Con la tasa de crecimiento suavizada, se proyecta el crecimiento de la demanda en función a 3 escenarios.

Crecimiento Medio: 6.59 %

Crecimiento Pesimista: 5.59 %

Crecimiento Optimista: 7.59 %

Figura N° 31 Proyección de la Máxima Demanda al Año 2032



Fuente: Elaboración Propia

Se presenta el cuadro de resultados de crecimiento de la demanda vegetativa, que es aquella demanda medida a la fecha sin adición de nuevas cargas importantes.

Cuadro N° 31 Valores de crecimiento de la demanda vegetativa en 3 escenarios

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO(MW)	CRECIMIENTO PESIMISTA(MW)	CRECIMIENTO OPTIMISTA(MW)
2000	2310.0	2310.0	2310.0
2001	2792.0	2792.0	2792.0
2002	2908.0	2908.0	2908.0
2003	2965.0	2965.0	2965.0
2004	3131.0	3131.0	3131.0
2005	3305.0	3305.0	3305.0
2006	3305.0	3305.0	3305.0
2007	3580.0	3580.0	3580.0
2008	3966.0	3966.0	3966.0
2009	4322.0	4322.0	4322.0
2010	4579.0	4579.0	4579.0
2011	4961.0	4961.0	4961.0
2012	5291.0	5291.0	5291.0
2013	5639.7	5586.8	5692.6
2014	6011.3	5899.1	6124.7
2015	6407.5	6228.8	6589.5
2016	6829.7	6577.0	7089.7
2017	7279.8	6944.7	7627.8
2018	7759.5	7332.9	8206.7
2019	8270.9	7742.8	8829.6
2020	8816.0	8175.6	9499.8
2021	9396.9	8632.6	10220.8
2022	10016.2	9115.2	10996.6
2023	10676.3	9624.7	11831.2
2024	11379.8	10162.7	12729.2
2025	12129.7	10730.8	13695.3
2026	12929.1	11330.7	14734.8
2027	13781.1	11964.1	15853.2
2028	14689.3	12632.9	17056.4
2029	15657.3	13339.1	18351.0
2030	16689.1	14084.7	19743.9
2031	17789.0	14872.0	21242.4
2032	18961.3	15703.4	22854.7

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.4.3 INSERCIÓN DE CARGAS A LA DEMANDA VEGETATIVA

Se tiene en cuenta el ingreso de las cargas especiales, básicamente de los grandes proyectos mineros, en el siguiente orden en función al Cuadro N° 19.

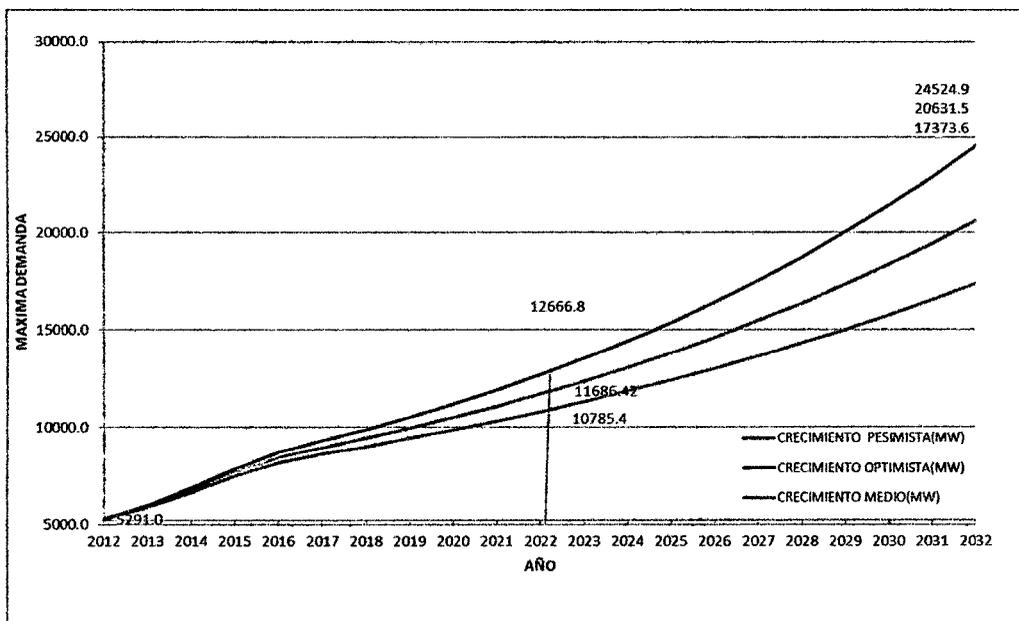
- Carga Ingresante Año 2013 = 289 MW
- Carga Ingresante Año 2014 = 756 MW
- Carga Ingresante Año 2015 = 1290.2 MW
- Carga Ingresante Año 2016 = 1630.2 MW
- Carga Ingresante Año 2017 = 1670.2 MW

Cuadro N° 32 Valores de crecimiento de la demanda total en 3 escenarios

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO(MW)	CRECIMIENTO PESIMISTA(MW)	CRECIMIENTO OPTIMISTA(MW)
2000	2310.0	2310.0	2310.0
2001	2792.0	2792.0	2792.0
2002	2908.0	2908.0	2908.0
2003	2965.0	2965.0	2965.0
2004	3131.0	3131.0	3131.0
2005	3305.0	3305.0	3305.0
2006	3305.0	3305.0	3305.0
2007	3580.0	3580.0	3580.0
2008	3966.0	3966.0	3966.0
2009	4322.0	4322.0	4322.0
2010	4579.0	4579.0	4579.0
2011	4961.0	4961.0	4961.0
2012	5291.0	5291.0	5291.0
2013	5928.7	5875.8	5981.6
2014	6767.3	6655.1	6880.7
2015	7697.5	7518.8	7879.5
2016	8459.9	8207.2	8719.9
2017	8950.0	8614.9	9298.0
2018	9429.7	9003.1	9876.9
2019	9941.1	9413.0	10499.8
2020	10486.2	9845.8	11170.0
2021	11067.1	10302.8	11891.0
2022	11686.4	10785.4	12666.8
2023	12346.5	11294.9	13501.4
2024	13050.0	11832.9	14399.4
2025	13799.9	12401.0	15365.5
2026	14599.3	13000.9	16405.0
2027	15451.3	13634.3	17523.4
2028	16359.5	14303.1	18726.6
2029	17327.5	15009.3	20021.2
2030	18359.3	15754.9	21414.1
2031	19459.2	16542.2	22912.6
2032	20631.5	17373.6	24524.9

Fuente : Elaboración Propia

Figura N° 32 Proyección de la Máxima Demanda Total al Año 2032



Fuente: Elaboración Propia

#### 4.5 PROYECCION DE LA OFERTA:

##### 4.5.1 PROYECCION DE LA OFERTA CON OBRAS CON FECHA DEFINITIVA DE INGRESO AL SEIN.

Teniendo en cuenta las obras con fecha definitiva de ingreso al SEIN contempladas en los Cuadros N° 9,11 y 12, y además los valores contemplados de Potencia efectiva para el año 2012 como año base de donde se realizan las proyecciones, tenemos que solo hasta el año 2018 se tienen contempladas las obras de Centrales Hidroeléctricas (hasta 6 años). Mientras que la construcción para las Centrales Eólicas, Solares y RSU están contemplados hasta un horizonte de 5 años (2017).

En tanto las Centrales termoeléctricas con Gas Natural y Biodiesel (de reserva fría), tienen contempladas su construcción hasta el año 2021 (teniendo en cuenta la construcción del Gasoducto Sur y de la viabilidad del Proyecto "Gas Natural para todos los Peruanos del Norte Medio" (El cual está en licitación a la fecha en la página web de Pro inversión).

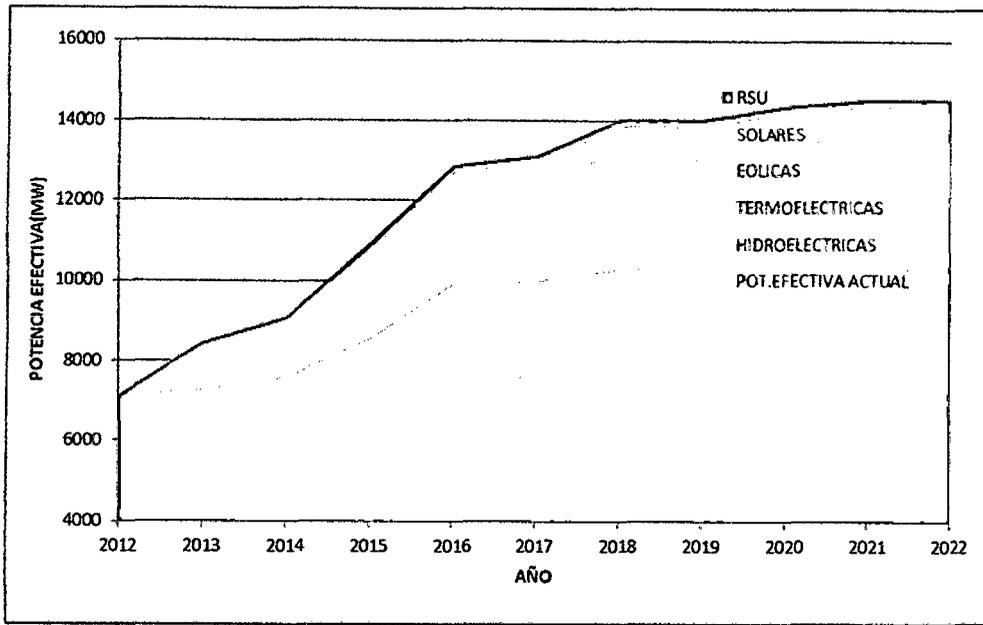
En el horizonte de estudio desde el año 2021 no se cuenta con obras en construcción, con lo cual la Potencia Efectiva se hace constante hasta el año 2032(tiempo máximo de estudio de la proyección) con un valor de 14,555 MW. Este último valor representa en un periodo de estudio 7,406.8 MW adicionales a la Potencia efectiva actual.

Cuadro N° 33 Cuadro de Obras de Generación de Energía hasta el Año 2022

OFERTA(MW)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CARGAS PROYECTADAS	0	1321	1953	3791	5738	5988	6897	6897	7237	7407	7407
HIDROELECTRICAS	0	138	458	1426	2803	2853	3172	3172	3172	3172	3172
TERMoeLECTRICAS	0	1183	1455	2165	2545	2745	2745	2745	3085	3255	3255
EOLICAS	0	0	0	142	232	232	822	822	822	822	822
SOLARES	0	0	40	56	156	156	156	156	156	156	156
RSU	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2
POT.EFECTIVA TOTAL	7148.2	8469.2	9101.2	10939	12886	13136	14045	14045	14385	14555	14555
POT.EFECTIVA ACTUAL	7148.2	7148.2	7148.2	7148.2	7148.2	7148.2	7148.2	7148.2	7148.2	7148.2	7148.2

Fuente: Elaboración Propia

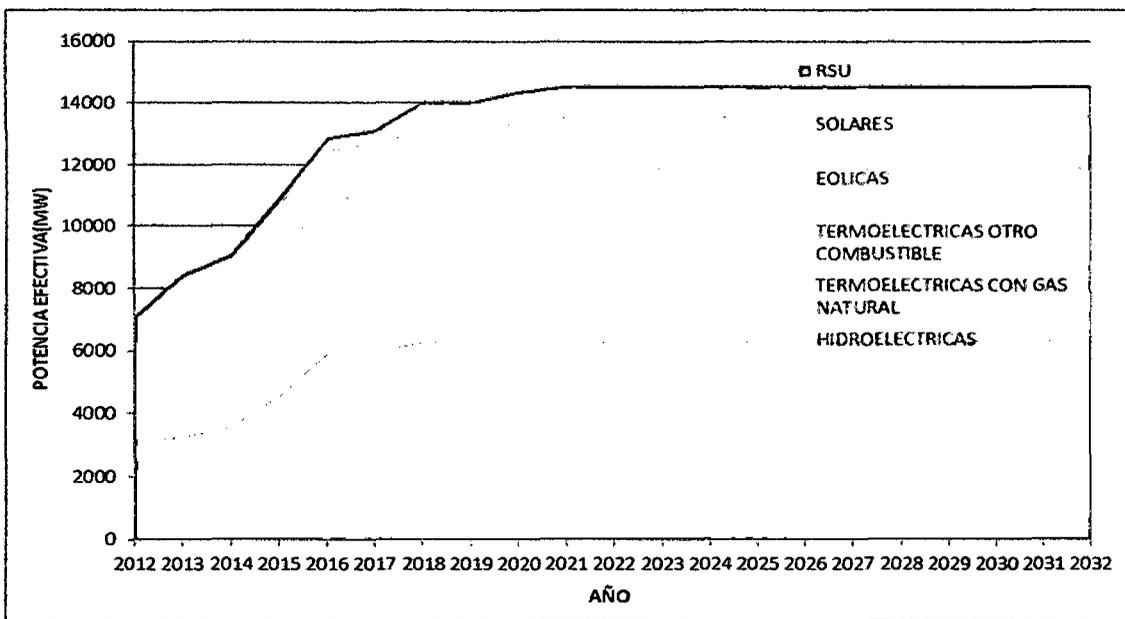
Figura N° 33 Proyección de Potencia Efectiva con Obras con Año de ejecución al Año 2022



Fuente: Elaboración Propia

Se presenta así mismo la proyección de la Potencia Efectiva al año 2,032 ,verificándose la influencia de la proporción de generación termoeléctrica con gas natural la cual es 38.18%, en 43.277% la generación hidroeléctrica, generación termoeléctrica con otros combustibles en 11.72 % y la participación de la energía eólica en 5.64%

Figura N° 34 Proyección del Porcentaje de Participación de la Potencia Efectiva según la fuente de Energía Primaria al Año 2032



Fuente: Elaboración Propia

#### **4.6 CASOS DE ESTUDIO Y APLICACIÓN DE LAS CONTINGENCIAS:**

Se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para la determinación de la Potencia Firme despachada se toma como referencia el valor promedio para las pérdidas de transmisión el cual es 2.78% para el año 2,012.
- Las Centrales Solares con tecnología fotovoltaica no participan en la cobertura de la máxima demanda.
- No se considera la situación actual de operación de las Centrales Termoeléctricas con Gas Natural en Reserva ubicadas en Talara, Aguaytia, Lima Santa Rosa y Chilca (y operación alternante contempladas en el Cuadro N°27).
- Para el valor de las Centrales Termoeléctricas (incluidas las solares y RSU) se contempla la relación de Indisponibilidad de 3.55 % (Relación de Potencias Firme/Efectiva de 96.45 %) y para las Centrales Hidroeléctricas y Eólicas la Relación de Potencias Firme/Efectiva de 95.18 %.
- En las contingencias se tiene en cuenta la cercanía de la Reserva Firme con la Reserva Objetivo igual a 33.3%, mientras que se asume que la Reserva Total permanece constante al margen de las contingencias.

##### **4.6.1 CASO EN ESTUDIO 1: CRECIMIENTO MEDIO.**

###### **a. CONDICIONES DE PROYECCION AL 2,032.**

- **CONTEMPLANDO POTENCIAS EFECTIVAS Y POTENCIA DESPACHADA, CON CARGAS ESPECIALES INCLUIDAS EN LA DEMANDA VEGETATIVA.**

Se tiene la primera proyección que contempla los valores de los Cuadros N°31 y 32, además de lo detallado en las consideraciones de esta Capítulo.

El Porcentaje de Reserva Firme tiende a aumentar hasta el año 2,016 llegando a un valor de 29.5 % debido a la inserción de nuevas obras de generación programadas y en construcción, con un déficit de 697.2 MW en Potencia Firme en el SEIN. Luego de este periodo se inicia una progresivo déficit de Potencia Firme hasta el año 2,024, periodo de tiempo en el cual la reserva se hace cero, provocando un déficit del sistema de generación para poder cubrir la potencia firme despachada (suma de la máxima demanda y de las perdidas promedio en el sistema de transmisión)

Cuadro N° 34 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 sin contingencias-

Crecimiento medio

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6894.97	1456.9	1710.1	21.1%	23.9%	2715.0	1258.1
2013	5928.7	6093.5	8469.2	8115.5	2022.0	2375.7	24.9%	28.1%	3042.2	1020.2
2014	6767.3	6955.5	9101.2	8721.0	1765.5	2145.7	20.2%	23.6%	3472.5	1707.0
2015	7697.5	7911.5	10939.2	10479.7	2568.2	3027.7	24.5%	27.7%	3949.8	1381.6
2016	8459.9	8695.1	12886.2	12338.9	3643.8	4191.1	29.5%	32.5%	4341.0	697.2
2017	8950.0	9198.8	13136.2	12579.4	3380.6	3937.4	26.9%	30.0%	4592.5	1211.9
2018	9429.7	9691.9	14045.2	13444.6	3752.7	4353.3	27.9%	31.0%	4838.7	1086.0
2019	9941.1	10217.5	14045.2	13444.6	3227.1	3827.7	24.0%	27.3%	5101.1	1874.0
2020	10486.2	10777.7	14385.2	13772.5	2994.8	3607.5	21.7%	25.1%	5380.8	2385.9
2021	11067.1	11374.8	14555.2	13936.5	2561.7	3180.4	18.4%	21.9%	5678.9	3117.2
2022	11686.4	12011.3	14555.2	13936.5	1925.2	2543.9	13.8%	17.5%	5996.6	4071.4
2023	12346.5	12689.7	14555.2	13936.5	1246.8	1865.5	8.9%	12.8%	6335.3	5088.5
2024	13050.0	13412.8	14555.2	13936.5	523.7	1142.4	3.8%	7.8%	6696.3	6172.7
2025	13799.9	14183.6	14555.2	13936.5	-247.1	371.6	-1.8%	2.6%	7081.2	7328.3
2026	14599.3	15005.2	14555.2	13936.5	-1068.7	-450.0	-7.7%	-3.1%	7491.3	8560.0
2027	15451.3	15880.9	14555.2	13936.5	-1944.4	-1325.7	-14.0%	-9.1%	7928.5	9872.9
2028	16359.5	16814.3	14555.2	13936.5	-2877.8	-2259.1	-20.6%	-15.5%	8394.5	11272.4
2029	17327.5	17809.2	14555.2	13936.5	-3872.7	-3254.0	-27.8%	-22.4%	8891.3	12764.0
2030	18359.3	18869.7	14555.2	13936.5	-4933.2	-4314.5	-35.4%	-29.6%	9420.7	14354.0
2031	19459.2	20000.1	14555.2	13936.5	-6063.6	-5444.9	-43.5%	-37.4%	9985.1	16048.7
2032	20631.5	21205.0	14555.2	13936.5	-7268.5	-6649.8	-52.2%	-45.7%	10586.6	17855.1

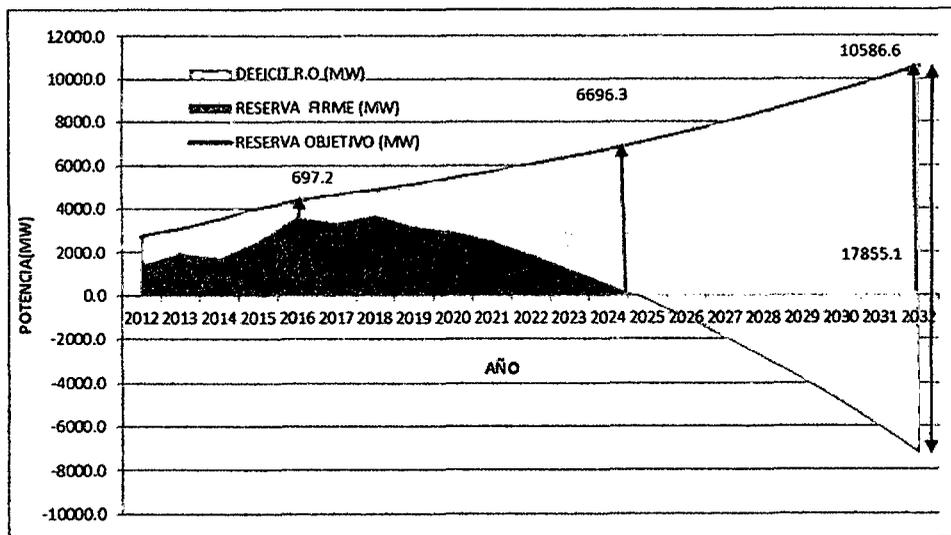
Fuente: Elaboración Propia

Teniendo en cuenta el Cuadro anterior serian necesaria una potencia efectiva del SEIN para el año 2,032 de:

$$Potencia Firme_{2032} = Potencia Firme Despachada_{2032} + Reserva Objetivo_{2032} = 31,791.6 MW$$

En la siguiente figura se observa que existe un déficit de Reserva Firme de 17,855.1 MW para el año 2,032, mientras que para el año 2,024 se requieren 6,696.3 MW de Reserva Firme para evitar una crisis en el sistema de generación.

Figura N° 35 Condiciones de la Reserva Firme al Año 2032-Crecimiento medio



Fuente: Elaboración Propia

**b. CONTINGENCIA 1: INDISPONIBILIDAD DEL COMPLEJO HIDROENERGETICO DEL MANTARO.**

La aplicación de la Indisponibilidad del complejo Hidroenergetico del Mantaro involucra el retiro del Sistema de las Centrales Hidroeléctricas del Mantaro y de Restitución, con un total de 853.9 MW de Potencia Firme (646.9 y 207 MW respectivamente) en condiciones de Indisponibilidad, mas esto no afecta a la Potencia Efectiva.

**Cuadro N° 35 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Indisponibilidad del Complejo Hidroenergetico del Mantaro-Crecimiento medio**

	CRECIMIENTO MEDIO	POTENCIA FIRME	POTENCIA EFECTIVA	POTENCIA FIRME SE IN	RESERVA FIRME	RESERVA TOTAL	RESERVA FIRME	RESERVA TOTAL	RESERVA OBJETIVO	DEFICIT R.O
AÑO	(MW)	DESPACHADA(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(%)	(%)	(MW)	(MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6041.1	603.0	1710.1	10.0%	23.92%	2715.0	2112.0
2013	5928.7	6093.5	8469.2	7261.6	1168.1	2375.7	16.1%	28.05%	3042.2	1874.1
2014	6767.3	6955.5	9101.2	7867.1	911.6	2145.7	11.6%	23.58%	3472.5	2560.9
2015	7697.5	7911.5	10939.2	9625.8	1714.3	3027.7	17.8%	27.68%	3949.8	2235.5
2016	8459.9	8695.1	12886.2	11485.0	2789.9	4191.1	24.3%	32.52%	4341.0	1551.1
2017	8950.0	9198.8	13136.2	11725.5	2526.7	3937.4	21.5%	29.97%	4592.5	2065.8
2018	9429.7	9691.9	14045.2	12590.7	2898.8	4353.3	23.0%	30.99%	4838.7	1939.9
2019	9941.1	10217.5	14045.2	12590.7	2373.2	3827.7	18.8%	27.25%	5101.1	2727.9
2020	10486.2	10777.7	14385.2	12918.6	2140.9	3607.5	16.6%	25.08%	5380.8	3239.8
2021	11067.1	11374.8	14555.2	13082.6	1707.8	3180.4	13.1%	21.85%	5678.9	3971.1
2022	11686.4	12011.3	14555.2	13082.6	1071.3	2543.9	8.2%	17.48%	5996.6	4925.3
2023	12346.5	12689.7	14555.2	13082.6	392.9	1865.5	3.0%	12.82%	6335.3	5942.4
2024	13050.0	13412.8	14555.2	13082.6	-330.2	1142.4	-2.5%	7.85%	6696.3	7026.6
2025	13799.9	14183.6	14555.2	13082.6	-1101.0	371.6	-8.4%	2.55%	7081.2	8182.2
2026	14599.3	15005.2	14555.2	13082.6	-1922.6	-450.0	-14.7%	-3.09%	7491.3	9413.9
2027	15451.3	15880.9	14555.2	13082.6	-2798.3	-1325.7	-21.4%	-9.11%	7928.5	10726.8
2028	16359.5	16814.3	14555.2	13082.6	-3731.7	-2259.1	-28.5%	-15.52%	8394.5	12126.3
2029	17327.5	17809.2	14555.2	13082.6	-4726.6	-3254.0	-36.1%	-22.36%	8891.3	13617.9
2030	18359.3	18869.7	14555.2	13082.6	-5787.1	-4314.5	-44.2%	-29.64%	9420.7	15207.9
2031	19459.2	20000.1	14555.2	13082.6	-6917.5	-5444.9	-52.9%	-37.41%	9985.1	16902.6
2032	20631.5	21205.0	14555.2	13082.6	-8122.4	-6649.8	-62.1%	-45.69%	10586.6	18709.0

Fuente: Elaboración Propia

**c. CONTINGENCIA 2: INDISPONIBILIDAD DEL DUCTO DE GAS NATURAL DE CAMISEA A PISCO.**

La aplicación de la Indisponibilidad del Ducto de Gas Natural de Camisea involucra el retiro temporal de las Centrales Termoeléctricas que son abastecidas a través de este sistema, así tenemos la falta de Potencia firme de:

- Complejo Termoeléctrico Ventanilla : 490.9 MW
- Ciclo Combinado Kallpa : 819.8 MW
- Ciclo Combinado Chilca : 782.2 MW
- Complejo Termoeléctrico Santa Rosa : 383.6 MW
- Grupo GN Independencia : 22.2 MW

Turbo Gas GN Las Flores : 191.4 MW

Turbo Gas GN Pisco : 85.7 MW

Central de Cogeneración de Oquendo : 27.2 MW

Con un total de Potencia Efectiva de 2,279 MW de Potencia Firme en condiciones de Indisponibilidad.

Cuadro N° 36 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Indisponibilidad del Ducto de Gas Natural de Camisea a Pisco-Crecimiento medio

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	4116.0	-1322.1	1710.1	-32.1%	23.9%	2715.0	4037.1
2013	5928.7	6093.5	8469.2	5336.5	-757.0	2375.7	-14.2%	28.1%	3042.2	3799.2
2014	6767.3	6955.5	9101.2	5942.0	-1013.5	2145.7	-17.1%	23.6%	3472.5	4486.0
2015	7697.5	7911.5	10939.2	7700.7	-210.8	3027.7	-2.7%	27.7%	3949.8	4160.6
2016	8459.9	8695.1	12886.2	9559.9	864.8	4191.1	9.0%	32.5%	4341.0	3476.2
2017	8950.0	9198.8	13136.2	9800.4	601.6	3937.4	6.1%	30.0%	4592.5	3990.9
2018	9429.7	9691.9	14045.2	10665.6	973.7	4353.3	9.1%	31.0%	4838.7	3865.0
2019	9941.1	10217.5	14045.2	10665.6	448.1	3827.7	4.2%	27.3%	5101.1	4653.0
2020	10486.2	10777.7	14385.2	10993.5	215.8	3607.5	2.0%	25.1%	5380.8	5164.9
2021	11067.1	11374.8	14555.2	11157.5	-217.3	3180.4	-1.9%	21.9%	5678.9	5896.2
2022	11686.4	12011.3	14555.2	11157.5	-853.8	2543.9	-7.7%	17.5%	5996.6	6850.4
2023	12346.5	12689.7	14555.2	11157.5	-1532.2	1865.5	-13.7%	12.8%	6335.3	7867.5
2024	13050.0	13412.8	14555.2	11157.5	-2255.3	1142.4	-20.2%	7.8%	6696.3	8951.7
2025	13799.9	14183.6	14555.2	11157.5	-3026.1	371.6	-27.1%	2.6%	7081.2	10107.3
2026	14599.3	15005.2	14555.2	11157.5	-3847.7	-450.0	-34.5%	-3.1%	7491.3	11339.0
2027	15451.3	15880.9	14555.2	11157.5	-4723.4	-1325.7	-42.3%	-9.1%	7928.5	12651.9
2028	16359.5	16814.3	14555.2	11157.5	-5656.8	-2259.1	-50.7%	-15.5%	8394.5	14051.4
2029	17327.5	17809.2	14555.2	11157.5	-6651.7	-3254.0	-59.6%	-22.4%	8891.3	15543.0
2030	18359.3	18869.7	14555.2	11157.5	-7712.2	-4314.5	-69.1%	-29.6%	9420.7	17133.0
2031	19459.2	20000.1	14555.2	11157.5	-8842.6	-5444.9	-79.3%	-37.4%	9985.1	18827.7
2032	20631.5	21205.0	14555.2	11157.5	-10047.5	-6649.8	-90.1%	-45.7%	10586.6	20634.1

Fuente: Elaboración Propia

**d. CONTINGENCIA 3: ALTA CONCENTRACION DE SOLIDOS EN SUSPENSION CON REDUCCION DE LA OFERTA HIDRAULICA EN 20%**

La aplicación de la Indisponibilidad por reducción de la Oferta Hidráulica de generación de energía en 20 % por alta concentración de sólidos en suspensión en los ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas.

Por ejemplo tenemos:

$$\begin{aligned} & \text{Potencia Firme SEIN con Indisponibilidad por Sólidos}_{2012} \\ & = \text{Potencia Firme SEIN}_{2012} - (\text{Potencia Firme Hidraulica}_{2012} * 0.2) \\ & = 6,299.8 \text{ MW} \end{aligned}$$

Para el resto de años se tiene en cuenta los valores del Cuadro N° 33 en el cual se incluyen las Obras de Centrales Hidroeléctricas y la Relación de Potencias

Firme/Efectiva de 95.18 %, para la determinación de la fracción del 20% potencia firme hidroeléctrica en condiciones de indisponibilidad por sólidos en suspensión.

**Cuadro N° 37 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Alta Concentración de Sólidos y reducción de la oferta hidráulica en 20%-Crecimiento medio**

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6299.8	861.7	1710.1	13.7%	23.9%	2715.0	1853.3
2013	5928.7	6093.5	8469.2	7494.1	1400.6	2375.7	18.7%	28.1%	3042.2	1641.6
2014	6767.3	6955.5	9101.2	8038.7	1083.2	2145.7	13.5%	23.6%	3472.5	2389.3
2015	7697.5	7911.5	10939.2	9613.1	1701.6	3027.7	17.7%	27.7%	3949.8	2248.2
2016	8459.9	8695.1	12886.2	11210.2	2515.1	4191.1	22.4%	32.5%	4341.0	1826.0
2017	8950.0	9198.8	13136.2	11441.1	2242.3	3937.4	19.6%	30.0%	4592.5	2350.2
2018	9429.7	9691.9	14045.2	12245.6	2553.7	4353.3	20.9%	31.0%	4838.7	2285.0
2019	9941.1	10217.5	14045.2	12245.6	2028.1	3827.7	16.6%	27.3%	5101.1	3072.9
2020	10486.2	10777.7	14385.2	12573.5	1795.9	3607.5	14.3%	25.1%	5380.8	3584.9
2021	11067.1	11374.8	14555.2	12737.5	1362.7	3180.4	10.7%	21.9%	5678.9	4316.2
2022	11686.4	12011.3	14555.2	12737.5	726.2	2543.9	5.7%	17.5%	5996.6	5270.4
2023	12346.5	12689.7	14555.2	12737.5	47.8	1865.5	0.4%	12.8%	6335.3	6287.5
2024	13050.0	13412.8	14555.2	12737.5	-675.3	1142.4	-5.3%	7.8%	6696.3	7371.7
2025	13799.9	14183.6	14555.2	12737.5	-1446.1	371.6	-11.4%	2.6%	7081.2	8527.2
2026	14599.3	15005.2	14555.2	12737.5	-2267.7	-450.0	-17.8%	-3.1%	7491.3	9759.0
2027	15451.3	15880.9	14555.2	12737.5	-3143.4	-1325.7	-24.7%	-9.1%	7928.5	11071.9
2028	16359.5	16814.3	14555.2	12737.5	-4076.8	-2259.1	-32.0%	-15.5%	8394.5	12471.3
2029	17327.5	17809.2	14555.2	12737.5	-5071.7	-3254.0	-39.8%	-22.4%	8891.3	13963.0
2030	18359.3	18869.7	14555.2	12737.5	-6132.2	-4314.5	-48.1%	-29.6%	9420.7	15553.0
2031	19459.2	20000.1	14555.2	12737.5	-7262.6	-5444.9	-57.0%	-37.4%	9985.1	17247.7
2032	20631.5	21205.0	14555.2	12737.5	-8467.5	-6649.8	-66.5%	-45.7%	10586.6	19054.1

Fuente: Elaboración Propia

**e. CONTINGENCIA 4: SEQUIA EN LA ZONA SUR.**

Para la determinación de la Potencia Firme de las Centrales Hidroeléctricas en condiciones de indisponibilidad se tienen cuenta la ubicación geográfica de las instalaciones, esto es en los Departamentos de Cuzco, Puno, Tacna, Arequipa y Moquegua. Así tenemos las siguientes Centrales de las Empresas EGASA, EGEMSA, SAN GABAN, GEPESA, EGESUR con un total de 393.7 MW de Potencia Firme (se toma como referencia los valores del Cuadro N° 25). Así mismo se tiene en cuenta la Indisponibilidad de las centrales Hidroeléctricas en construcción según su año de ingreso y ubicación geográfica de acuerdo al Cuadro N°9.

**Cuadro N° 38 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Sequia en la Zona Sur del Perú-Crecimiento medio**

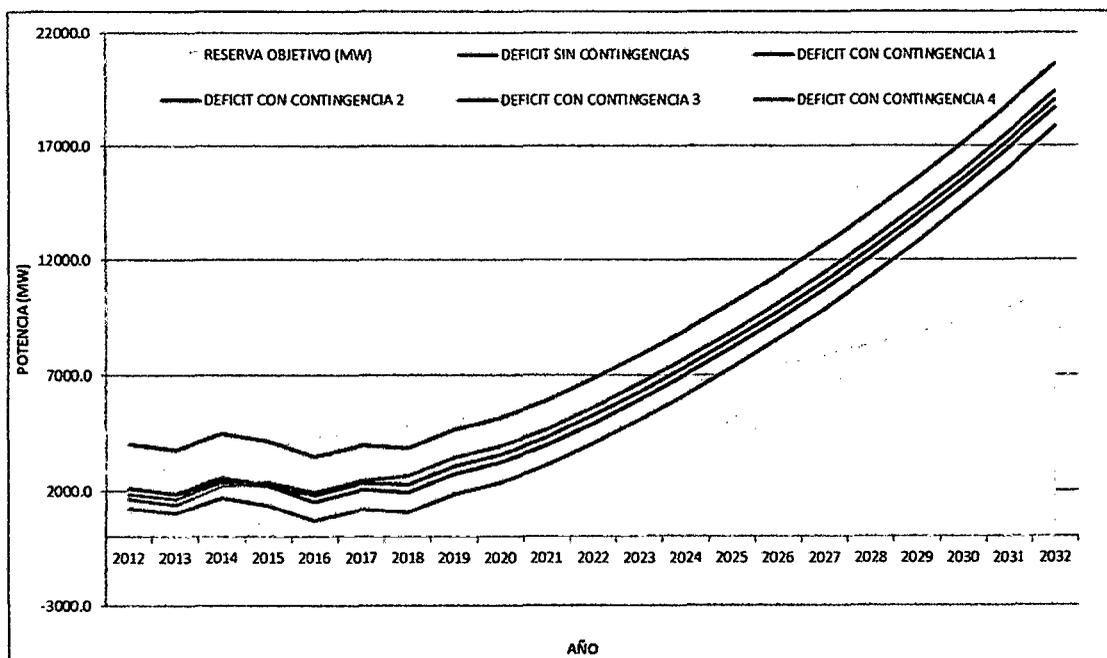
Fuente: Elaboración Propia

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6498.0	1059.9	1710.1	16.3%	23.9%	2715.0	1655.1
2013	5928.7	6093.5	8469.2	7718.5	1625.0	2375.7	21.1%	28.1%	3042.2	1417.2
2014	6767.3	6955.5	9101.2	8173.6	1218.2	2145.7	14.9%	23.6%	3472.5	2254.4
2015	7697.5	7911.5	10939.2	9510.6	1599.2	3027.7	16.8%	27.7%	3949.8	2350.6
2016	8459.9	8695.1	12886.2	11084.3	2389.2	4191.1	21.6%	32.5%	4341.0	1951.8
2017	8950.0	9198.8	13136.2	11324.8	2126.0	3937.4	18.8%	30.0%	4592.5	2466.5
2018	9429.7	9691.9	14045.2	11886.4	2194.5	4353.3	18.5%	31.0%	4838.7	2644.2
2019	9941.1	10217.5	14045.2	11886.4	1668.9	3827.7	14.0%	27.3%	5101.1	3432.2
2020	10486.2	10777.7	14385.2	12214.3	1436.6	3607.5	11.8%	25.1%	5380.8	3944.1
2021	11067.1	11374.8	14555.2	12378.3	1003.5	3180.4	8.1%	21.9%	5678.9	4675.4
2022	11686.4	12011.3	14555.2	12378.3	367.0	2543.9	3.0%	17.5%	5996.6	5629.6
2023	12346.5	12689.7	14555.2	12378.3	-311.4	1865.5	-2.5%	12.8%	6335.3	6646.7
2024	13050.0	13412.8	14555.2	12378.3	-1034.5	1142.4	-8.4%	7.8%	6696.3	7730.9
2025	13799.9	14183.6	14555.2	12378.3	-1805.3	371.6	-14.6%	2.6%	7081.2	8886.5
2026	14599.3	15005.2	14555.2	12378.3	-2626.9	-450.0	-21.2%	-3.1%	7491.3	10118.2
2027	15451.3	15880.9	14555.2	12378.3	-3502.6	-1325.7	-28.3%	-9.1%	7928.5	11431.1
2028	16359.5	16814.3	14555.2	12378.3	-4436.0	-2259.1	-35.8%	-15.5%	8394.5	12830.6
2029	17327.5	17809.2	14555.2	12378.3	-5430.9	-3254.0	-43.9%	-22.4%	8891.3	14322.2
2030	18359.3	18869.7	14555.2	12378.3	-6491.4	-4314.5	-52.4%	-29.6%	9420.7	15912.2
2031	19459.2	20000.1	14555.2	12378.3	-7621.8	-5444.9	-61.6%	-37.4%	9985.1	17606.9
2032	20631.5	21205.0	14555.2	12378.3	-8826.7	-6649.8	-71.3%	-45.7%	10586.6	19413.3

**f. INGRESO DE OBRAS PARA COBERTURA DE LA RESERVA FIRME.**

Se tiene en cuenta según la tasa de crecimiento de 6.59% de la cual se presenta la figura N° 36, en la cual se puede observar que la Contingencia 2 aplicada sobre el crecimiento provoca un mayor indisponibilidad de potencia en cualquier instante del periodo analizado(2,012-2,032) en el orden 2,279 MW.

**Figura N° 36 Contingencias aplicadas al crecimiento medio**



Fuente: Elaboración Propia.

Para la cobertura de la Potencia Firme del SEIN necesaria con un Reserva Firme de 33.3%, se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los estudios de generación de energía con fuente eólica contempladas en el Cuadro N°13 ,la cual contabilizan 4,655 MW de Potencia Efectiva necesitan un promedio de 4 años contemplando la fase administrativa en el SEIN y el proceso de construcción, con el cual estarían en operación en el sistema el año 2,017.

Además se tiene en cuenta que la Potencia Firme eólica total es:

$$\begin{aligned}Potencia\ Firme_{EOLICA} &= \frac{Potencia\ Firme}{Potencia\ Efectiva} * Potencia\ Efectiva_{EOLICA} = 0.9518 * 4,655 \\ &= 4,431\ MW\end{aligned}$$

Tomando como 10 años un Plan de ingreso de Centrales Eólicas desde el año 2,017 al año 2,026, se tiene un ingreso anual de Potencia Firme Eólica de:

$$Potencia\ Firme_{EOLICA\ ANUAL} = \frac{4,431\ MW}{10} = 443.1\ MW$$

- Los estudios de generación de energía hidráulica contempladas en el Cuadro N°10 , la cual contabilizan 17,791 MW de Potencia Efectiva necesitan un promedio de 5 años (incluyendo los trámites administrativos en el MINEM) para entrar en operación en el sistema el año 2,018.

Además se tiene en cuenta que la Potencia Firme hidroeléctrica total es:

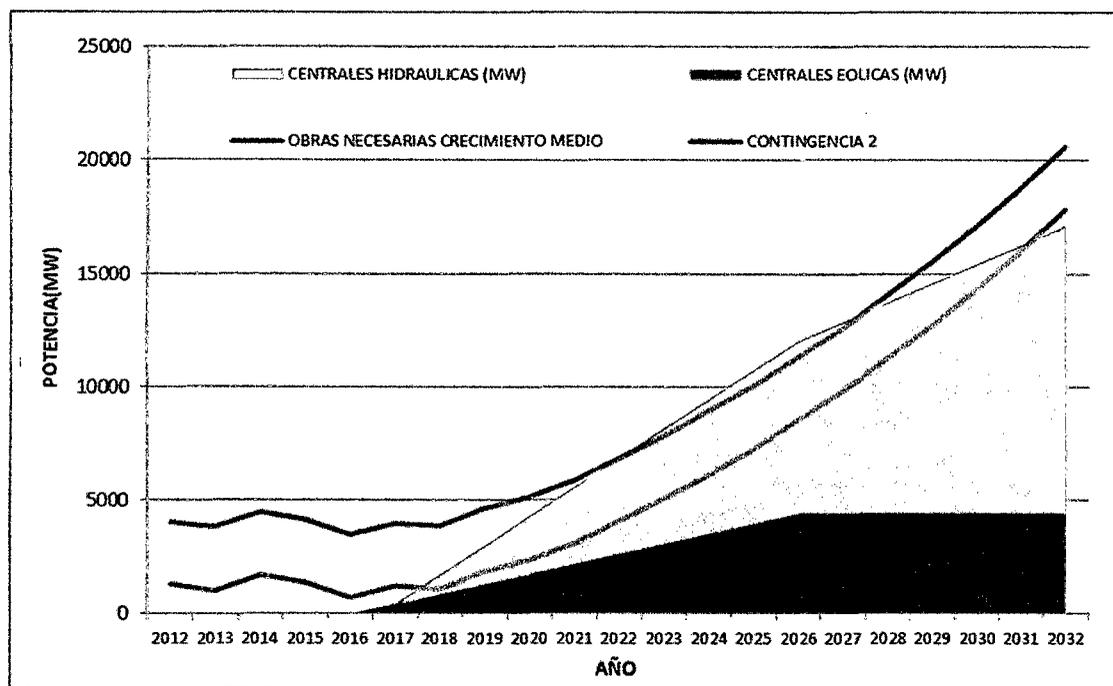
$$\begin{aligned}Potencia\ Firme_{HIDROELECTRICA} &= \frac{Potencia\ Firme}{Potencia\ Efectiva} * Potencia\ Efectiva_{HIDROELECTRICA} \\ &= 0.9518 * 17,791 = 16,934\ MW\end{aligned}$$

Tomando como 20 años un Plan de ingreso de Centrales Hidroeléctricas desde el año 2,017 al año 2,036, se tiene un ingreso anual de Potencia Firme Hidroeléctrica de:

$$Potencia\ Firme_{HIDROELECTRICA} = \frac{16,934\ MW}{20} = 846.7\ MW$$

Se presenta la Figura N° 36 en la cual se proyecta el Plan de obras Eólicas e Hidroeléctricas contempladas en este ítem en función a las obras necesarias en el SEIN para la cobertura de la Contingencia N° 2 (Indisponibilidad del ducto Camisea a Pisco. Notándose que las Obras contempladas superan la Potencia Firme necesaria en el SEIN, desde el año 2,019, y dando un margen de seguridad ante la salida espontanea de la red del ducto de Camisea a Pisco hasta el año 2,031.

Figura N° 37 Inserción de Obras Eólicas e Hidráulicas para la cobertura de la Reserva Firme-  
Crecimiento Medio



Fuente: Elaboración Propia.

Se presenta el Cuadro de Proyecciones de la Potencia y Reserva Firme con crecimiento medio en el cual se destacan los siguientes periodos:

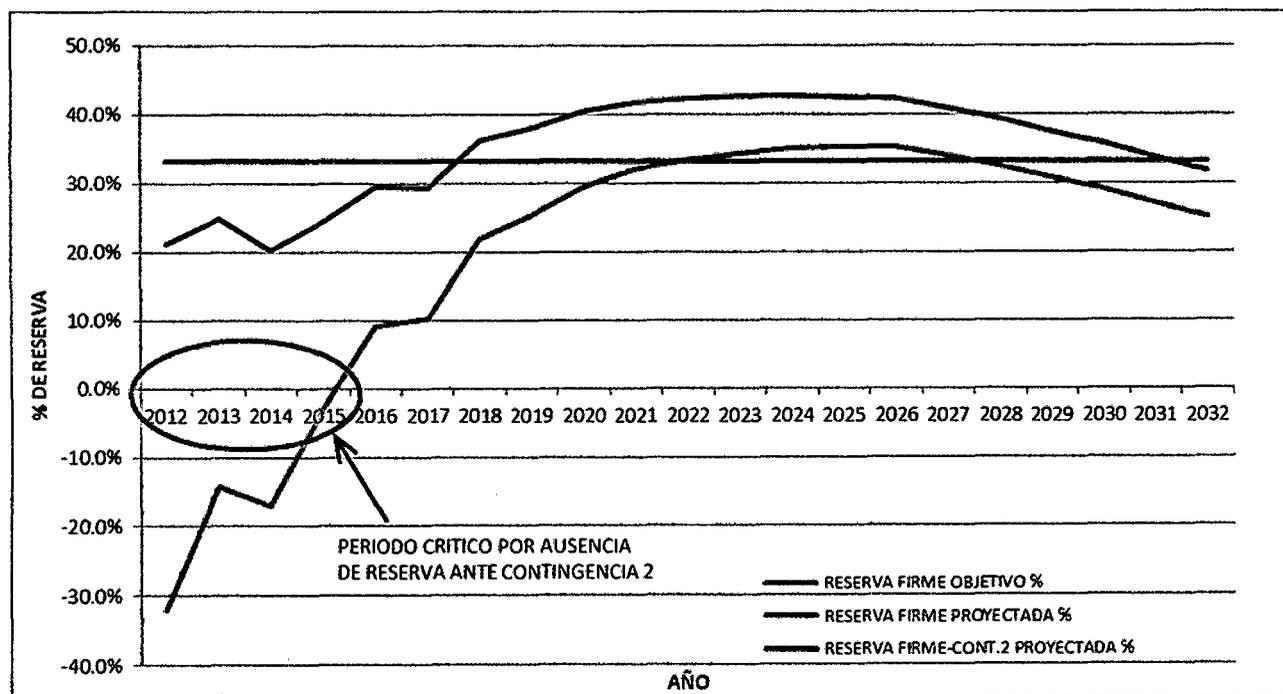
- Periodo 2,012 al año 2,017 existe un incremento de la reserva firme sin llegar a la meta prevista de 33.5% (entre 21 a 29.5 %)
- Periodo 2,018 al año 2,026, existe un incremento de la reserva firme superando el valor objetivo de 33.3%, el incremento llega hasta 42.3 % con una Potencia Firme en el SEIN disponible de 25,987.8 MW cubiertas por las obras de generación eólica e hidráulica.
- Periodo 2,026 al año 2,032 , la reserva firme desciende hasta el año 2,031 aun superando el valor objetivo ,a partir del año 2,032 la potencia firme desciende del valor objetivo en 31.7 % , período de tiempo para el cual se debe prever mecanismos para establecer una reserva firme de generación que permitan una sostenibilidad del sistema.
- En la situación de generación de energía actual, de presentarse la contingencia 2 (Indisponibilidad del ducto de Camisea a Pisco) la cobertura de la Potencia Firme despachada no puede ser cubierta, presentándose un déficit de Reserva y de Generación entre los años 2,013 al año 2,015, con lo cual podría provocarse racionamientos de energía.

Cuadro N° 39 Proyección de la Reserva Firme SEIN -Crecimiento medio

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO (MW)	RESERVA OBJETIVO (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN PROYECTADA (MW)	RESERVA FIRME PROYECTADA %	POTENCIA FIRME-CONT.2 DESPACHADA (MW)	RESERVA FIRME-CONT.2 PROYECTADA %	RESERVA FIRME OBJETIVO %
2012	5291.0	2715.0	5438.1	6895.0	21.1%	4116.0	-32.1%	33.3%
2013	5928.7	3042.2	6093.5	8115.5	24.9%	5336.5	-14.2%	33.3%
2014	6767.3	3472.5	6955.5	8721.0	20.2%	5942.0	-17.1%	33.3%
2015	7697.5	3949.8	7911.5	10479.7	24.5%	7700.7	-2.7%	33.3%
2016	8459.9	4341.0	8695.1	12338.9	29.5%	9559.9	9.0%	33.3%
2017	8950.0	4592.5	9198.8	13022.5	29.4%	10243.5	10.2%	33.3%
2018	9429.7	4838.7	9691.9	15177.5	36.1%	12398.5	21.8%	33.3%
2019	9941.1	5101.1	10217.5	16467.5	36.0%	13668.3	25.4%	33.3%
2020	10486.2	5380.8	10777.7	18085.0	40.4%	15306.0	29.6%	33.3%
2021	11067.1	5678.9	11374.8	19538.8	41.8%	16759.8	32.1%	33.3%
2022	11686.4	5996.6	12011.3	20828.6	42.3%	18049.6	33.5%	33.3%
2023	12346.5	6335.3	12689.7	22118.4	42.6%	19339.4	34.4%	33.3%
2024	13050.0	6696.3	13412.8	23408.2	42.7%	20629.2	35.0%	33.3%
2025	13799.9	7081.2	14183.6	24698.0	42.6%	21919.0	35.3%	33.3%
2026	14599.3	7491.3	15005.2	25987.8	42.3%	23208.8	35.3%	33.3%
2027	15451.3	7928.5	15880.9	26834.5	40.8%	24055.5	34.0%	33.3%
2028	16359.5	8394.5	16814.3	27681.2	39.3%	24902.2	32.5%	33.3%
2029	17327.5	8891.3	17809.2	28527.9	37.6%	25748.9	30.8%	33.3%
2030	18359.3	9420.7	18869.7	29374.6	35.8%	26595.6	29.0%	33.3%
2031	19459.2	9985.1	20000.1	30221.3	33.8%	27442.3	27.1%	33.3%
2032	20631.5	10586.6	21205.0	31008.0	31.7%	28289.0	25.0%	33.3%

Fuente: Elaboración Propia.

Figura N° 38 Proyección de la Reserva Firme-Crecimiento Medio



Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.6.2 CASO EN ESTUDIO 2: CRECIMIENTO OPTIMISTA.

Se tiene en cuenta una tasa de crecimiento de la demanda de 7.59%.

##### a. CONDICIONES DE PROYECCIÓN AL 2,032.

Se tiene la primera proyección que contempla los valores de los Cuadros N°31 y 32, además de lo detallado en las consideraciones de este Capítulo.

El Porcentaje de Reserva Firme tiende a aumentar hasta el año 2,016 llegando a un valor de 27.4 % debido a la inserción de nuevas obras de generación programadas y en construcción, con un déficit de 1,097.8 MW en Potencia Firme en el SEIN. Luego de este periodo se inicia un progresivo déficit de Potencia Firme desde el año 2,019 hasta el año 2,022, periodo de tiempo en el cual la reserva se hace 0.4 %, provocando un déficit del sistema de generación para poder cubrir la potencia firme despachada (suma de la máxima demanda y de las pérdidas promedio en el sistema de transmisión).

Además se tiene un déficit de Potencia Firme de 23,854.7 MW para el año 2,032.

Cuadro N° 40 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 sin contingencias-  
Crecimiento Optimista

AÑO	CRECIMIENTO OPTIMISTA (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6894.97	1456.9	1710.1	21.1%	23.9%	2715.0	1258.1
2013	5981.6	6147.9	8469.2	8115.5	1967.6	2321.3	24.2%	27.4%	3069.3	1101.7
2014	6880.7	7071.9	9101.2	8721.0	1649.1	2029.3	18.9%	22.3%	3530.7	1881.6
2015	7879.5	8098.6	10939.2	10479.7	2381.1	2840.6	22.7%	26.0%	4043.2	1662.1
2016	8719.9	8962.3	12886.2	12338.9	3376.6	3923.9	27.4%	30.5%	4474.4	1097.8
2017	9298.0	9556.4	13136.2	12579.4	3023.0	3579.8	24.0%	27.3%	4771.1	1748.1
2018	9876.9	10151.5	14045.2	13444.6	3293.1	3893.7	24.5%	27.7%	5068.1	1775.0
2019	10499.8	10791.7	14045.2	13444.6	2652.9	3253.5	19.7%	23.2%	5387.8	2734.9
2020	11170.0	11480.5	14385.2	13772.5	2292.0	2904.7	16.6%	20.2%	5731.6	3439.6
2021	11891.0	12221.6	14555.2	13936.5	1714.9	2333.6	12.3%	16.0%	6101.6	4386.7
2022	12666.8	13018.9	14555.2	13936.5	917.6	1536.3	6.6%	10.6%	6499.7	5582.1
2023	13501.4	13876.7	14555.2	13936.5	59.7	678.5	0.4%	4.7%	6928.0	6868.2
2024	14399.4	14799.7	14555.2	13936.5	-863.2	-244.5	-6.2%	-1.7%	7388.8	8252.0
2025	15365.5	15792.7	14555.2	13936.5	-1856.2	-1237.5	-13.3%	-8.5%	7884.5	9740.7
2026	16405.0	16861.1	14555.2	13936.5	-2924.6	-2305.9	-21.0%	-15.8%	8417.9	11342.5
2027	17523.4	18010.5	14555.2	13936.5	-4074.0	-3455.3	-29.2%	-23.7%	8991.8	13065.8
2028	18726.6	19247.2	14555.2	13936.5	-5310.8	-4692.0	-38.1%	-32.2%	9609.2	14919.9
2029	20021.2	20577.8	14555.2	13936.5	-6641.3	-6022.6	-47.7%	-41.4%	10273.5	16914.8
2030	21414.1	22009.4	14555.2	13936.5	-8072.9	-7454.2	-57.9%	-51.2%	10988.2	19061.1
2031	22912.6	23549.6	14555.2	13936.5	-9613.1	-8994.4	-69.0%	-61.8%	11757.1	21370.2
2032	24524.9	25206.7	14555.2	13936.5	-11270.2	-10651.5	-80.9%	-73.2%	12584.5	23854.7

Fuente: Elaboración Propia

**b. CONTINGENCIA 1: INDISPONIBILIDAD DEL COMPLEJO HIDROENERGETICO DEL MANTARO.**

La aplicación de la indisponibilidad del complejo Hidroenergetico del Mantaro involucra el retiro del Sistema de las Centrales Hidroeléctricas del Mantaro y de Restitución, con un total de 853.9 MW de Potencia Firme (646.9 y 207 MW respectivamente) en condiciones de Indisponibilidad, mas esto no afecta a la Potencia Efectiva, con lo cual el año 2,022 se produciría la emergencia del sistema de generación por déficit de reserva firme.

Además el déficit de Potencia Firme es de 24708.6 MW para el año 2,032.

**Cuadro N° 41 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Indisponibilidad del Complejo Hidroenergetico del Mantaro-Crecimiento Optimista**

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6041.1	603.0	1710.1	10.0%	23.9%	2715.0	2112.0
2013	5981.6	6147.9	8469.2	7261.6	1113.7	2321.3	15.3%	27.4%	3069.3	1955.6
2014	6880.7	7071.9	9101.2	7867.1	795.2	2029.3	10.1%	22.3%	3530.7	2735.5
2015	7879.5	8098.6	10939.2	9625.8	1527.2	2840.6	15.9%	26.0%	4043.2	2516.0
2016	8719.9	8962.3	12886.2	11485.0	2522.7	3923.9	22.0%	30.5%	4474.4	1951.7
2017	9298.0	9556.4	13136.2	11725.5	2169.1	3579.8	18.5%	27.3%	4771.1	2602.0
2018	9876.9	10151.5	14045.2	12590.7	2439.2	3893.7	19.4%	27.7%	5068.1	2628.9
2019	10400.8	10721.7	14045.2	12590.7	1700.0	3253.5	14.3%	23.2%	5307.8	3588.8
2020	11170.0	11480.5	14385.2	12918.6	1438.1	2904.7	11.1%	20.2%	5731.6	4293.5
2021	11891.0	12221.6	14555.2	13082.6	861.0	2333.6	6.6%	16.0%	6101.6	5240.6
2022	12666.8	13018.9	14555.2	13082.6	63.7	1536.3	0.5%	10.6%	6499.7	6436.0
2023	13501.4	13876.7	14555.2	13082.6	-794.2	678.5	-6.1%	4.7%	6928.0	7722.1
2024	14399.4	14799.7	14555.2	13082.6	-1717.1	-244.5	-13.1%	-1.7%	7388.8	9105.9
2025	15365.5	15792.7	14555.2	13082.6	-2710.1	-1237.5	-20.7%	-8.5%	7884.5	10594.6
2026	16405.0	16861.1	14555.2	13082.6	-3778.5	-2305.9	-28.9%	-15.8%	8417.9	12196.4
2027	17523.4	18010.5	14555.2	13082.6	-4927.9	-3455.3	-37.7%	-23.7%	8991.8	13919.7
2028	18726.6	19247.2	14555.2	13082.6	-6164.7	-4692.0	-47.1%	-32.2%	9609.2	15773.8
2029	20021.2	20577.8	14555.2	13082.6	-7495.2	-6022.6	-57.3%	-41.4%	10273.5	17768.7
2030	21414.1	22009.4	14555.2	13082.6	-8926.8	-7454.2	-68.2%	-51.2%	10988.2	19915.0
2031	22912.6	23549.6	14555.2	13082.6	-10467.0	-8994.4	-80.0%	-61.8%	11757.1	22224.1
2032	24524.9	25206.7	14555.2	13082.6	-12124.1	-10651.5	-92.7%	-73.2%	12584.5	24708.6

Fuente: Elaboración Propia

**c. CONTINGENCIA 2 : INDISPONIBILIDAD DEL DUCTO DE GAS NATURAL DE CAMISEA A PISCO.**

La aplicación de la Indisponibilidad del Ducto de Gas Natural de Camisea involucra el retiro temporal de las Centrales Termoeléctricas que son abastecidas a través de este sistema, así tenemos la falta de Potencia firme de:

Complejo Termoeléctrico Ventanilla : 490.9 MW  
 Ciclo Combinado Kallpa : 819.8 MW

Ciclo Combinado Chilca : 782.2 MW  
 Complejo Termoeléctrico Santa Rosa : 383.6 MW  
 Grupo GN independencia : 22.2 MW  
 Turbo Gas GN Las Flores : 191.4 MW  
 Turbo Gas GN Pisco : 85.7 MW  
 Central de Cogeneración de Oquendo : 27.2 MW

Con un total de Potencia Efectiva de 2,279 MW de Potencia Firme en condiciones de Indisponibilidad.

Esto trae un periodo de emergencia para el año 2,020, en el cual la Reserva Firme se reduce a 13 MW. Siendo necesarios un incremento de la Potencia Firme al año 2,032 de 26,133.7 MW.

**Cuadro N° 42 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Indisponibilidad del Ducto de Gas Natural de Camisea a Pisco-Crecimiento Optimista**

AÑO	CRECIMIENTO OPTIMISTA (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	4616.0	-822.1	1710.1	-17.8%	23.9%	2715.0	3537.1
2013	5981.6	6147.9	8469.2	5836.5	-311.4	2321.3	-5.3%	27.4%	3069.3	3380.7
2014	6880.7	7071.9	9101.2	6442.0	-629.9	2029.3	-9.8%	22.3%	3530.7	4160.6
2015	7879.5	8098.6	10939.2	8200.7	102.1	2840.6	1.2%	26.0%	4043.2	3941.1
2016	8719.9	8962.3	12886.2	10059.9	1097.6	3923.9	10.9%	30.5%	4474.4	3376.8
2017	9298.0	9556.4	13136.2	10300.4	744.0	3579.8	7.2%	27.3%	4771.1	4027.1
2018	9876.9	10151.5	14045.2	11165.6	1014.1	3893.7	9.1%	27.7%	5068.1	4054.0
2019	10499.8	10791.7	14045.2	11165.6	373.9	3253.5	3.3%	23.2%	5387.8	5013.9
2020	11170.0	11480.5	14385.2	11493.5	13.0	2904.7	0.1%	20.2%	5731.6	5718.6
2021	11891.0	12221.6	14555.2	11657.5	-564.1	2333.6	-4.8%	16.0%	6101.6	6665.7
2022	12666.8	13018.9	14555.2	11657.5	-1361.4	1536.3	-11.7%	10.6%	6499.7	7861.1
2023	13501.4	13876.7	14555.2	11657.5	-2219.3	678.5	-19.0%	4.7%	6928.0	9147.2
2024	14399.4	14799.7	14555.2	11657.5	-3142.2	-244.5	-27.0%	-1.7%	7388.8	10531.0
2025	15365.5	15792.7	14555.2	11657.5	-4135.2	-1237.5	-35.5%	-8.5%	7884.5	12019.7
2026	16405.0	16861.1	14555.2	11657.5	-5203.6	-2305.9	-44.6%	-15.8%	8417.9	13621.5
2027	17523.4	18010.5	14555.2	11657.5	-6353.0	-3455.3	-54.5%	-23.7%	8991.8	15344.8
2028	18726.6	19247.2	14555.2	11657.5	-7589.8	-4692.0	-65.1%	-32.2%	9609.2	17198.9
2029	20021.2	20577.8	14555.2	11657.5	-8920.3	-6022.6	-76.5%	-41.4%	10273.5	19193.8
2030	21414.1	22009.4	14555.2	11657.5	-10351.9	-7454.2	-88.8%	-51.2%	10988.2	21340.1
2031	22912.6	23549.6	14555.2	11657.5	-11892.1	-8994.4	-102.0%	-61.8%	11757.1	23649.2
2032	24524.9	25206.7	14555.2	11657.5	-13549.2	-10651.5	-116.2%	-73.2%	12584.5	26133.7

Fuente: Elaboración Propia

**d. CONTINGENCIA 3: ALTA CONCENTRACION DE SOLIDOS EN SUSPENSION CON REDUCCION DE LA OFERTA HIDRAULICA EN 20%**

La aplicación de la Indisponibilidad por reducción de la Oferta Hidráulica de generación de energía en 20 % por alta concentración de sólidos en suspensión en los ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas.

Por ejemplo tenemos:

$$\begin{aligned} & \text{Potencia Firme SEIN con Indisponibilidad por Sólidos}_{2012} \\ &= \text{Potencia Firme SEIN}_{2012} - (\text{Potencia Firme Hidráulica}_{2012} * 0.2) \\ &= 6,299.8 \text{ MW} \end{aligned}$$

Para el resto de años se tiene en cuenta los valores del Cuadro N° 32 en el cual se incluyen las Obras de Centrales Hidroeléctricas y la Relación de Potencias Firme/Efectiva de 95.18 %, para la determinación de la fracción del 20% potencia firme hidroeléctrica en condiciones de indisponibilidad por sólidos en suspensión.

Siendo el año crítico el 2,021 donde la Reserva Firme es tan solo 515.9 MW.

**Cuadro N° 43 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Alta Concentración de Sólidos y reducción de la oferta hidráulica en 20%-Crecimiento Optimista**

AÑO	CRECIMIENTO OPTIMISTA (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6299.8	861.7	1710.1	13.7%	23.9%	2715.0	1853.3
2013	5981.6	6147.9	8469.2	7494.1	1346.2	2321.3	18.0%	27.4%	3069.3	1723.1
2014	6880.7	7071.9	9101.2	8038.7	966.7	2029.3	12.0%	22.3%	3530.7	2563.9
2015	7879.5	8098.6	10939.2	9613.1	1514.5	2840.6	15.8%	26.0%	4043.2	2528.7
2016	8719.9	8962.3	12886.2	11210.2	2247.9	3923.9	20.1%	30.5%	4474.4	2226.5
2017	9298.0	9556.4	13136.2	11441.1	1884.7	3579.8	16.5%	27.3%	4771.1	2886.4
2018	9876.9	10151.5	14045.2	12245.6	2094.1	3893.7	17.1%	27.7%	5068.1	2974.0
2019	10499.8	10791.7	14045.2	12245.6	1453.9	3253.5	11.9%	23.2%	5387.8	3933.8
2020	11170.0	11480.5	14385.2	12573.5	1093.0	2904.7	8.7%	20.2%	5731.6	4638.6
2021	11891.0	12221.6	14555.2	12737.5	515.9	2333.6	4.1%	16.0%	6101.6	5585.7
2022	12666.8	13018.9	14555.2	12737.5	-281.4	1536.3	-2.2%	10.6%	6499.7	6781.1
2023	13501.4	13876.7	14555.2	12737.5	-1139.2	678.5	-8.9%	4.7%	6928.0	8067.2
2024	14399.4	14799.7	14555.2	12737.5	-2062.2	-244.5	-16.2%	-1.7%	7388.8	9450.9
2025	15365.5	15792.7	14555.2	12737.5	-3055.2	-1237.5	-24.0%	-8.5%	7884.5	10939.7
2026	16405.0	16861.1	14555.2	12737.5	-4123.6	-2305.9	-32.4%	-15.8%	8417.9	12541.5
2027	17523.4	18010.5	14555.2	12737.5	-5273.0	-3455.3	-41.4%	-23.7%	8991.8	14264.8
2028	18726.6	19247.2	14555.2	12737.5	-6509.7	-4692.0	-51.1%	-32.2%	9609.2	16118.9
2029	20021.2	20577.8	14555.2	12737.5	-7840.3	-6022.6	-61.6%	-41.4%	10273.5	18113.8
2030	21414.1	22009.4	14555.2	12737.5	-9271.9	-7454.2	-72.8%	-51.2%	10988.2	20260.1
2031	22912.6	23549.6	14555.2	12737.5	-10812.1	-8994.4	-84.9%	-61.8%	11757.1	22569.2
2032	24524.9	25206.7	14555.2	12737.5	-12469.2	-10651.5	-97.9%	-73.2%	12584.5	25053.7

Fuente: Elaboración Propia

**e. CONTINGENCIA 4: SEQUIA EN LA ZONA SUR.**

Para la determinación de la Potencia Firme de las Centrales Hidroeléctricas en condiciones de indisponibilidad se tienen cuenta la ubicación geográfica de las instalaciones, esto es en los Departamentos de Cuzco, Puno, Tacna, Arequipa y Moquegua. Así tenemos las siguientes Centrales de las Empresas EGASA, EGEMSA, SAN GABAN, GEPSA, EGESUR Y GEPGA con un total de 393.7 MW de Potencia Firme (se toma como referencia los valores del Cuadro N° 25). Así mismo se tiene en cuenta la

Indisponibilidad de las centrales Hidroeléctricas en construcción según su año de ingreso y ubicación geográfica de acuerdo al Cuadro N°9.

Siendo el año crítico el 2,021 en donde la reserva firme toma valores de 156.7 MW.

**Cuadro N° 44 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Sequía en la Zona Sur del Perú-Crecimiento Optimista**

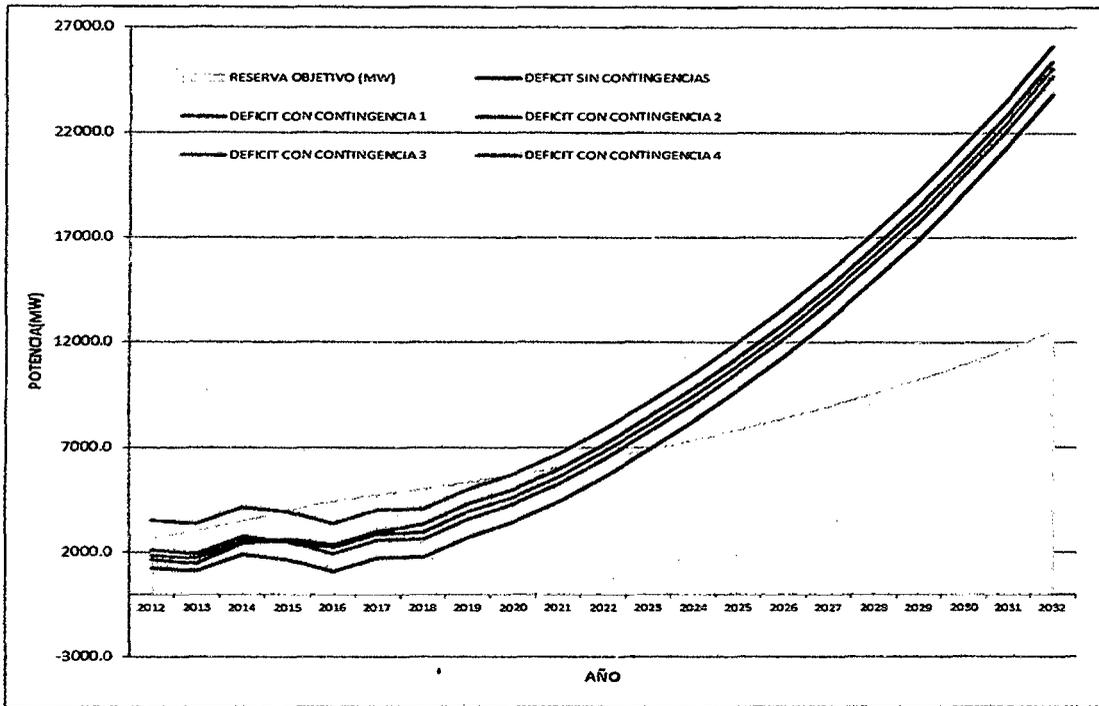
AÑO	CRECIMIENTO OPTIMISTA (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6498.0	1059.9	-10651.5	16.3%	23.9%	2715.0	1655.1
2013	5981.6	6147.9	8469.2	7718.5	1570.6	-10651.5	20.3%	27.4%	3069.3	1498.7
2014	6880.7	7071.9	9101.2	8173.6	1101.7	-10651.5	13.5%	22.3%	3530.7	2429.0
2015	7879.5	8098.6	10939.2	9510.6	1412.1	-10651.5	14.8%	26.0%	4043.2	2631.1
2016	8719.9	8962.3	12886.2	11084.3	2122.1	-10651.5	19.1%	30.5%	4474.4	2352.3
2017	9298.0	9556.4	13136.2	11324.8	1768.4	-10651.5	15.6%	27.3%	4771.1	3002.7
2018	9876.9	10151.5	14045.2	11886.4	1734.9	-10651.5	14.6%	27.7%	5068.1	3333.2
2019	10499.8	10791.7	14945.2	11886.4	1094.7	-10651.5	9.2%	23.2%	5387.8	4293.1
2020	11170.0	11480.5	14385.2	12214.3	733.8	-10651.5	6.0%	20.2%	5731.6	4997.8
2021	11891.0	12221.6	14555.2	12378.3	156.7	-10651.5	1.3%	16.0%	6101.6	5944.9
2022	12666.8	13018.9	14555.2	12378.3	-640.6	-10651.5	-5.2%	10.6%	6499.7	7140.3
2023	13501.4	13876.7	14555.2	12378.3	-1498.5	-10651.5	-12.1%	4.7%	6928.0	8426.4
2024	14399.4	14799.7	14555.2	12378.3	-2421.4	-10651.5	-19.6%	-1.7%	7388.8	9810.2
2025	15365.5	15792.7	14555.2	12378.3	-3414.4	-10651.5	-27.6%	-8.5%	7884.5	11298.9
2026	16405.0	16861.1	14555.2	12378.3	-4482.8	-10651.5	-36.2%	-15.8%	8417.9	12900.7
2027	17523.4	18010.5	14555.2	12378.3	-5632.2	-10651.5	-45.5%	-23.7%	8991.8	14624.0
2028	18726.6	19247.2	14555.2	12378.3	-6869.0	-10651.5	-55.5%	-32.2%	9609.2	16478.1
2029	20021.2	20577.8	14555.2	12378.3	-8199.5	-10651.5	-66.2%	-41.4%	10273.5	18473.0
2030	21414.1	22009.4	14555.2	12378.3	-9631.1	-10651.5	-77.8%	-51.2%	10988.2	20619.3
2031	22912.6	23549.6	14555.2	12378.3	-11171.3	-10651.5	-90.2%	-61.8%	11757.1	22928.4
2032	24524.9	25206.7	14555.2	12378.3	-12828.4	-10651.5	-103.6%	-73.2%	12584.5	25412.9

Fuente: Elaboración Propia

**f. INGRESO DE OBRAS PARA COBERTURA DE LA RESERVA FIRME.**

Se tiene en cuenta según la tasa de crecimiento de 7.59% de la cual se presenta la figura N° 39, en la cual se puede observar que la Contingencia 2 aplicada sobre el crecimiento provoca un mayor indisponibilidad de potencia en cualquier instante del periodo analizado(2,012-2,032) en el orden 2,279 MW.

Figura N° 39 Contingencias aplicadas al crecimiento optimista



Fuente: Elaboración Propia.

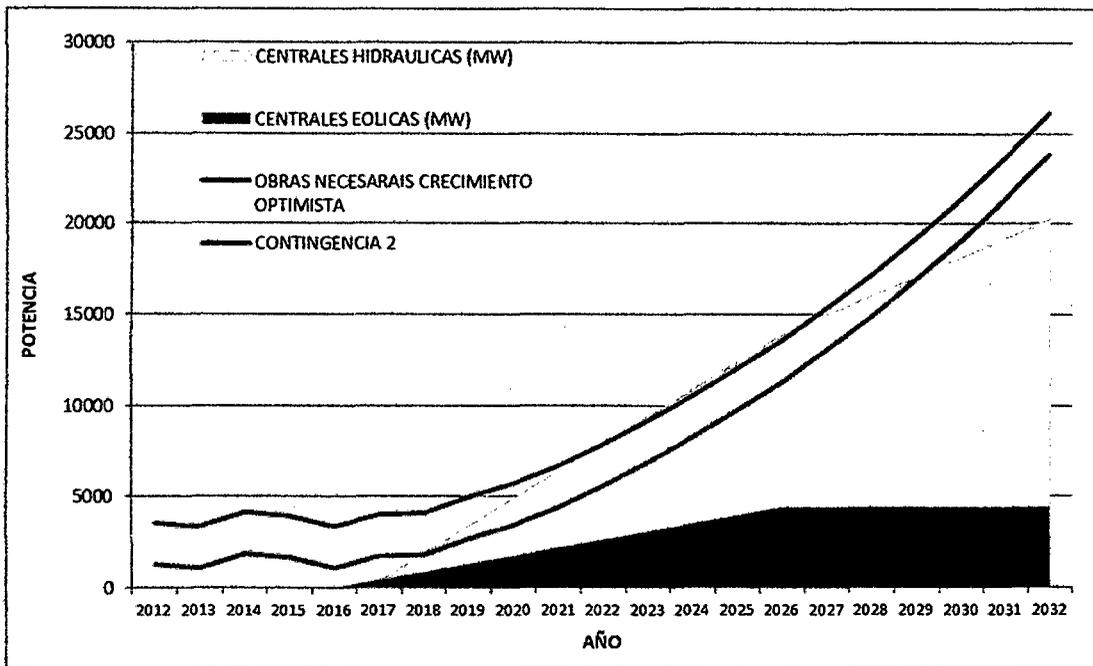
De manera similar al ítem de crecimiento medio se aplica los planes de obras de generación de energía eólica, con una Potencia Firme Anual de 443.1 MW.

Tomando como 16 años un Plan de ingreso de Centrales Hidroeléctricas desde el año 2,017 al año 2,036, se tiene un ingreso anual de Potencia Firme Hidroeléctrica de:

$$Potencia\ Firme_{HIDROELECTRICA} = \frac{16,934\ MW}{16} = 1,058.4\ MW$$

Se presenta la Figura N° 39 en la cual se proyecta el Plan de obras Eólicas e Hidroeléctricas contempladas en este ítem en función a las obras necesarias en el SEIN para la cobertura de la Contingencia N° 2 (Indisponibilidad del ducto Camisea a Pisco. Notándose que las Obras contempladas superan la Potencia Firme necesaria en el SEIN, desde el año 2,019, y dando un margen de seguridad ante la salida espontanea de la red del ducto de Camisea a Pisco hasta el año 2,030.

Figura N° 40 Inserción de Obras Eólicas e Hidráulicas para la cobertura de la Reserva Firme-  
Crecimiento Optimista



Fuente: Elaboración Propia.

Se presenta el Cuadro de Proyecciones de la Potencia y Reserva Firme con crecimiento optimista en el cual se destacan los siguientes periodos:

- Periodo 2,012 al año 2,017 el porcentaje de Reserva Firme se incrementa desde 21.1% a 26.6%, llegando al valor de la Reserva firme objetivo el año siguiente con un valor de 34%.
- Periodo 2,018 al año 2,023, la Reserva Firme Objetivo se mantiene con un valor superior a 33.3%, incrementándose hasta un valor máximo de 40.7% el año 2,023, manteniendo el valor positivo hasta el año 2,029 con un valor de 33.8%. Esta confiabilidad del sistema se consigue con la generación de potencia efectiva de centrales eólicas e hidroeléctricas.
- Periodo 2,030 al año 2,032, la reserva firme desciende hasta un valor de 26.4%, periodo para el cual se deben prever planes de construcción a largo plazo de nuevas tecnologías de generación de energía o cerrar el anillo energético en lo referente al transporte de gas natural.
- En la situación de generación de energía actual, de presentarse la contingencia 2 (Indisponibilidad del ducto de Camisea a Pisco) la cobertura de la Potencia Firme despachada no puede ser cubierta, presentándose un déficit de Reserva y de Generación entre los años 2,013 al año 2,016, con lo cual podría provocarse

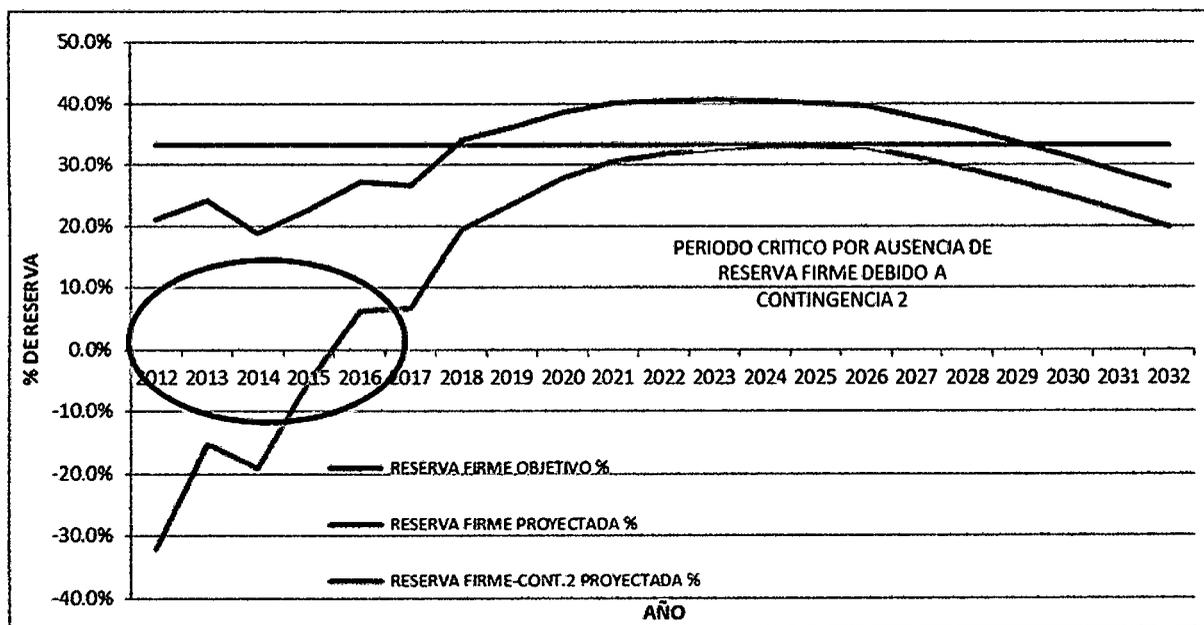
raconamientos de energía en el orden de 2,779 MW, esto representa un % de Reserva Firme negativa del orden de -32.1 %.

Cuadro N° 45 Proyección de la Reserva Firme SEIN –Crecimiento Optimista

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO (MW)	RESERVA OBJETIVO (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN PROYECTADA (MW)	RESERVA FIRME PROYECTADA %	POTENCIA FIRME-CONT.2 DESPACHADA (MW)	RESERVA FIRME-CONT.2 PROYECTADA %	RESERVA FIRME OBJETIVO %
2012	5291.0	2715.0	5438.1	6895.0	21.1%	4116.0	-32.1%	33.3%
2013	5981.6	3069.3	6147.9	8115.5	24.2%	5336.5	-15.2%	33.3%
2014	6880.7	3530.7	7071.9	8721.0	18.9%	5942.0	-19.0%	33.3%
2015	7879.5	4043.2	8098.6	10479.7	22.7%	7700.7	-5.2%	33.3%
2016	8719.9	4474.4	8962.3	12338.9	27.4%	9559.9	6.3%	33.3%
2017	9298.0	4771.1	9556.4	13022.5	26.6%	10243.5	6.7%	33.3%
2018	9876.9	5068.1	10151.5	15389.2	34.0%	12610.2	19.5%	33.3%
2019	10499.8	5387.8	10791.7	16890.7	36.1%	14111.7	23.5%	33.3%
2020	11170.0	5731.6	11480.5	18720.1	38.7%	15941.1	28.0%	33.3%
2021	11891.0	6101.6	12221.6	20385.6	40.0%	17606.6	30.6%	33.3%
2022	12666.8	6499.7	13018.9	21887.1	40.5%	19108.1	31.9%	33.3%
2023	13501.4	6928.0	13876.7	23388.6	40.7%	20609.6	32.7%	33.3%
2024	14399.4	7388.8	14799.7	24890.1	40.5%	22111.1	33.1%	33.3%
2025	15365.5	7884.5	15792.7	26391.6	40.2%	23612.6	33.1%	33.3%
2026	16405.0	8417.9	16861.1	27893.1	39.6%	25114.1	32.9%	33.3%
2027	17523.4	8991.8	18010.5	28951.5	37.8%	26172.5	31.2%	33.3%
2028	18726.6	9609.2	19247.2	30009.9	35.9%	27230.9	29.3%	33.3%
2029	20021.2	10273.5	20577.8	31068.3	33.8%	28289.3	27.3%	33.3%
2030	21414.1	10988.2	22009.4	32126.7	31.5%	29347.7	25.0%	33.3%
2031	22912.6	11757.1	23549.6	33185.1	29.0%	30406.1	22.5%	33.3%
2032	24524.9	12584.5	25206.7	34243.5	26.4%	31464.5	19.9%	33.3%

Fuente: Elaboración Propia.

Figura N° 41 Proyección de la Reserva Firme-Crecimiento Optimista



Fuente: Elaboración Propia.

#### 4.6.3 CASO EN ESTUDIO 3: CRECIMIENTO PESIMISTA.

Se tiene una tasa de crecimiento de la demanda de 5.59 %.

##### a. CONDICIONES DE PROYECCIÓN AL 2,032.

Se tiene la primera proyección que contempla los valores de los Cuadros N°31 y 32, además de lo detallado en las consideraciones de este Capítulo.

El Porcentaje de Reserva Firme tiende a aumentar hasta el año 2,018 llegando a un valor de 31.2 % debido a la inserción de nuevas obras de generación programadas y en construcción, con un déficit de 428.5 MW en Potencia Firme en el SEIN. Luego de este periodo se inicia un progresivo déficit de Potencia Firme desde el año 2,022 hasta el año 2,026, periodo de tiempo en el cual la reserva toma un valor de 4.1 %, provocando un déficit del sistema de generación para poder cubrir la potencia firme despachada (suma de la máxima demanda y de las pérdidas promedio en el sistema de transmisión).

Además se tiene un déficit de Potencia Firme de 12,835 MW para el año 2,032.

Cuadro N° 46 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 sin contingencias-

#### Crecimiento Pesimista

AÑO	CRECIMIENTO PESIMISTA (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6894.97	1456.9	1710.1	21.1%	23.9%	2715.0	1258.1
2013	5875.8	6039.1	8469.2	8115.5	2076.4	2430.1	25.6%	28.7%	3015.0	938.6
2014	6655.1	6840.1	9101.2	8721.0	1880.9	2261.1	21.6%	24.8%	3414.9	1534.0
2015	7518.8	7727.8	10939.2	10479.7	2751.8	3211.4	26.3%	29.4%	3858.1	1106.3
2016	8207.2	8435.4	12886.2	12338.9	3903.5	4450.8	31.6%	34.5%	4211.4	307.8
2017	8614.9	8854.4	13136.2	12579.4	3725.0	4281.8	29.6%	32.6%	4420.5	695.5
2018	9003.1	9253.4	14045.2	13444.6	4191.2	4791.8	31.2%	34.1%	4619.7	428.5
2019	9413.0	9674.7	14045.2	13444.6	3769.9	4370.5	28.0%	31.1%	4830.1	1060.2
2020	9845.8	10119.5	14385.2	13772.5	3653.0	4265.7	26.5%	29.7%	5052.2	1399.2
2021	10302.8	10589.2	14555.2	13936.5	3347.2	3966.0	24.0%	27.2%	5286.7	1939.4
2022	10785.4	11085.2	14555.2	13936.5	2851.3	3470.0	20.5%	23.8%	5534.3	2683.0
2023	11294.9	11608.9	14555.2	13936.5	2327.6	2946.3	16.7%	20.2%	5795.8	3468.2
2024	11832.9	12161.9	14555.2	13936.5	1774.6	2393.3	12.7%	16.4%	6071.8	4297.3
2025	12401.0	12745.8	14555.2	13936.5	1190.7	1809.4	8.5%	12.4%	6363.3	5172.7
2026	13000.9	13362.3	14555.2	13936.5	574.2	1192.9	4.1%	8.2%	6671.1	6097.0
2027	13634.3	14013.3	14555.2	13936.5	-76.8	541.9	-0.6%	3.7%	6996.2	7073.0
2028	14303.1	14700.7	14555.2	13936.5	-764.2	-145.5	-5.5%	-1.0%	7339.3	8103.6
2029	15009.3	15426.5	14555.2	13936.5	-1490.0	-871.3	-10.7%	-6.0%	7701.7	9191.7
2030	15754.9	16192.9	14555.2	13936.5	-2256.4	-1637.7	-16.2%	-11.3%	8084.3	10340.7
2031	16542.2	17002.1	14555.2	13936.5	-3065.6	-2446.9	-22.0%	-16.8%	8488.3	11554.0
2032	17373.6	17856.6	14555.2	13936.5	-3920.1	-3301.4	-28.1%	-22.7%	8914.9	12835.0

Fuente: Elaboración Propia

**b. CONTINGENCIA 1: INDISPONIBILIDAD DEL COMPLEJO HIDROENERGETICO DEL MANTARO.**

La aplicación de la indisponibilidad del complejo hidroenergético del Mantaro involucra el retiro del Sistema de las Centrales Hidroeléctricas del Mantaro y de Restitución, con un total de 853.9 MW de Potencia Firme (646.9 y 207 MW respectivamente) en condiciones de Indisponibilidad, mas esto no afecta a la Potencia Efectiva, con lo cual el año 2,025 se produciría la emergencia del sistema de generación por déficit de reserva firme, con un valor de tan solo 336.5 MW.

Además el déficit de Potencia Firme es de 13,688.9 MW para el año 2,032.

**Cuadro N° 47 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Indisponibilidad del Complejo Hidroenergético del Mantaro-Crecimiento Pesimista**

AÑO	CRECIMIENTO PESIMISTA (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6041.1	603.0	1710.1	10.0%	23.9%	2715.0	2112.0
2013	5875.8	6039.1	8469.2	7261.6	1222.5	2430.1	16.8%	28.7%	3015.0	1792.5
2014	6655.1	6840.1	9101.2	7867.1	1027.0	2261.1	13.1%	24.8%	3414.9	2387.9
2015	7518.8	7727.8	10939.2	9625.8	1897.9	3211.4	19.7%	29.4%	3858.1	1960.2
2016	8207.2	8435.4	12886.2	11485.0	3049.6	4450.8	26.6%	34.5%	4211.4	1161.7
2017	8614.9	8854.4	13136.2	11725.5	2871.1	4281.8	24.5%	32.6%	4420.5	1549.4
2018	9003.1	9253.4	14045.2	12590.7	3337.3	4791.8	26.5%	34.1%	4619.7	1282.4
2019	9413.0	9674.7	14045.2	12590.7	2916.0	4370.5	23.2%	31.1%	4830.1	1914.1
2020	9845.8	10119.5	14385.2	12918.6	2799.1	4265.7	21.7%	29.7%	5052.2	2253.1
2021	10302.8	10589.2	14555.2	13082.6	2493.3	3966.0	19.1%	27.2%	5286.7	2793.3
2022	10785.4	11085.2	14555.2	13082.6	1997.4	3470.0	15.3%	23.8%	5534.3	3536.9
2023	11294.9	11608.9	14555.2	13082.6	1473.7	2946.3	11.3%	20.2%	5795.8	4322.1
2024	11832.9	12161.9	14555.2	13082.6	920.7	2393.3	7.0%	16.4%	6071.8	5151.2
2025	12401.0	12745.8	14555.2	13082.6	336.8	1809.4	2.6%	12.4%	6363.3	6026.6
2026	13000.9	13362.3	14555.2	13082.6	-279.7	1192.9	-2.1%	8.2%	6671.1	6950.9
2027	13634.3	14013.3	14555.2	13082.6	-930.7	541.9	-7.1%	3.7%	6996.2	7926.9
2028	14303.1	14700.7	14555.2	13082.6	-1618.1	-145.5	-12.4%	-1.0%	7339.3	8957.5
2029	15009.3	15426.5	14555.2	13082.6	-2343.9	-871.3	-17.9%	-6.0%	7701.7	10045.6
2030	15754.9	16192.9	14555.2	13082.6	-3110.3	-1637.7	-23.8%	-11.3%	8084.3	11194.6
2031	16542.2	17002.1	14555.2	13082.6	-3919.5	-2446.9	-30.0%	-16.8%	8488.3	12407.9
2032	17373.6	17856.6	14555.2	13082.6	-4774.0	-3301.4	-36.5%	-22.7%	8914.9	13688.9

Fuente: Elaboración Propia

**c. CONTINGENCIA 2: INDISPONIBILIDAD DEL DUCTO DE GAS NATURAL DE CAMISEA A PISCO.**

La Indisponibilidad del Ducto de Gas Natural de Camisea involucra el retiro temporal de las Centrales Termoeléctricas que son abastecidas a través de este sistema, así tenemos la falta de Potencia firme de:

Complejo Termoeléctrico Ventanilla : 490.9 MW

Ciclo Combinado Kallpa : 819.8 MW

Ciclo Combinado Chilca : 782.2 MW  
 Complejo Termoeléctrico Santa Rosa : 383.6 MW  
 Grupo GN independencia : 22.2 MW  
 Turbo Gas GN Las Flores : 191.4 MW  
 Turbo Gas GN Pisco : 85.7 MW  
 Central de Cogeneración de Oquendo : 27.2 MW

Con un total de Potencia Efectiva de 2,279 MW de Potencia Firme en condiciones de Indisponibilidad.

Esto trae un periodo de emergencia para el año 2,023, en el cual la Reserva Firme se reduce a 48.6 MW. Siendo necesarios un incremento de la Potencia Firme al año 2,032 de 15,114 MW.

**Cuadro N° 48 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Indisponibilidad del Ducto de Gas Natural de Camisea a Pisco-Crecimiento Pesimista**

AÑO	CRECIMIENTO PESIMISTA (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	4616.0	-822.1	1710.1	-17.8%	23.9%	2715.0	3537.1
2013	5875.8	6039.1	8469.2	5836.5	-202.6	2430.1	-3.5%	28.7%	3015.0	3217.6
2014	6655.1	6840.1	9101.2	6442.0	-398.1	2261.1	-6.2%	24.8%	3414.9	3813.0
2015	7518.8	7727.8	10939.2	8200.7	472.8	3211.4	5.8%	29.4%	3858.1	3385.3
2016	8207.2	8435.4	12886.2	10059.9	1624.5	4450.8	16.1%	34.5%	4211.4	2586.8
2017	8614.9	8854.4	13136.2	10300.4	1446.0	4281.8	14.0%	32.6%	4420.5	2974.5
2018	9003.1	9253.4	14045.2	11165.6	1912.2	4791.8	17.1%	34.1%	4619.7	2707.5
2019	9413.0	9674.7	14045.2	11165.6	1490.9	4370.5	13.4%	31.1%	4830.1	3339.2
2020	9845.8	10119.5	14385.2	11493.5	1374.0	4265.7	12.0%	29.7%	5052.2	3678.2
2021	10302.8	10589.2	14555.2	11657.5	1068.2	3966.0	9.2%	27.2%	5286.7	4218.4
2022	10785.4	11085.2	14555.2	11657.5	572.3	3470.0	4.9%	23.8%	5534.3	4962.0
2023	11294.9	11608.9	14555.2	11657.5	48.6	2946.3	0.4%	20.2%	5795.8	5747.2
2024	11832.9	12161.9	14555.2	11657.5	-504.4	2393.3	-4.3%	16.4%	6071.8	6576.3
2025	12401.0	12745.8	14555.2	11657.5	-1088.3	1809.4	-9.3%	12.4%	6363.3	7451.7
2026	13000.9	13362.3	14555.2	11657.5	-1704.8	1192.9	-14.6%	8.2%	6671.1	8376.0
2027	13634.3	14013.3	14555.2	11657.5	-2355.8	541.9	-20.2%	3.7%	6996.2	9352.0
2028	14303.1	14700.7	14555.2	11657.5	-3043.2	-145.5	-26.1%	-1.0%	7339.3	10382.6
2029	15009.3	15426.5	14555.2	11657.5	-3769.0	-871.3	-32.3%	-6.0%	7701.7	11470.7
2030	15754.9	16192.9	14555.2	11657.5	-4535.4	-1637.7	-38.9%	-11.3%	8084.3	12619.7
2031	16542.2	17002.1	14555.2	11657.5	-5344.6	-2446.9	-45.8%	-16.8%	8488.3	13833.0
2032	17373.6	17856.6	14555.2	11657.5	-6199.1	-3301.4	-53.2%	-22.7%	8914.9	15114.0

Fuente: Elaboración Propia

**d. CONTINGENCIA 3: ALTA CONCENTRACION DE SOLIDOS EN SUSPENSION CON REDUCCION DE LA OFERTA HIDRAULICA EN 20%**

La aplicación de la Indisponibilidad por reducción de la Oferta Hidráulica de generación de energía en 20 % por alta concentración de sólidos en suspensión en los ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas.

Por ejemplo tenemos:

Potencia Firme SEIN con Indisponibilidad por Sólidos<sub>2012</sub>

$$= \text{Potencia Firme SEIN}_{2012} - (\text{Potencia Firme Hidráulica}_{2012} * 0.2)$$

$$= 6,299.8 \text{ MW}$$

Para el resto de años se tiene en cuenta los valores del Cuadro N° 32 en el cual se incluyen las Obras de Centrales Hidroeléctricas y la Relación de Potencias Firme/Efectiva de 95.18 %, para la determinación de la fracción del 20% potencia firme hidroeléctrica en condiciones de indisponibilidad por sólidos en suspensión.

Siendo el año crítico el 2,024 donde la Reserva Firme es tan solo 575.6 MW.

**Cuadro N° 49 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Alta Concentración de Sólidos y reducción de la oferta hidráulica en 20%-Crecimiento Pesimista**

AÑO	CRECIMIENTO PESIMISTA (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6299.8	861.7	1710.1	13.7%	23.9%	2715.0	1853.3
2013	5875.8	6039.1	8469.2	7494.1	1455.0	2430.1	19.4%	28.7%	3015.0	1560.1
2014	6655.1	6840.1	9101.2	8038.7	1198.6	2261.1	14.9%	24.8%	3414.9	2216.3
2015	7518.8	7727.8	10939.2	9613.1	1885.2	3211.4	19.6%	29.4%	3858.1	1972.9
2016	8207.2	8435.4	12886.2	11210.2	2774.8	4450.8	24.8%	34.5%	4211.4	1436.6
2017	8614.9	8854.4	13136.2	11441.1	2586.8	4281.8	22.6%	32.6%	4420.5	1833.8
2018	9003.1	9253.4	14045.2	12245.6	2992.2	4791.8	24.4%	34.1%	4619.7	1627.5
2019	9413.0	9674.7	14045.2	12245.6	2570.9	4370.5	21.0%	31.1%	4830.1	2259.1
2020	9845.8	10119.5	14385.2	12573.5	2454.0	4265.7	19.5%	29.7%	5052.2	2598.2
2021	10302.8	10589.2	14555.2	12737.5	2148.3	3966.0	16.9%	27.2%	5286.7	3138.4
2022	10785.4	11085.2	14555.2	12737.5	1652.3	3470.0	13.0%	23.8%	5534.3	3882.0
2023	11294.9	11608.9	14555.2	12737.5	1128.6	2946.3	8.9%	20.2%	5795.8	4667.2
2024	11832.9	12161.9	14555.2	12737.5	575.6	2393.3	4.5%	16.4%	6071.8	5496.2
2025	12401.0	12745.8	14555.2	12737.5	-8.3	1809.4	-0.1%	12.4%	6363.3	6371.6
2026	13000.9	13362.3	14555.2	12737.5	-624.8	1192.9	-4.9%	8.2%	6671.1	7296.0
2027	13634.3	14013.3	14555.2	12737.5	-1275.8	541.9	-10.0%	3.7%	6996.2	8272.0
2028	14303.1	14700.7	14555.2	12737.5	-1963.2	-145.5	-15.4%	-1.0%	7339.3	9302.5
2029	15009.3	15426.5	14555.2	12737.5	-2689.0	-871.3	-21.1%	-6.0%	7701.7	10390.7
2030	15754.9	16192.9	14555.2	12737.5	-3455.4	-1637.7	-27.1%	-11.3%	8084.3	11539.7
2031	16542.2	17002.1	14555.2	12737.5	-4264.6	-2446.9	-33.5%	-16.8%	8488.3	12752.9
2032	17373.6	17856.6	14555.2	12737.5	-5119.1	-3301.4	-40.2%	-22.7%	8914.9	14034.0

Fuente: Elaboración Propia

**e. CONTINGENCIA 4: SEQUIA EN LA ZONA SUR.**

Para la determinación de la Potencia Firme de las Centrales Hidroeléctricas en condiciones de indisponibilidad se tienen cuenta la ubicación geográfica de las instalaciones, esto es en los Departamentos de Cuzco, Puno, Tacna, Arequipa y Moquegua. Así tenemos las siguientes Centrales de las Empresas EGASA, EGEMSA, SAN GABAN, GEPSA, EGESUR Y GEPSA con un total de 393.7 MW de Potencia Firme (se toma como referencia los valores del Cuadro N° 25). Así mismo se tiene en cuenta la

Indisponibilidad de las centrales Hidroeléctricas en construcción según su año de ingreso y ubicación geográfica de acuerdo al Cuadro N°9.

Siendo el año crítico el 2,024 en donde la reserva firme toma valores de 216.4 MW.

**Cuadro N° 50 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Sequia en la Zona Sur del Perú-Crecimiento Pesimista**

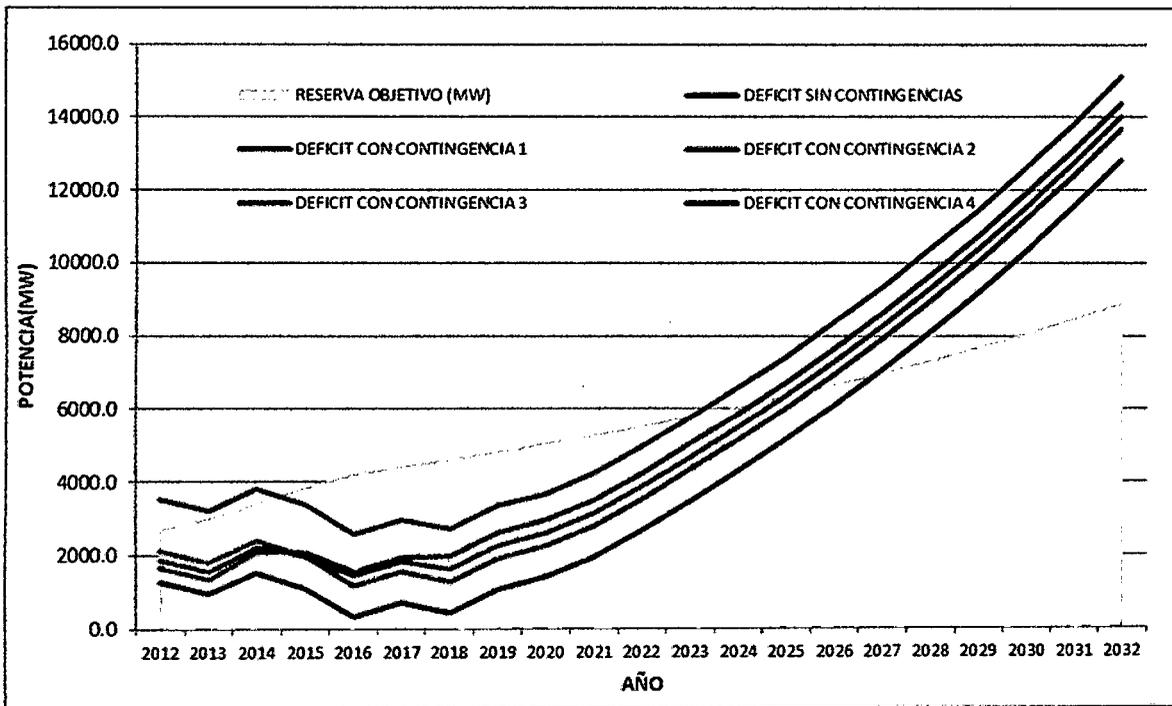
AÑO	CRECIMIENTO PESIMISTA (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA(MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)
2012	5291.0	5438.1	7148.2	6498.0	1059.9	1710.1	16.3%	23.9%	2715.0	1655.1
2013	5875.8	6039.1	8469.2	7718.5	1679.4	2430.1	21.8%	28.7%	3015.0	1335.6
2014	6655.1	6840.1	9101.2	8173.6	1333.5	2261.1	16.3%	24.8%	3414.9	2081.4
2015	7518.8	7727.8	10939.2	9510.6	1782.8	3211.4	18.7%	29.4%	3858.1	2075.3
2016	8207.2	8435.4	12886.2	11084.3	2649.0	4450.8	23.9%	34.5%	4211.4	1562.4
2017	8614.9	8854.4	13136.2	11324.8	2470.5	4281.8	21.8%	32.6%	4420.5	1950.1
2018	9003.1	9253.4	14045.2	11886.4	2633.0	4791.8	22.2%	34.1%	4619.7	1986.7
2019	9413.0	9674.7	14045.2	11886.4	2211.7	4370.5	18.6%	31.1%	4830.1	2618.4
2020	9845.8	10119.5	14385.2	12214.3	2094.8	4265.7	17.2%	29.7%	5052.2	2957.4
2021	10302.8	10589.2	14555.2	12378.3	1789.0	3966.0	14.5%	27.2%	5286.7	3497.6
2022	10785.4	11085.2	14555.2	12378.3	1293.1	3470.0	10.4%	23.8%	5534.3	4241.2
2023	11294.9	11608.9	14555.2	12378.3	769.4	2946.3	6.2%	20.2%	5795.8	5026.4
2024	11832.9	12161.9	14555.2	12378.3	216.4	2393.3	1.7%	16.4%	6071.8	5855.5
2025	12401.0	12745.8	14555.2	12378.3	-367.5	1809.4	-3.0%	12.4%	6363.3	6730.9
2026	13000.9	13362.3	14555.2	12378.3	-984.0	1192.9	-7.9%	8.2%	6671.1	7655.2
2027	13634.3	14013.3	14555.2	12378.3	-1635.0	541.9	-13.2%	3.7%	6996.2	8631.2
2028	14303.1	14700.7	14555.2	12378.3	-2322.4	-145.5	-18.8%	-1.0%	7339.3	9661.8
2029	15009.3	15426.5	14555.2	12378.3	-3048.2	-871.3	-24.6%	-6.0%	7701.7	10749.9
2030	15754.9	16192.9	14555.2	12378.3	-3814.6	-1637.7	-30.8%	-11.3%	8084.3	11898.9
2031	16542.2	17002.1	14555.2	12378.3	-4623.8	-2446.9	-37.4%	-16.8%	8488.3	13112.2
2032	17373.6	17856.6	14555.2	12378.3	-5478.3	-3301.4	-44.3%	-22.7%	8914.9	14393.2

Fuente: Elaboración Propia

**f. INGRESO DE OBRAS PARA COBERTURA DE LA RESERVA FIRME.**

Se tiene en cuenta según la tasa de crecimiento de 5.59% de la cual se presenta la figura N° 42, en la cual se puede observar que la Contingencia 2 aplicada sobre el crecimiento provoca un mayor indisponibilidad de potencia en cualquier instante del periodo analizado (2,012-2,032) en el orden 2,279 MW. Así mismo las indisponibilidades 1,3 y 4 de carácter hidráulica no afectan en demasía a la disponibilidad de Potencia Firme en el Sistema Eléctrico Interconectado.

Figura N° 42 Contingencias aplicadas al crecimiento pesimista



Fuente: Elaboración Propia.

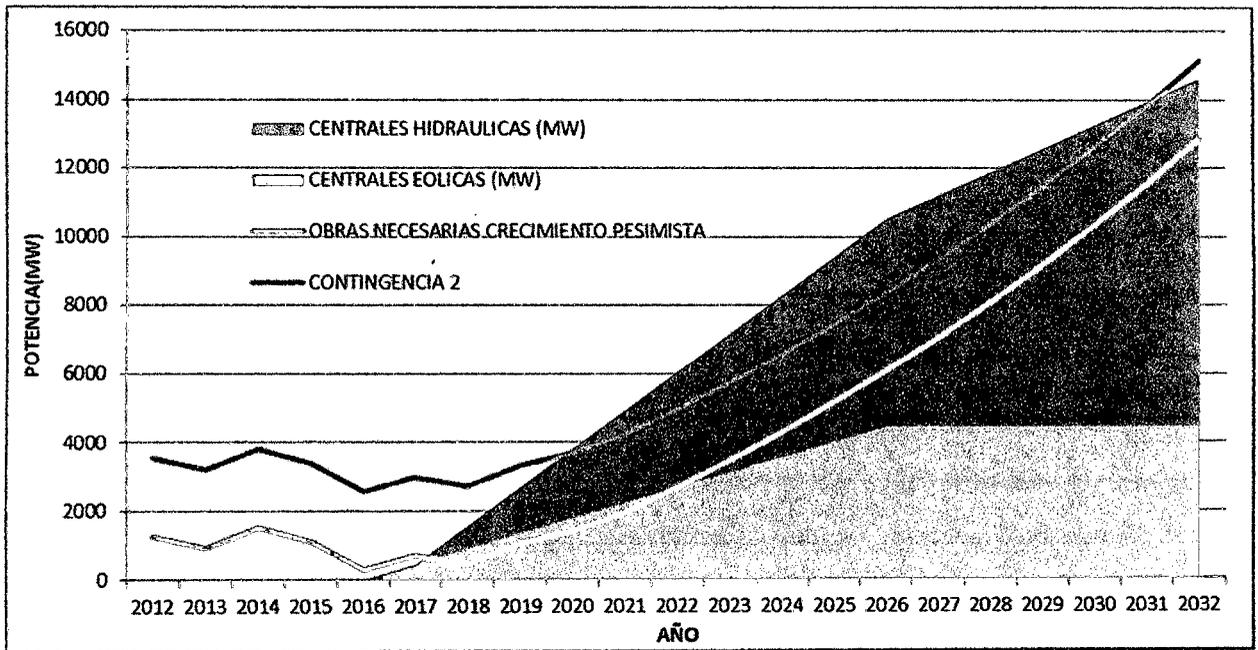
De manera similar al ítem de crecimiento medio se aplica los planes de obras de generación de energía eólica, con una Potencia Firme Anual de 443.1 MW.

Tomando como 25 años un Plan de ingreso de Centrales Hidroeléctricas desde el año 2,017 al año 2,041, se tiene un ingreso anual de Potencia Firme Hidroeléctrica de:

$$Potencia Firme_{HIDROELECTRICA} = \frac{16,934 MW}{25} = 678 MW$$

Se presenta la Figura N° 43 en la cual se proyecta el Plan de obras Eólicas e Hidroeléctricas contempladas en este ítem en función a las obras necesarias en el SEIN para la cobertura de la Contingencia N° 2 (Indisponibilidad del ducto Camisea a Pisco. Notándose que las Obras de generación de energía eólica en los primeros 10 años de análisis de la proyección permiten asegurar la disponibilidad de la Reserva Firme objetivo de 33.3% , mientras que las obras de generación de energía hidráulica construidas permitirán la cobertura de la Potencia Firme del SEIN ante la ocurrencia de la Contingencia2.

Figura N° 43 Inserción de Obras Eólicas e Hidráulicas para la cobertura de la Reserva Firme-  
Crecimiento Pesimista



Fuente: Elaboración Propia.

Se presenta el Cuadro de Proyecciones de la Potencia y Reserva Firme con crecimiento pesimista en el cual se destacan los siguientes periodos:

- Periodo 2,012 al año 2,026 el porcentaje de Reserva Firme se incrementa desde 21.1% a 45.4 %, llegándose a superar el valor del porcentaje de Reserva Firme Objetivo desde el año 2,018.
- Periodo 2,027 al año 2, 032, la Reserva Firme Objetivo se mantiene con un valor superior a 33.3% , en proceso decrecimiento llegando al año 2,032(último periodo de análisis en 37.4%.
- La Confiabilidad del Sistema está garantizada a mediano y largo plazo (20 años) teniendo en cuenta el plan de inserción de obras de generación con energía eólica como base de la reserva firme y el progresivo incremento de la generación de energía con centrales hidroeléctricas.
- En la situación de generación de energía actual, de presentarse la contingencia 2 (Indisponibilidad del ducto de Camisea a Pisco) la cobertura de la Potencia Firme despachada no puede ser cubierta, presentándose un déficit de Reserva y de Generación entre los años 2,013 al año 2,015, con lo cual podría provocarse racionamientos de energía en el orden de 2,779 MW. A partir del año siguiente se

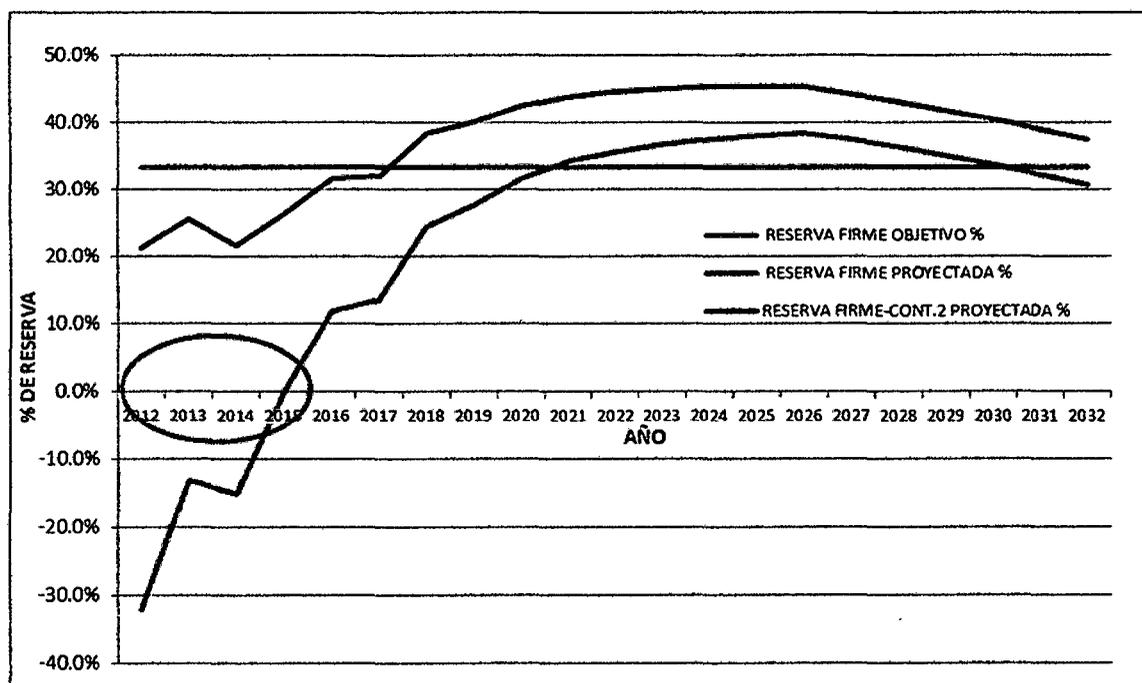
tendrá una Reserva Firme positiva con la cual se puede compensar la presencia de este tipo de contingencia.

Cuadro N° 51 Proyección de la Reserva Firme SEIN –Crecimiento Pesimista

AÑO	CRECIMIENTO PESIMISTA (MW)	RESERVA OBJETIVO (MW)	POTENCIA FIRME DESPACHADA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN PROYECTADA (MW)	RESERVA FIRME PROYECTADA %	POTENCIA FIRME-CONT.2 DESPACHADA (MW)	RESERVA FIRME-CONT.2 PROYECTADA %	RESERVA FIRME OBJETIVO %
2012	5291.0	2715.0	5438.1	6895.0	21.1%	4116.0	-32.1%	33.3%
2013	5875.8	3015.0	6039.1	8115.5	25.6%	5336.5	-13.2%	33.3%
2014	6655.1	3414.9	6840.1	8721.0	21.6%	5942.0	-15.1%	33.3%
2015	7518.8	3858.1	7727.8	10479.7	26.3%	7700.7	-0.4%	33.3%
2016	8207.2	4211.4	8435.4	12338.9	31.6%	9559.9	11.8%	33.3%
2017	8614.9	4420.5	8854.4	13022.5	32.0%	10243.5	13.6%	33.3%
2018	9003.1	4619.7	9253.4	15008.8	38.3%	12229.8	24.3%	33.3%
2019	9413.0	4830.1	9674.7	16129.9	40.0%	13350.9	27.5%	33.3%
2020	9845.8	5052.2	10119.5	17578.9	42.4%	14799.9	31.6%	33.3%
2021	10302.8	5286.7	10589.2	18864.0	43.9%	16085.0	34.2%	33.3%
2022	10785.4	5534.3	11085.2	19985.1	44.5%	17206.1	35.6%	33.3%
2023	11294.9	5795.8	11608.9	21106.2	45.0%	18327.2	36.7%	33.3%
2024	11832.9	6071.8	12161.9	22227.3	45.3%	19448.3	37.5%	33.3%
2025	12401.0	6363.3	12745.8	23348.4	45.4%	20569.4	38.0%	33.3%
2026	13000.9	6671.1	13362.3	24469.5	45.4%	21690.5	38.4%	33.3%
2027	13634.3	6996.2	14013.3	25147.5	44.3%	22368.5	37.4%	33.3%
2028	14303.1	7339.3	14700.7	25825.5	43.1%	23046.5	36.2%	33.3%
2029	15009.3	7701.7	15426.5	26503.5	41.8%	23724.5	35.0%	33.3%
2030	15754.9	8084.3	16192.9	27181.5	40.4%	24402.5	33.6%	33.3%
2031	16542.2	8488.3	17002.1	27859.5	39.0%	25080.5	32.2%	33.3%
2032	17373.6	8914.9	17856.6	28537.5	37.4%	25758.5	30.7%	33.3%

Fuente: Elaboración Propia.

Figura N° 44 Proyección de la Reserva Firme-Crecimiento Pesimista



Fuente: Elaboración Propia.

#### **4.7 DISCUSION DE RESULTADOS:**

##### **4.7.1 REFERENTE A LA CENTRALES DE GENERACION DE ENERGIA:**

- En el Perú se cuenta con 45 centrales Hidroeléctricas con una Potencia Efectiva de 3,126 MW, donde las principales empresas son Electro Perú con 886.1 de Potencia Efectiva Hidroeléctrica con un 28.34% de participación, concentrándose en las Centrales Hidroeléctricas de Mantaro (670.7 de Potencia Efectiva) y Restitución (215.4 MW de Potencia Efectiva) la totalidad de su producción, ubicadas en el Departamento de Huancavelica. Seguidamente la Empresa EDEGEL con 551.2 MW de Potencia Efectiva y la Empresa EGENOR con 374.3 MW de Potencia efectiva, con una participación del 17.63 % y 11.97% respectivamente. El Factor de Planta Global es 76.3% con una energía anual media de 20,894.5 GWh.
- Se cuenta con un total de 4,021.7 MW de Potencia Efectiva generadas por 51 Centrales Termoeléctricas (con Gas Natural, Petróleo Biodiesel, petróleo Residual 6 y Petróleo Residual 500, Carbón, Residuos sólidos urbanos, etanol, bagazo y solares fotovoltaicas). De donde el 80% de la Potencia Efectiva tiene al Gas Natural como fuente de Energía Primaria con un total de 3,217.5 MW (valor que es superior a la potencia efectiva hidráulica).
- La Empresa ENERSUR tiene el 27.1% de la generación termoeléctrica con 1,088.1 MW, seguido por la Empresa EDEGEL con 881.8 MW de Potencia Efectiva con un porcentaje de participación del 21.9 %. La Empresa KALLPA cuenta con la central de Energía de mayor Potencia Efectiva con 850 MW en la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado de Kallpa ubicada en la localidad de Chilca y esta representa el 11.89 % de la Potencia Efectiva del SEIN.
- La mayor empresa de generación del Perú es la Empresa EDEGEL con una participación del 20.05 % ( 1,433 MW), Empresa ENERSUR con 17.14 % (1,224.9 MW), Empresa ELECTROPERU con 15.45 % (1,104.4 MW) y la Empresa KALLPA con 11.89% (850 MW), concentrando entre las 4 Empresas con el 74.53 % De la Potencia Efectiva del Sistema Eléctrico Peruano.

- La Potencia Firme es aquella fracción de la Potencia Efectiva, y es aquella que puede suministrar una Central de generación de energía con toda seguridad durante su despacho a la red, descontando las condiciones de indisponibilidad fortuita. Para el caso de las Centrales Termoeléctricas se tiene en cuenta que el Factor o Tasa de Indisponibilidad es 3.55%, valor tomado del Informe N° 056-2013 GART (Determinación del Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita, vigente para el periodo 2,013-2,017). Siendo la Potencia Firme 3,879.1 MW.
- La Potencia Firme de las Centrales Hidroeléctricas , es función de la Tasa de Indisponibilidad Forzada detallada en el Informe N° 056-2013 GART para cada una de las 45 centrales Hidroeléctricas del Perú , con valores de 3.55% , 3.89 % , 4.23% y 8.6%, con una Potencia Firme Hidroeléctrica de 2,975.8 MW.
- La Potencia Efectiva es de 7,148.22 MW y la Potencia Firme del SEIN es de 6,854.9 MW , las cuales permiten la cobertura de la máxima demanda del SEIN , el cual según valores históricos , en el mes de diciembre del año 2,012 es de 5,291 MW , lo cual debe ser cubierto incluyendo las pérdidas en la red de transmisión lo cual representa un total de 5,438.09 MW , conocida como la Potencia Firme despachada.
- La Reserva firme de generación para el mes de diciembre del 2,012 es de 17.4 % y la Reserva Total es igual a 23.9%, siendo la Reserva Firme Objetivo el valor de 33.5%, existiendo un déficit de 16.1 % de Reserva Firme.
- En el orden de despacho de energía en la hora de máxima demanda (en las horas punta), el cual se realiza en función a la potencia firme de cada central de energía, en donde las centrales hidroeléctricas contribuyen con 2,975.8 MW. Mientras que las centrales Termoeléctricas se ubican en función a sus Costos variables totales, con la característica que las Centrales Termoeléctricas con Gas natural operan en forma alternada en ciertas zonas debido a su gran capacidad de generación (Chilca, Lima, Talara y Aguaytia). Las centrales de Cogeneración y RER (con bagazo y RSU) tienen prioridad en el despacho, mientras que las Centrales Solares no operan durante este

periodo del tiempo (noche). Con lo cual según el Cuadro N° 28 la Central Grupo Diesel Piura margina en el SEIN, siendo la última central de energía en entrar en operación.

- Dentro de la Reserva Firme en la hora punta se cuenta con Centrales con Gas Natural en 991.3 MW, y centrales que operan con Biodiesel, Petróleo Residual 500 y Petróleo Residual 500.

#### **4.7.2 REFERENTE A LA SERIE DE TIEMPO ACTUAL:**

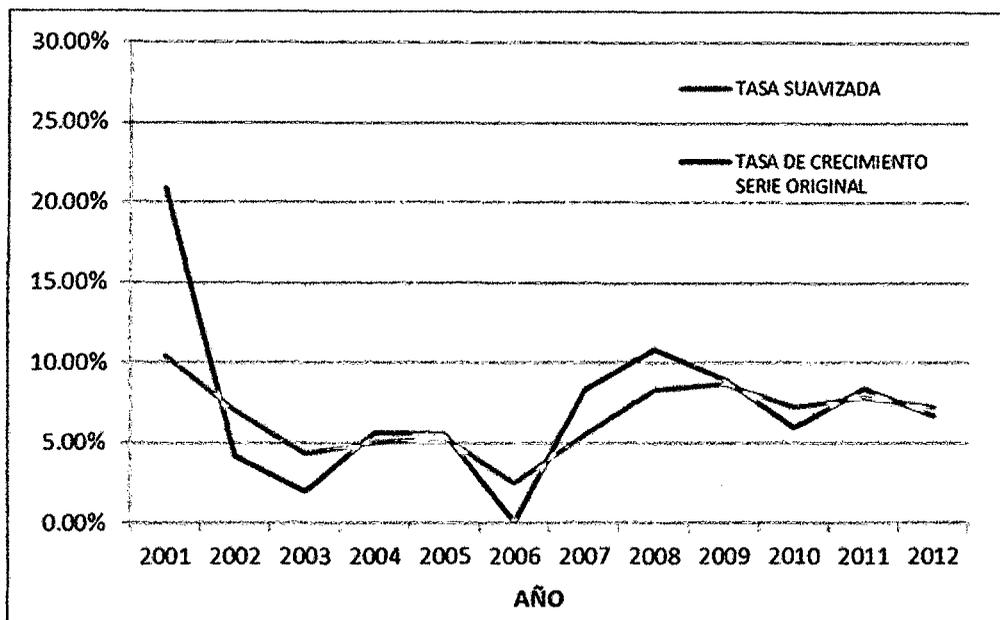
- La Evaluación se realiza en función a los valores de la serie de tiempo del Cuadro N° 29 en la cual la Potencia (Efectiva y Firme) han tenido un continuo crecimiento desde 4,383 a 7,148 MW para la Potencia Efectiva y desde 4,212.1 a 6,894.9 MW para la Potencia Firme del SEIN. Salvo entre los años 2,003 y 2,004 en el cual hubo ligero descenso de las Potencias.
- La Máxima demanda del SEIN se ha incrementado año a año, desde 2,792 MW hasta 5,291.0 MW en el año 2,012, habiéndose incrementado vertiginosamente desde el año 2,006 a la fecha. Mientras que las pérdidas técnicas en la red de transmisión han variado desde 1.81% hasta un valor máximo de 2.78%( Año 2,012).Así mismo la Potencia Firme despachada (que la Potencia generada para poder cubrir la máxima demanda y las perdidas en la red de transmisión) se ha incrementado desde 2,856.5 a 5,438.1 MW.
- La Reserva Total desde un valor de 34.8% ha variado y decrecido hasta un valor de 23.9%. Con respecto a la Reserva Firme ha tenido valores inferiores al valor de la Reserva Firme Objetivo de 33.3%, variando desde 32.2% hasta 21.1%, se indica que en este periodo de descenso un ligero aumento de Reserva Firme entre los años 2,006 a 2,007 y posteriormente el año 2,010, esto se explica con el ingreso de las Centrales Termoeléctricas con Gas Natural.
- Se ha tenido un déficit de reserva firme desde 1.1% hasta un valor máximo de 15.4% ocurrido el año 2,011.

#### **4.7.3 REFERENTE A LA TECNICA DE SUAVIZAMIENTO DE LA SERIE DE TIEMPO.**

- Se aplicó la técnica de suavizamiento exponencial con la finalidad de poder encontrar una tasa de crecimiento que permita absorber los valles y picos de la serie de tiempo

analizada 2,001 al 2,012, encontrándose una notable diferencia con la tasa promedio de crecimiento de la serie de tiempo original, el cual es de 0.71% (Tomando os resultados del Cuadro N° 31).

Figura N° 45 Tendencia entre la Tasa de Crecimiento Real y Suavizada de la Demanda



Fuente: Elaboración Propia

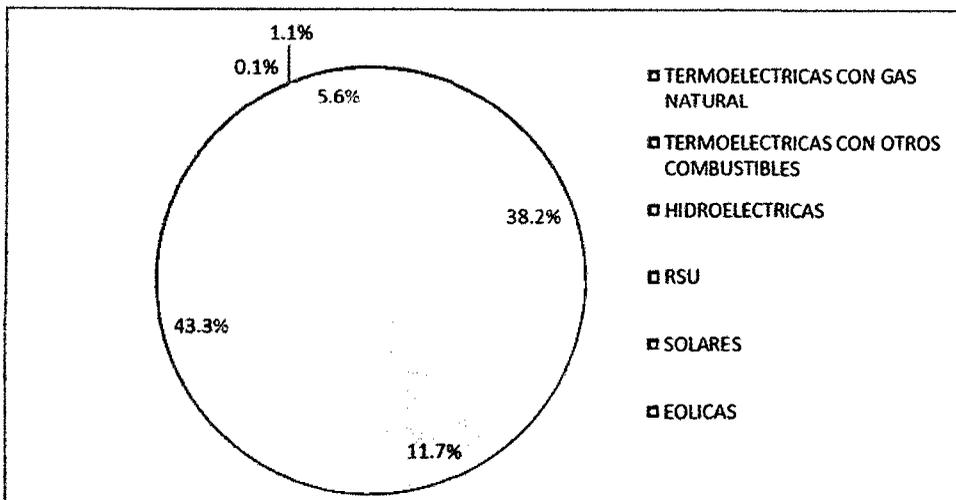
- En función a la tasa de crecimiento suavizada de la demanda se proyectaron 3 escenarios de crecimiento de la demanda, crecimiento medio con 6.59% (tasa de crecimiento suavizada de la demanda) , crecimiento pesimista con 5.59%( 1% menos a la tasa de crecimiento suavizada) y crecimiento optimista de la demanda con 7.59% (1% más a la tasa de crecimiento suavizada)- Se hace mención que la demanda proyectada realizada hacia el año 2,032 ( Horizonte de estudio de 20años )permite un análisis de corto ,mediano y largo plazo dela demanda actual , también llamada demanda vegetativa.
- El pronóstico de la demanda vegetativa para el año 2,032 presenta una diferencia de 7,151 MW (entre la demanda con crecimiento pesimista y la demanda optimista, según la figura N° 31)
- Teniendo en cuenta así mismo las nuevas demandas o cargas importantes de obras del sector minero se insertaron según el año previsto para su ingreso en los resultados de la demanda proyectada hacia el año 2,032, consiguiéndose una demanda proyectada

total que contempla la demanda actual(demanda vegetativa) y las nuevas cargas importantes.

#### **4.7.4 REFERENTE A LA PROYECCION DE LA OFERTA DE ENERGIA:**

- En función a la estadística de la Potencia disponible y la relación de obras nuevas de generación de energía (en función a su año previsto de ingreso al sistema) se obtenido pronósticos de Potencia Efectiva para cada año hasta el 2,022, notándose que tan solo se cuenta con un plan previsto de obras máximo de 5 años ( a corto plazo) , mas no se cuenta con un plan efectivo a mediano plazo. Se cuenta con un plan de estudio de obras en estudio para obras de centrales hidroeléctricas con un total de 17,791 MW (los cuales incluyen grandes Centrales Hidroeléctricas tal como la CH Rentema de 1,500 MW) , CH de Vizcatan de 81,550 MW , CH de Paquitzapango de 1,379 MW y la CH de Sumabeni 1,054 MW, las cuales son megaproyectos de generación hidroeléctrica que tienen la probabilidad de ser viables técnicamente pero con grandes efectos sobre el ecosistema tal como se contempló en el estudio de la CH de Inambari de 1,500 MW, a través de esto la central fue declarada inviable).
- Se contempló también en la Proyección de la Oferta de Generación los 4,655 MW de los Estudios definitivos de Centrales Eólicas, los cuales en si han determinado el tamaño de las centrales eólicas por cada proyecto en estudio, estos aun no cuentan con autorización para construcción, esto básicamente por un problema de congestión en la red de transmisión, y por factores de carácter administrativo no identificados plenamente.
- Para el año 2,022 periodo hasta donde se cuentan las últimos proyectos de generación en construcción se tiene a un la fuerte contribución de las centrales Termoeléctricas con Gas Natural en la contribución de la Potencia Efectiva. Según la figura N° 34 para el año 2,022 se debe tener la siguiente distribución :

Figura N° 46 Pronóstico de la distribución de la Fuente de generación para el año 2,022

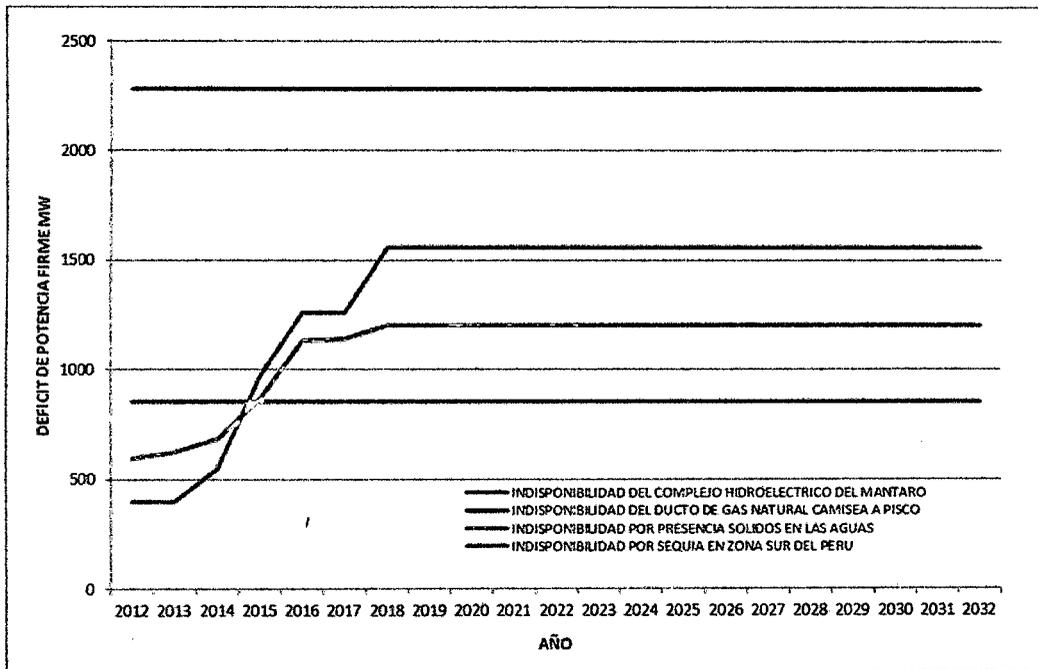


Fuente: Elaboración Propia

#### 4.7.5 REFERENTE A LAS CONDICIONES DE CRECIMIENTO MEDIO:

- En función a las consideraciones del ítem 4.6, se han proyectado los tres casos de estudio de crecimiento de la demanda.
- Se toma base el crecimiento medio de la demanda sin contingencias, de donde se puede concluir que debido a la falta de un plan de obras a mediano y largo plazo con estudio de obras de generación a construir la reserva firme de generación decae totalmente el año 2,024 , presentándose futuros problemas de racionamiento al momento de cobertura de la máxima demanda con un déficit de Potencia Firme de 6,696.3 MW en el SEIN, valor con el cual se podría alcanzar el valor de la Reserva Firme Objetivo de 33.3%.
- Aplicando la existencia en cualquier instante de tiempo de una de las 4 contingencias contempladas, se denota que la Indisponibilidad del ducto de Gas Natural de Camisea Pisco contempla una carencia de 2,279 MW de Potencia Firme, valor muy superior al resto de contingencias.

Figura N° 47 Déficit de Potencia Firme ante presencia de Contingencias



Fuente: Elaboración Propia

- La Contingencia 2 provoca fuertes problemas en nuestro parque de generación a corto plazo (periodo contemplado entre los años 2,013 al año 2,015), debido a déficit de Potencia Firme con los siguientes valores según el Cuadro N° 36.

Año 2,013 = -757 MW

Año 2,014 = -1,013.5 MW

Año 2,015 = -210.8 MW .

A partir del año 2,016 la Potencia Firme del SEIN es superior a la Potencia Firme despachada (Año 2,016 en 864.8 MW).

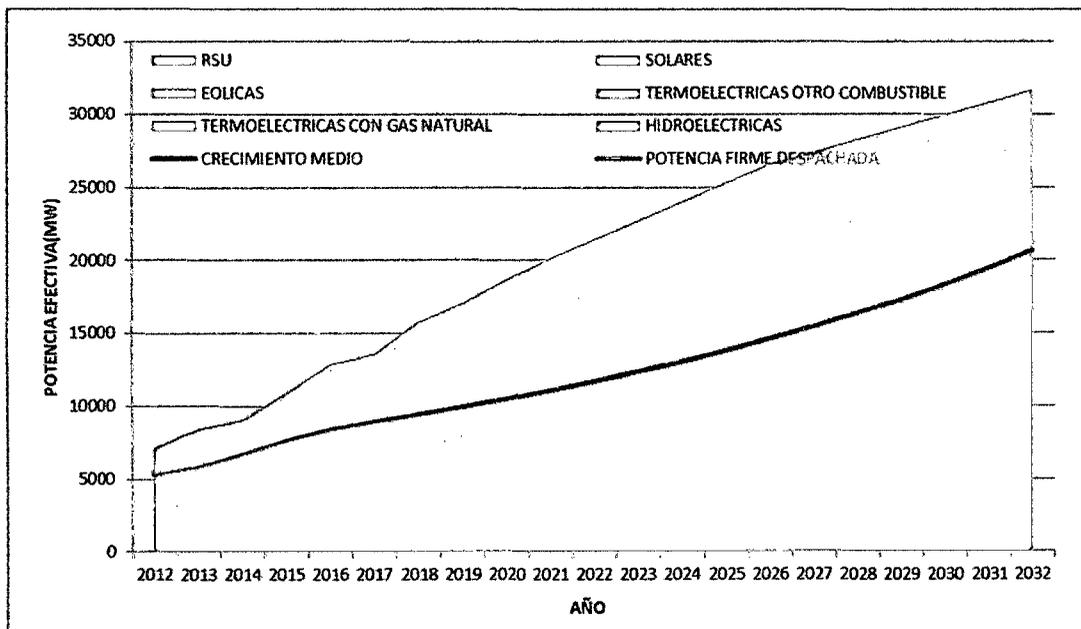
Luego a partir del año 2,023 se presenta el déficit progresivo de la reserva Firme.

- A corto plazo la contingencia 1 provoca una reducción de la Potencia Firme hasta un valor de 11.5% el año 2,013, mientras que las contingencias 3 y 4 (que son de carácter climático: lluvias y sequía) presentan los valores más bajos de la Reserva Firme para el año 2,014 con 13.5 y 14.9 % respectivamente.
- Un Plan de Obras de Generación contemple la ejecución de los Estudios definitivos de las centrales Eólicas ( 4,655 de Potencia Efectiva) en un programa de 10 años con un

ingreso anual de 443.1 MW de Potencia Firme desde el año 2,017 y con un plan de obras de Centrales Hidroeléctricas en un plazo de 20 años desde el año 2,018 con 846.7 MW anualmente, permite dar una sostenibilidad al sistema Eléctrico Principal del Perú en un mediano y largo plazo, superando el valor de la Reserva Firme Objetivo de 33.3% (desde el año 2,018 a 2,031) y manteniendo aun con una Reserva firme con valores aceptables en este periodo de tiempo analizado.

- La distribución de la Potencia firme de generación se presenta en la siguiente figura.

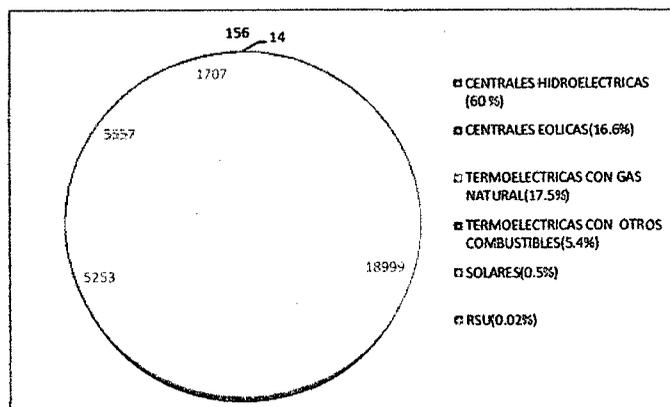
Figura N° 48 Proyección de la Potencia Efectiva por Fuente de Generación al año 2,032



Fuente: Elaboración Propia

De donde concluye que la distribución de Potencias Efectivas para un pronóstico del año 2,032 es:

Figura N° 49 Pronóstico de la distribución de la Fuente de generación para el año 2,032



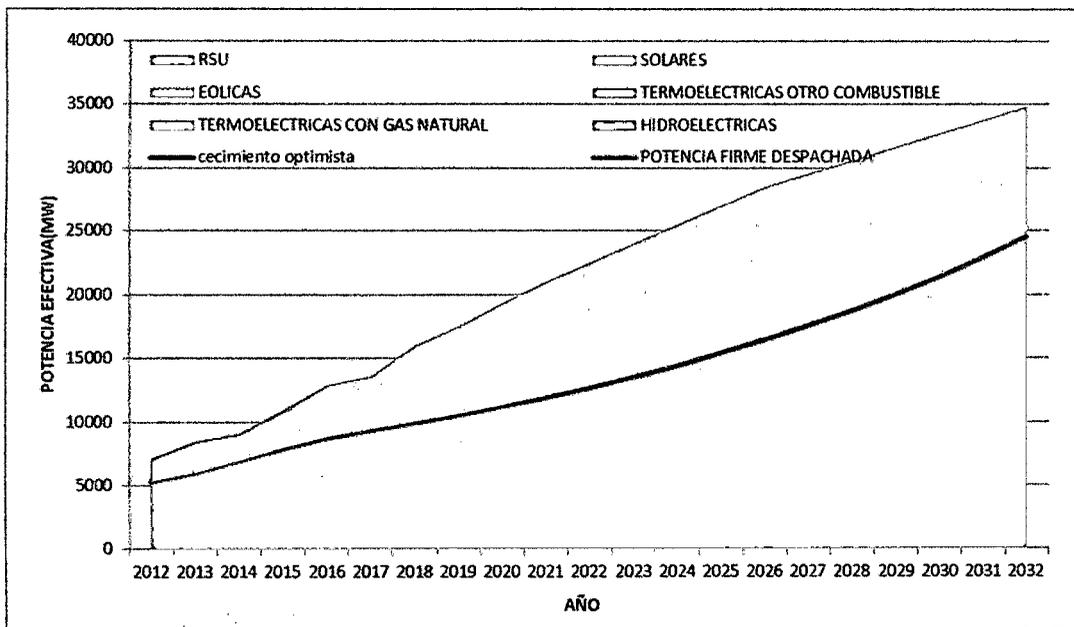
Fuente: Elaboración Propia

#### **4.7.6 REFERENTE A LAS CONDICIONES DE CRECIMIENTO OPTMISTA:**

- Para una tasa de crecimiento de la demanda de 7.59 %, sin contingencias, de donde se puede concluir que debido a la falta de un plan de obras a mediano y largo plazo con estudio de obras de generación a construir la reserva firme de generación decae totalmente el año 2,023 , presentándose futuros problemas de racionamiento al momento de cobertura de la máxima demanda con un déficit de Potencia Firme de 6,868.2 MW en el SEIN, valor con el cual se podría alcanzar el valor de la Reserva Firme Objetivo de 33.3%.
- La Contingencia 2 provoca fuertes problemas en nuestro parque de generación a corto plazo (periodo contemplado entre los años 2,013 al año 2,015), debido a déficit de Potencia Firme con los siguientes valores según el Cuadro N° 42.  
Año 2,013 = -321.4 MW  
Año 2,014 = - 629.9 MW  
A partir del año 2,015 la Potencia Firme del SEIN es superior a la Potencia Firme despachada (Año 2,015 en 102.1 MW).  
Luego a partir del año 2,021 se presenta el déficit progresivo de la reserva Firme.
- A corto plazo la contingencia 1 provoca una reducción de la Potencia Firme hasta un valor de 10.1% el año 2,014, mientras que las contingencias 3 y 4 (que son de carácter climatológico: lluvias y sequía) presentan los valores más bajos de la Reserva Firme para el año 2,014 con 12.0 % y 13.5 % respectivamente.
- Un Plan de Obras de Generación contemple la ejecución de los Estudios definitivos de las centrales Eólicas ( 4,655 de Potencia Efectiva) en un programa de 10 años con un ingreso anual de 443.1 MW de Potencia Firme desde el año 2,017 y con un plan de obras de Centrales Hidroeléctricas en un plazo de 16 años desde el año 2,018 con 1,058.4 MW anualmente , permite dar una sostenibilidad al sistema Eléctrico Principal del Perú en un mediano y largo plazo, superando el valor de la Reserva Firme Objetivo de 33.3% (desde el año 2,018 a 2,029) y manteniendo aun con una Reserva firme con valores aceptables en este periodo de tiempo analizado ,hasta valores de 26.4 % y 19.9 % de presentarse los casos crecimiento optimista de la demanda sin contingencia y con ocurrencia de la contingencia 2.

- La distribución de la Potencia firme de generación se presenta en la siguiente figura, con la característica de que la Potencia de las Centrales Hidroeléctricas supera los 20, 000 MW.

Figura N° 50 Proyección de la Potencia Efectiva por Fuente de Generación al año 2,032

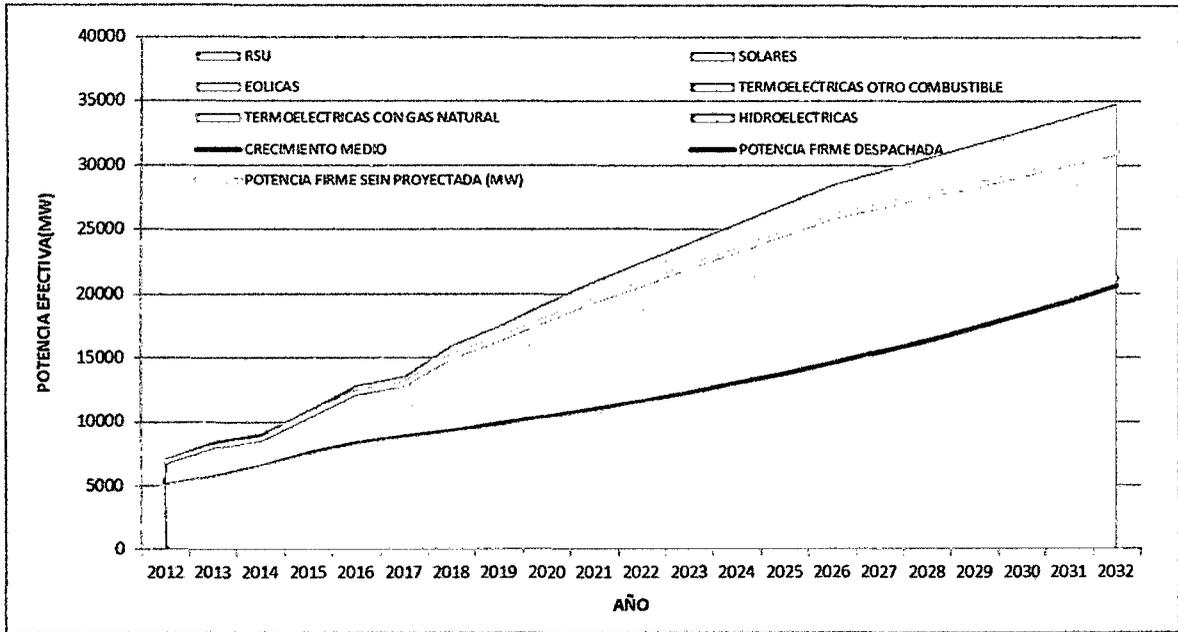


Fuente: Elaboración Propia

Se presenta una figura con el crecimiento medio de la demanda con el Plan de obras del Crecimiento Optimista, en el cual se puede observar existe un sustancial margen de reserva firme.

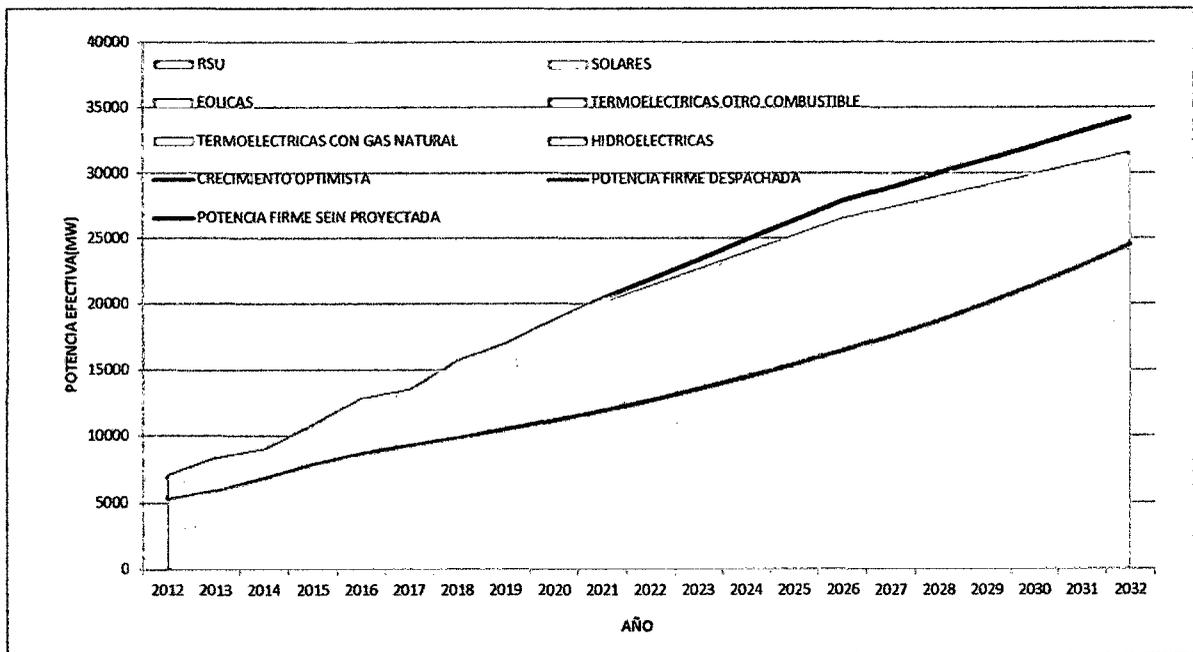
Asimismo si se presenta el crecimiento optimista de la demanda con el Plan de Obras de Crecimiento Medio de la demanda observándose periodos en el cual la Potencia Firme en el SEIN proyectada es mayor a la Potencia efectiva de todas las Centrales de Energía disponibles para esos periodos de tiempo proyectado, con el cual la Reserva Firme es menor al valor objetivo de 33.5%.

**Figura N° 51 Proyección de la Potencia Efectiva con Plan de Obras de Crecimiento Optimista con la Proyección del crecimiento medio de la demanda para el año 2,032**



Fuente: Elaboración Propia

**Figura N° 52 Proyección de la Potencia Efectiva con Plan de Obras de Crecimiento Medio con la Proyección del crecimiento optimista de la demanda para el año 2,032**



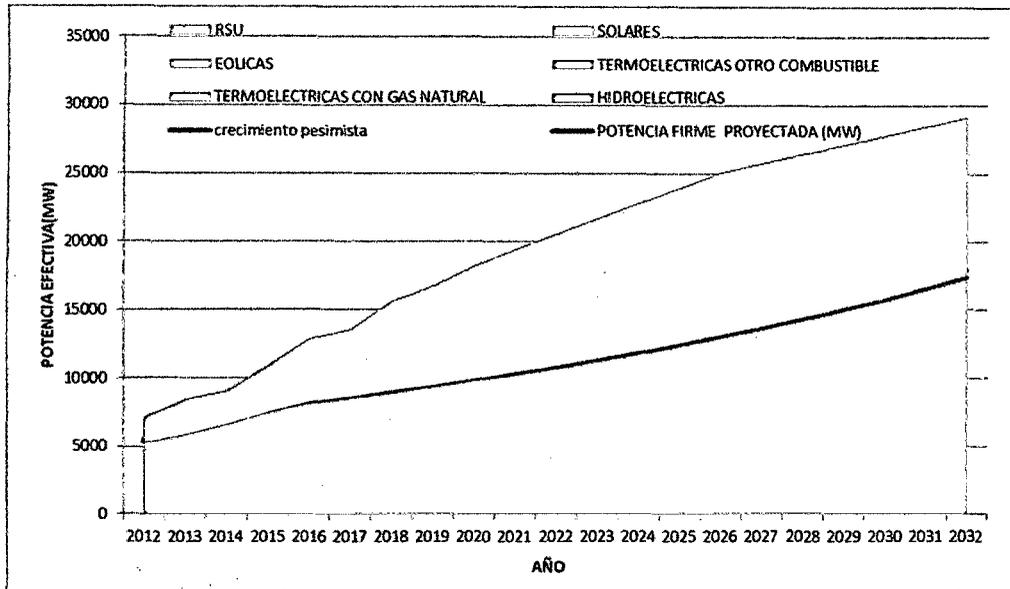
Fuente: Elaboración Propia

#### **4.7.7 REFERENTE A LAS CONDICIONES DE CRECIMIENTO PESIMISTA:**

- Para una tasa de crecimiento de la demanda de 5.59 %, sin contingencias, de donde se puede concluir que debido a la falta de un plan de obras a mediano y largo plazo con estudio de obras de generación a construir la reserva firme de generación decae totalmente el año 2,027 , presentándose futuros problemas de racionamiento al momento de cobertura de la máxima demanda con un déficit de Potencia Firme de 7,073 MW en el SEIN, valor con el cual se podría alcanzar el valor de la Reserva Firme Objetivo de 33.3%.
- La Contingencia 2 provoca fuertes problemas en nuestro parque de generación a corto plazo (periodo contemplado entre los años 2,013 al año 2,014), debido a déficit de Potencia Firme con los siguientes valores según el Cuadro N° 48.  
Año 2,013 = - 202.6 MW  
Año 2,014 =- 398 MW  
A partir del año 2,015 la Potencia Firme del SEIN es superior a la Potencia Firme despachada (Año 2,015 en 472.8 MW).  
Luego a partir del año 2,024 se presenta el déficit de la reserva Firme.
- A corto plazo la contingencia 1 provoca una reducción de la reserva Firme hasta un valor de 13.1% el año 2,014, mientras que las contingencias 3 y 4 (que son de carácter climatológico: lluvias y sequia) presentan los valores más bajos de la Reserva Firme para el año 2,014 con 14.9 % y 16.3 % respectivamente.
- Un Plan de Obras de Generación contemple la ejecución de los Estudios definitivos de las centrales Eólicas ( 4,655 de Potencia Efectiva) en un programa de 10 años con un ingreso anual de 443.1 MW de Potencia Firme desde el año 2,017 y con un plan de obras de Centrales Hidroeléctricas en un plazo de 25 años desde el año 2,018 con 678 MW anualmente , permite dar una sostenibilidad al sistema Eléctrico Principal del Perú en un mediano y largo plazo, superando el valor de la Reserva Firme Objetivo de 33.3% (desde el año 2,018 a 2,031).

- La distribución de la Potencia firme de generación se presenta en la siguiente figura, con la característica de que la Potencia de las Centrales Hidroeléctricas supera los 20,000 MW.

Figura N° 53 Proyección de la Potencia Efectiva por Fuente de Generación al año 2,032



Fuente: Elaboración Propia

4.7.8 Finalmente se presenta el Plan de Obras del crecimiento de la medio de la demanda con la proyección de la demanda media, optimista y pesimista hacia el año 2,032, en la cual se visualiza el valor de la reserva firme para cada caso.

El Plan de Obras de crecimiento de la demanda media, con obras de Centrales Eólicas y Centrales Hidroeléctricas contempladas para ese caso permiten tener una sostenibilidad del sistema a mediano plazo, e inclusive en el caso más crítico el cual es en el año 2,031 (largo plazo con una Reserva Firme de 18.9 %) en el resto de periodos de tiempo de mediano plazo la reserva firme supera notablemente el valor objetivo de 33.5%.

Mientras que ocurriese la Contingencia 2 (Indisponibilidad del ducto de Gas Natural Camisea a Pisco), el caso más crítico el cual es el crecimiento optimista de la demanda vería afectado el valor objetivo de la Reserva Objetivo, pero con valores sostenibles de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado. Sería por lo tanto conveniente anillar la red de transporte de gas natural a futuro para evitar esta contingencia.

Cuadro N° 52 Reserva Firme de Crecimientos de la Demanda media, pesimista y optimista en función a la Potencia Firme SEIN proyectada con crecimiento medio de la demanda

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO (MW)	POT.FIRME CREC. MEDIO DESPACHADA (MW)	POT.FIRME CREC.OPT. DESPACHADA (MW)	POT.FIRME CREC. PESIM. DESPACHADA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN PROYECTADA (MW)	RESERVA FIRME CRECIMIENTO MEDIO	RESERVA FIRME CRECIMIENTO OPTIMISTA	RESERVA FIRME CRECIMIENTO PESIMISTA
2012	5291.0	5438.1	5438.1	5438.1	6895.0	21.1%	21.1%	21.1%
2013	5928.7	6093.5	6147.9	6039.1	8115.5	24.9%	24.2%	25.6%
2014	6767.3	6955.5	7071.9	6840.1	8721.0	20.2%	18.9%	21.6%
2015	7697.5	7911.5	8098.6	7727.8	10479.7	24.5%	22.7%	26.3%
2016	8459.9	8695.1	8962.3	8435.4	12338.9	29.5%	27.4%	31.6%
2017	8950.0	9198.8	9556.4	8854.4	13022.5	29.4%	26.6%	32.0%
2018	9429.7	9691.9	10151.5	9253.4	15177.5	36.1%	33.1%	39.0%
2019	9941.1	10217.5	10791.7	9674.7	16467.3	38.0%	34.5%	41.2%
2020	10486.2	10777.7	11480.5	10119.5	18085.0	40.4%	36.5%	44.0%
2021	11067.1	11374.8	12221.6	10589.2	19538.8	41.8%	37.4%	45.8%
2022	11686.4	12011.3	13018.9	11085.2	20828.6	42.3%	37.5%	46.8%
2023	12346.5	12689.7	13876.7	11608.9	22118.4	42.6%	37.3%	47.5%
2024	13050.0	13412.8	14799.7	12161.9	23408.2	42.7%	36.8%	48.0%
2025	13799.9	14183.6	15792.7	12745.8	24698.0	42.6%	36.1%	48.4%
2026	14599.3	15005.2	16861.1	13362.3	25987.8	42.3%	35.1%	48.6%
2027	15451.3	15880.9	18010.5	14013.3	26834.5	40.8%	32.9%	47.8%
2028	16359.5	16814.3	19247.2	14700.7	27681.2	39.3%	30.5%	46.9%
2029	17327.5	17809.2	20577.8	15426.5	28527.9	37.6%	27.9%	45.9%
2030	18359.3	18869.7	22009.4	16192.9	29374.6	35.8%	25.1%	44.9%
2031	19459.2	20000.1	23549.6	17002.1	30221.3	33.8%	22.1%	43.7%
2032	20631.5	21205.0	25206.7	17856.6	31068.0	31.7%	18.9%	42.5%

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 53 Reserva Firme de Crecimientos de la Demanda media, pesimista y optimista en función a la Potencia Firme SEIN proyectada con crecimiento medio de la demanda con ocurrencia de la Contingencia 2.

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO (MW)	POT.FIRME CREC. MEDIO DESPACHADA (MW)	POT.FIRME CREC.OPT. DESPACHADA (MW)	POT.FIRME CREC. PESIM. DESPACHADA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN C2 PROYECTADA (MW)	RESERVA FIRME CRECIMIENTO MEDIO	RESERVA FIRME CRECIMIENTO OPTIMISTA	RESERVA FIRME CRECIMIENTO PESIMISTA
2012	5291.0	5438.1	5438.1	5438.1	4116.0	-32.1%	-32.1%	-32.1%
2013	5928.7	6093.5	6147.9	6039.1	5336.5	-14.2%	-15.2%	-13.2%
2014	6767.3	6955.5	7071.9	6840.1	5942.0	-17.1%	-19.0%	-15.1%
2015	7697.5	7911.5	8098.6	7727.8	7700.7	-2.7%	-5.2%	-0.4%
2016	8459.9	8695.1	8962.3	8435.4	9559.9	9.0%	6.3%	11.8%
2017	8950.0	9198.8	9556.4	8854.4	10243.5	10.2%	6.7%	13.6%
2018	9429.7	9691.9	10151.5	9253.4	12398.5	21.8%	18.1%	25.4%
2019	9941.1	10217.5	10791.7	9674.7	13688.3	25.4%	21.2%	29.3%
2020	10486.2	10777.7	11480.5	10119.5	15306.0	29.6%	25.0%	33.9%
2021	11067.1	11374.8	12221.6	10589.2	16759.8	32.1%	27.1%	36.8%
2022	11686.4	12011.3	13018.9	11085.2	18049.6	33.5%	27.9%	38.6%
2023	12346.5	12689.7	13876.7	11608.9	19339.4	34.4%	28.2%	40.0%
2024	13050.0	13412.8	14799.7	12161.9	20629.2	35.0%	28.3%	41.0%
2025	13799.9	14183.6	15792.7	12745.8	21919.0	35.3%	27.9%	41.9%
2026	14599.3	15005.2	16861.1	13362.3	23208.8	35.3%	27.4%	42.4%
2027	15451.3	15880.9	18010.5	14013.3	24055.5	34.0%	25.1%	41.7%
2028	16359.5	16814.3	19247.2	14700.7	24902.2	32.5%	22.7%	41.0%
2029	17327.5	17809.2	20577.8	15426.5	25748.9	30.8%	20.1%	40.1%
2030	18359.3	18869.7	22009.4	16192.9	26595.6	29.0%	17.2%	39.1%
2031	19459.2	20000.1	23549.6	17002.1	27442.3	27.1%	14.2%	38.0%
2032	20631.5	21205.0	25206.7	17856.6	28289.0	25.0%	10.9%	36.9%

Fuente: Elaboración Propia

**CONCLUSIONES**  
**Y**  
**RESULTADOS**

## CONCLUSIONES

1. La Oferta de Generación en el Sistema Interconectado Nacional está compuesto por un total de 96 centrales de generadoras de energía con una Potencia Efectiva de 7,148.2 , repartidas en 45 Centrales Hidroeléctricas con una Potencia Efectiva de 3,126.5 MW que representan el 43.74% y 51 Centrales Termoeléctricas con una Potencia Efectiva de 4,021.7 MW que representan el 56.26 % , con lo cual el parque de generación en el Perú al año 2,012 es mayoritariamente térmico, con una gran influencia del gas natural con un total de 3,217.5 MW que representa el 45 % del total de la Potencia Efectiva de generación del Perú.
2. La Máxima Demanda del Sistema Eléctrico Interconectado se ha incrementado desde el año 2,001 hasta el año 2,012 en 2,792 MW a 5,212 MW. Siendo para el Año la potencia Firme despachada de 5,438 MW, mediante la cual se cubre la máxima demanda del Sistema Eléctrico Interconectado y las perdidas promedio por transmisión ( 2.78 % de la Máxima Demanda).
3. La Potencia Firme del S.E.I.N fue en el año 2,012 de 6,854.9 MW , obteniéndose una Reserva Firme de 1,146.8 MW , lo que representa un 17% de la Potencia Firme Despachada, mientras que la Reserva Firme Objetivo del sistema igual a 33.5%, habiéndose reducido el valor de la Reserva Firme progresivamente desde un valor de 32.2% (Año 2,001).
4. Aplicando la técnica de suavizamiento exponencial de la serie de tiempo de la demanda analizada, se ha obtenido una tasa de crecimiento de 6.59% , valor que permite absorber los valles y picos de la serie de tiempo , del cual su tasa de crecimiento a través de un promedio aritmético es de 7.3 %. Proyectándose en función de la tasa de Crecimiento suavizada la serie de tiempo de la demanda en 3 escenarios de crecimiento: Crecimiento medio con una tasa de crecimiento de 6.59%, Crecimiento Optimista con una tasa de crecimiento de 7.59% y Crecimiento Pesimista con una tasa de crecimiento de 5.59%.

5. Se ha proyectado la demanda vegetativa con inclusión de las cargas especiales de los grandes proyectos mineros hacia el año 2,032, obteniéndose un pronóstico para ese año de 20,631.5 MW( largo plazo) y para el año 2,022 de 11,686.4 MW (mediano plazo). Así mismo se ha proyectado la Potencia Efectiva actual insertando las Obras con tiempo previsto para entrar a operar, llegando al año 2,022 una Potencia Efectiva de 14,555 MW a partir de Centrales Hidroeléctricas, Termoeléctricas con Gas Natural, Eólicas, Solares y de Residuos Sólidos Urbanos.
6. Analizando la proyección del crecimiento medio de la demanda prevé un déficit del parque de generación para el año 2,025 , con un déficit de Reserva Firme, mientras que desde el año 2,017 déficit de Potencia se incrementa progresivamente
7. La Indisponibilidad del ducto de gas Natural desde Camisea a Pisco, es la contingencia de mayor relevancia que afecta a la sostenibilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional afectando con una Potencia firme igual a 2,279 MW , provocando esta contingencia un déficit de generación a corto plazo( 2,013 a 2,015) y desde el año 2,021 hacia el largo plazo. Mientras que la ocurrencia de las otras contingencias provocan una reducción de la Reserva Firme la cual sigue tomando valores positivos.
8. Se necesita aplicar un Plan de obras que contemple la construcción y operación de Centrales Eólicas desde el año 2,017, en un periodo de 10 años con un total de 4,431 MW de Potencia Firme, insertando anualmente al SEIN un total de 443.1 MW, asimismo este Plan de Obras contempla la construcción y operación de Centrales Hidroeléctricas desde el año 2,018, en un periodo de 20 años con un total de 16,934 MW de Potencia Firme, insertando anualmente al Sistema 846.7 MW.
9. La Aplicación de un Plan de Obras teniendo en cuenta el crecimiento medio de la demanda permite una sostenibilidad del Sistema Eléctrico interconectado Nacional, manteniendo una Reserva Firme en el mediano y largo plazo en un valor superior al de la Reserva Firme Objetivo el cual es 33.5% , siendo favorable también este valor con el crecimiento optimista de la demanda entre los años 2,019 y 2,026. Aun así con la aplicación de la contingencia 2, la sostenibilidad del SEIN operara con valores de

Reserva Firme superiores a 18%. Mientras que esta ultima afecta notablemente al sistema de generación de ocurrirse entre los años 2,013 a 2,015.

## RECOMENDACIONES

1. Como extensión a este estudio sería conveniente analizar una contingencia en el SEIN que involucre la ruptura de los sistemas de transmisión principales, tal como la línea de 220 kV de Mantaro a Socabaya y la línea de 550kV desde Chilca a Montalvo (Arequipa) , a través de la cual el subsistema eléctrico sur se aislaría del SEIN. Otro caso sería la ruptura de la línea de transmisión de 500 kV de Chimbote a Paramonga que aislaría al subsector eléctrico norte del SEIN.
2. Sería adecuado un estudio para el reforzamiento de o construcción de un segundo ducto paralelo al actual para el transporte del Gas Natural desde Camisea a Pisco, y además el anillamiento de la Red de Gas Natural , aprovechando la próxima construcción del Gasoducto Sur (desde Camisea hasta Tacna) la cual podría enlazarse con la Red Principal de transporte desde Pisco a Tacna.
3. El estudio de nuevas obras de generación deben incluir la viabilidad de proyectos de generación de energía con centrales solares fotovoltaicas, centrales geotérmicas y centrales nucleares , y aprovechar aún más el potencial de Energía Eólica aun sin estudios definitivos.
4. La promoción de la cogeneración, como método para el uso eficiente de la energía, así como el incentivo de la micro generación de energía a través de la energía distribuido , contempla la posibilidad de solución a mediano plazo para la sostenibilidad del SEIN , a través de la construcción de microcentrales de energía insertadas a la red principal de transmisión del Perú.

5. La Escuela Académico Profesional de Ingeniería en Energía debe poseer una cartera de estudios de planificación de la energía y debe participar como agente de cambio y de opinión técnica para el desarrollo de programas de energía a corto , mediano y largo plazo , tal como lo es este estudio de Reserva Firme.

# **BIBLIOGRAFIA**

- Anaya Morales : Determinantes del Precio Spot de Generacion Tesis para optar la Maestría en Regulación Energética. Ediciones PUC. 2011.69 pp.
- COES-SINAC : Estadísticas de operación 2011 en el Sistema Interconectado Nacional. Ediciones COES. 2012. 99 pp.
- DAMMERT/MOLINELLI : Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano. Editorial de OSINERGMIN .Perú. 2006.150 pp.
- DE LA CRUZ\_SANDOVAL : Remuneración a la Potencia y Composición del Parque de Generación de Energía Eléctrica. Ediciones PUC. 2010.89 pp.
- DIAZ AVILA : Evaluación del Margen de Reserva en el mercado Eléctrico Peruano. Ediciones PUC. 2011.100 pp.
- GARCIA CARPIO : Valorización de las externalidades y recomposición del parque de generación eléctrica del Perú. Ediciones OSINERGMIN.2011.80 pp.
- M.E.M : Perú. Sector Eléctrico 2009.Documento Promotor. 2009. Ediciones: Ministerio de Energía y Minas. 40 pp.
- OSINERGMIN : Informe N° 110-2012. Publicación de Precios de Barra de Generación. Ediciones: normas legales OSINERGMIN.2012. 255 pp.
- OSINERGMIN : Prospectivas del sector eléctrico 2009-2010. Ediciones IPAE 2010. 136 pp.
- PALLANT : Manual de SPSS .Versión 12. Library of Australia. 2010.80 pp.

# **ANEXOS**

## **INDICE DE ANEXOS**

**ANEXO N° 01: Mapa del Sistema eléctrico Interconectado Nacional.**

**ANEXO N° 02: Plan de Expansión del Gas Natural en el Perú.**

**ANEXO N° 03: Páginas extraídas del Boletín 1,2,3,5,8 Mensual de Noviembre 2,012 del SEIN.**

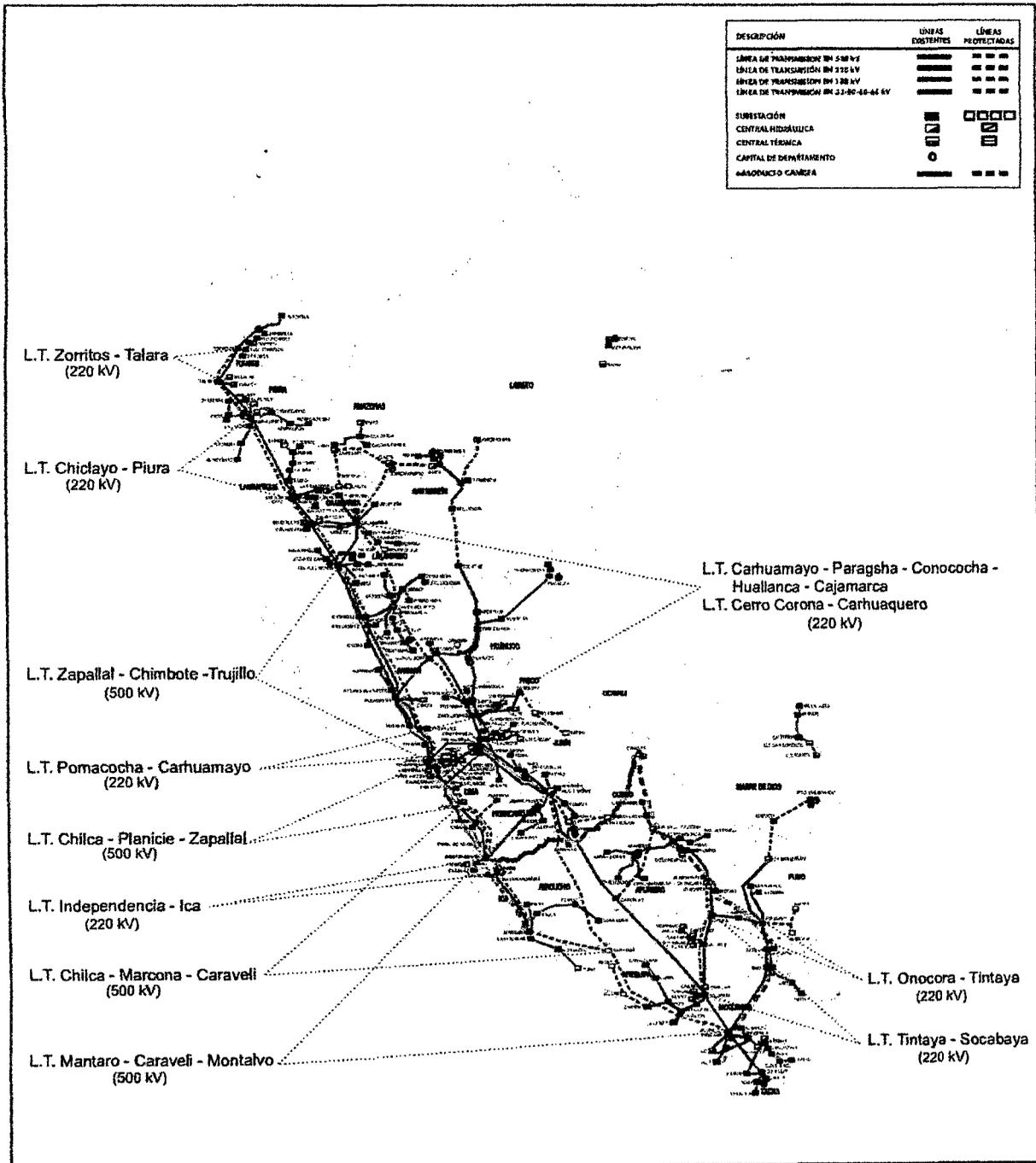
**ANEXO N° 04: Páginas extraídas 1,2 y 3 del Avance estadística del año 2,012 del Sector Eléctrico.**

**ANEXO N° 05: Evolución de la Máxima demanda en el SEIN a Enero del 2,013.**

# Oportunidades de Inversión en Transmisión

El mapa presenta los proyectos de transmisión más representativos que se presentan en el subsector eléctrico:

Principales Proyectos de Líneas de Transmisión Eléctrica hasta el año 2013



## 2.9 TASA DE ACTUALIZACION

La tasa de actualización utilizada en los cálculos es del 12% real anual, de acuerdo con el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

## 3 PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

### 3.1 SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

Para la estimación de la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se utiliza el mismo procedimiento aplicado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria de mayo 2012, que incluye:

- Considerar la demanda del año menos uno (en este caso el 2012) como valor ejecutado. En esta propuesta se ha utilizado la demanda total reportada por le COES para el año 2012.
- 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 2012 – Abril 2015).

#### INCREMENTOS DE POTENCIA EN MW

PROYECTO	2012	2013	2014	2015
Expansión de la concentradora Cujone				63
Expansión de la concentradora Toquepala			30	12
Expansión de la Fundición de Ilo y refinería de cobre				8
Proyecto Tía María			10	
Proyecto Constancia			62	25
Proyecto Mallay	2	0	0	0
Proyecto Quellaveco				10
Ampliación Quimpac		14	11	
Ampliación Brocal		31		
Proyecto Chucapaca				10
Proyecto Shahuindo			10	
Proyecto Breapampa	0.6	1.0	1.3	0.3
Proyecto Pucamarca	0.1	3.7		
Ampliación Siderperú		114	38	
Proyecto Toromocho		10	30	72
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde		28	84	45
Proyecto Bambas				63

**POTENCIA ACUMULADA EN MW**

PROYECTO	2012	2013	2014	2015
Expansión de la concentradora Cujone	-	-	-	63
Expansión de la concentradora Toquepala	-	-	30	42
Expansión de la Fundición de Ilo y refinería de cobre	-	-	-	8
Proyecto Tía María	-	-	10	10
Proyecto Constancia	-	-	62	87
Proyecto Mallay	2.4	2.7	3.0	3.3
Proyecto Quellaveco	-	-	-	10
Ampliación Quimpac	-	14	25	25
Ampliación Brocal	-	31	31	31
Proyecto Chucapaca	-	-	-	10
Proyecto Shahuindo	-	-	10	10
Proyecto Breapampa	0.6	1.6	2.9	3.2
Proyecto Pucamarca	0.1	3.8	3.8	3.8
Ampliación Siderperú	-	114	152	152
Proyecto Toromocho	-	10	40	112
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	-	28	112	157
Proyecto Bambas	-	-	-	63

**ENERGÍA EN GW.h**

PROYECTO	2012	2013	2014	2015
Expansión de la concentradora Cujone	-	-	-	524
Expansión de la concentradora Toquepala	-	-	250	350
Expansión de la Fundición de Ilo y refinería de cobre	-	-	-	67
Proyecto Tía María	-	-	83	-
Proyecto Constancia	-	-	326	518
Proyecto Mallay	15.4	18.5	20.4	22.4
Proyecto Quellaveco	-	-	-	14
Ampliación Quimpac	-	79	177	187
Ampliación Brocal	-	272	272	272
Proyecto Chucapaca	-	-	-	46
Proyecto Shahuindo	-	-	75	75
Proyecto Breapampa	6	14	17	18
Proyecto Pucamarca	-	22	22	22
Ampliación Siderperú	-	190	775	1,186
Proyecto Toromocho	-	39	158	442
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	-	98	284	1,164
Proyecto Bambas	-	-	-	524

A continuación se describe los principales proyectos.

- **Proyecto de expansión de la concentradora Cuajone:** La misma que demandará del SEIN, 63 MW en el 2015, con consumo de energía esperado de 524 GW.h, informado por la empresa SOUTHERN COPPER mediante carta del 4 de setiembre 2012 dirigida al COES.
- **Proyecto de expansión de la concentradora Toquepala:** La misma que demandará del SEIN, 30 MW en el 2014 y 42 MW en el 2015, con consumos de energía esperados de 250 GW.h, y 350 GW.h respectivamente, informado por la empresa SOUTHERN COPPER mediante carta del 4 de setiembre 2012 dirigida al COES.
- **Proyecto de Expansión de la Fundición de Ilo y refinería de cobre:** La misma que demandará del SEIN, 8 MW en el 2015 con consumo de 67 GWh de energía esperados, informado por la empresa SOUTHERN COPPER, mediante carta del 4 de setiembre 2012 dirigida al COES.
- **Proyecto Tía María:** Proyecto que demandará del SEIN 10 MW en año 2014 y 20 MW el año 2015, con una energía esperada de 83 GW.h y 166 GW.h respectivamente, informado por la empresa SOUTHERN COPPER, mediante carta del 4 de setiembre 2012 dirigida al COES.
- **Proyecto Constancia:** Proyecto que demandará del SEIN 62 MW en año 2014 y 87 MW el año 2015, con una energía esperada de 326 GW.h y 518 GW.h respectivamente, informado por la empresa HUSBAY el 13 de Enero de 2013.
- **Proyecto Mallay:** Este proyecto demandará del SEIN 2.4, 2.7, 3 y 3.3 MW para los años 2012, 2013, 2014 y 2015 respectivamente, las demandas de energía asociados para cada año son 15.4, 18.5, 20.4, 22.4 GW.h.
- **Proyecto Quellaveco:** Proyecto que requerirá una demanda de 10 MW y un consumo de energía esperado de 14 GW.h durante el año 2015.
- **Ampliación Quimpac:** De acuerdo con información de la carta enviada por la empresa el día 06 de setiembre de 2012, este proyecto requerirá una demanda de 14.4 MW a partir del año 2013, 25 MW en el 2014 y 2015, así mismo la energía esperada sería de 79, 177 y 187 GW.h respectivamente

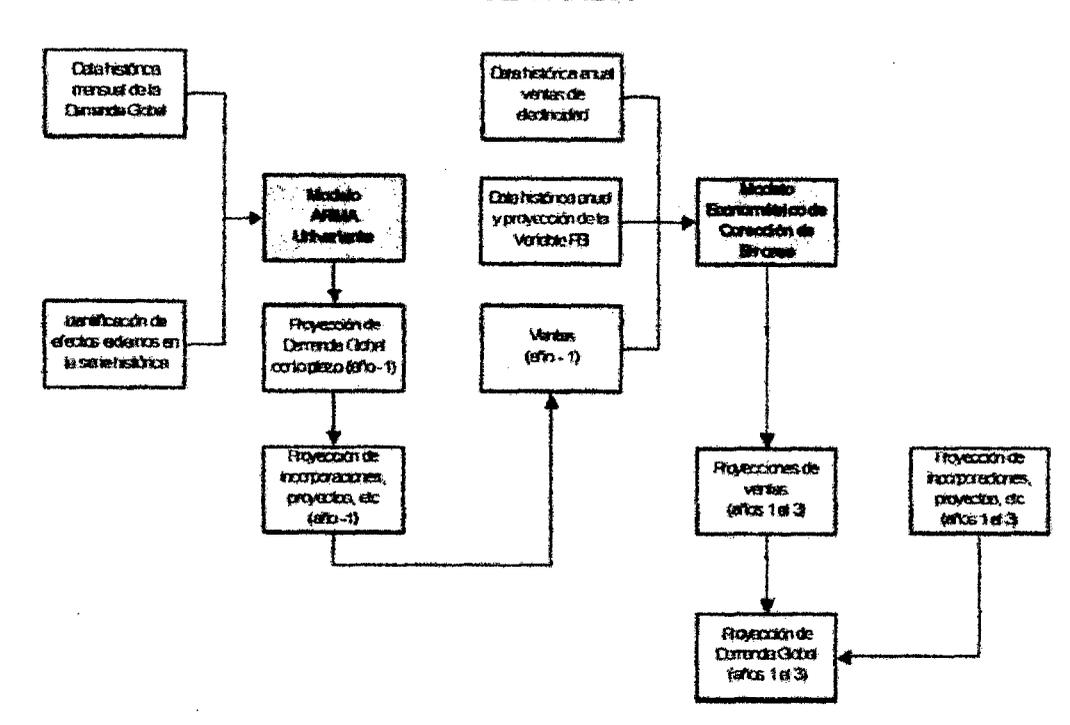
- **Proyecto El Brocal:** En este caso se ha utilizado la información proporcionada por el Osinergmin para la fijación 2012, ya que la empresa no ha remitido ninguna información 31 MW y 272 GW.h para el año 2013.
- **Proyecto Chucapaca:** Proyecto que demandará del SEIN 10 MW en año 2015, con una energía esperada de 46 GW.h sustentada por la empresa Canteras del Hallazgo en atención a la carta SCG\_077\_2012.
- **Proyecto Shahuindo:** De acuerdo con comunicación proporcionada por la Minera Sulliden Shahuindo S.A.C (vía email 29-08-2012) este proyecto tendría un consumo esperado de 10 MW a partir del 2014, y un consumo esperado de energía de 78.84 GW.h.
- **Proyecto Breapampa:** De acuerdo con comunicación proporcionada por la Minera Buenaventura, este proyecto tendría un consumo esperado de 0.6, 1.6, 2.9 y 3.2 MW para los años 2012, 2013, 2014 y 2015 respectivamente con energía asociadas de 6, 12, 14, 17 y 18 GW.h.
- **Proyecto Pucamarca:** De acuerdo con comunicación proporcionada por la Minera Sulliden Shahuindo S.A.C (vía email 29-08-2012) este proyecto tendría un consumo esperado de 3.8 MW a partir del 2013, con consumos 3.8 GW.h
- **Proyecto Toromocho:** De acuerdo con información proporcionada por la empresa, este proyecto requerirá una demanda de 114 MW el año 2013 y 152 MW para los años 2014 y 2015, con consumos esperados de 189 GW.h, 774 GW.h, 1198 GW.h respectivamente.
- **Proyecto (concentrados) Cerro Verde:** Proyecto que demandara del SEIN 10 MW en el 2013, 40 MW en el 2014 y 112MW en el 2015, con consumos asociados de 39 GWh, 158 GWh y 442 GWh, de acuerdo con la información proporcionada en la carta SMVC VAC-GL-2016-2012 del 29-08-2012.
- **Proyecto Bambas:** Según información proporcionada vía electrónica por el cliente, este proyecto demandará 28.1 MW en el año 2013, 112.4 MW en el año 2014 y 157.2 MW para el año 2015, con consumos de 98 GW.h, 284 GW.h y 1164 GW.h respectivamente.

### 3.1.1 METODOLOGÍA

Se considera que una metodología del modelo Modelo de Econométrico de corrección de errores, base al a información de la demanda real publicada por el COES en el programa de mediano plazo.

La metodología aplicada se ilustra en el esquema incluido como la Figura No 1.

**Figura No 1**  
**METODOLOGIA EMPLEADA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**



Por consiguiente con el modelo ARIMA se cierra la proyección global de demanda del año 2012 y con el modelo econométrico con especificación de corrección de errores se proyecta el crecimiento anual de las ventas de los años 2013 al 2015, tal como se indica en el Cuadro No 3.1.

**Cuadro No 3.1**  
**DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL**

AÑO	Secuencia	Formula
2012	Demanda global del SEIN publicada por el COES.	Información real COES
2013	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2013/Año2012) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2013. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2013} = \exp(\ln(V_{2013}) + \Delta \ln_{(2012,2011)})$ $D_{2013} = V_{2013} + K_{2013}$

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.	$V_{2014} = \exp(\ln(V_{2014}) + \Delta \ln_{(2013/2012)})$ $D_{2014} = V_{2014} + k_{2014}$
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.	$V_{2015} = \exp(\ln(V_{2015}) + \Delta \ln_{(2014/2013)})$ $D_{2015} = V_{2015} + k_{2015}$

$D_{2012-2015}$  : Demanda Global años 2012 a 2015

$V_{2012-2015}$  : Ventas de los años 2012 a 2015

$K_{2012-2015}$  : Pérdidas, incorporaciones, grandes cargas, proyectos, etc. (años 2012 a 2015).

$\Delta \ln$  : Crecimientos en diferencias de logaritmos anuales.

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

### 3.1.2 RESULTADOS

Las ventas de energía obtenidas se muestran en el Cuadro No 3.2.

**Cuadro No 3.2**  
**PROYECCION DE PARAMETROS ECONOMETRICOS Y VENTAS DE ENERGIA DEL SEIN**

Año	PB. Soles de 1994		VENTAS (GWh)	
2012	222394	6.2%	24143	3.7%
2013	236182	6.2%	25655	6.3%
2014	250353	6.0%	27413	6.9%
2015	265374	6.0%	29266	6.8%

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 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**

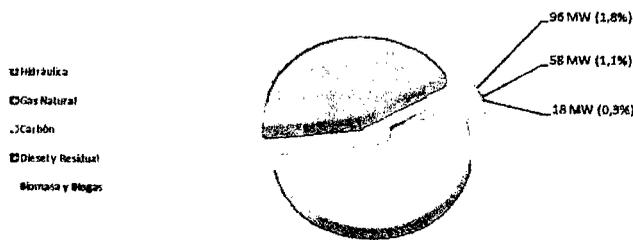
Central	Potencia Efectiva (MW)
C.H. Mantaro	670.7
C.H. Restitución	215.4
C.H. Huinco	247.3
C.H. Matucana	128.6
C.H. Callahuanca	80.4
C.H. Moyopampa	66.1
C.H. Huampani	30.2
C.H. Yanango	42.6
C.H. Chimay	150.9
C.H. Huanchor	19.6
C.H. Cahua	43.1
C.H. Pariac	5.0
C.H. Gallito Ciego	38.1
C.H. Misapuquio	3.9
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



# Avance estadístico del subsector eléctrico Cifras de Diciembre 2012

El 7 de Diciembre del 2012 a las 20:00 horas se registró la máxima demanda<sup>1</sup> de la potencia eléctrica, la misma que alcanzó los 5 291 MW, 6,6% mayor respecto al mismo mes del año anterior, y se constituye en la Máxima demanda del año 2012. Como se aprecia en el gráfico N° 1, la participación de las fuentes que intervinieron en este máximo valor fue: 53,8% hidroenergía; 43,0% gas natural; y en menor proporción participó el carbón con 1,8%, diesel y residual con 1,1% y la generación con biomasa y biogas participaron con 0,3%.

GRÁFICO N° 1: ESTRUCTURA DEL DESPACHO DE POTENCIA POR FUENTE EN EL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA\*  
MD = 5 291 MW  
07/12/2012 a las 20:00 horas

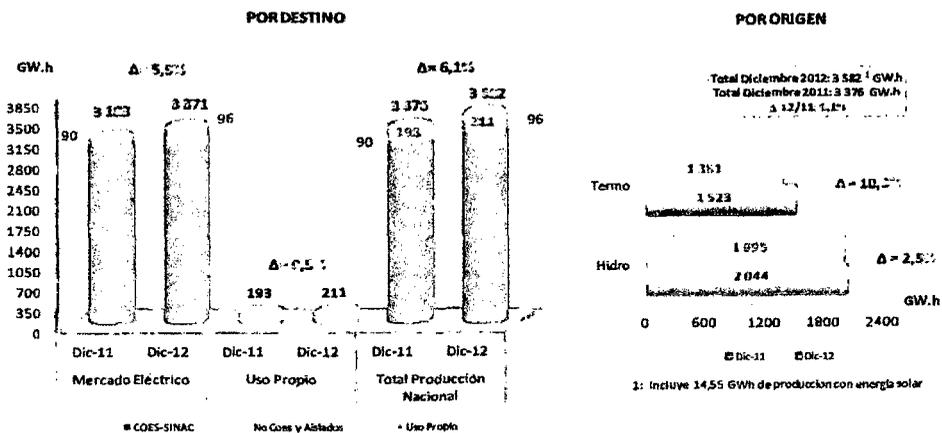


(\*) Información COES-SINAC.

La producción total de energía eléctrica a nivel nacional fue 3 582 GWh<sup>2</sup>; cifra que representa un incremento del 6,1% respecto diciembre 2011. Con este mes, el acumulado del año asciende a 40 940 GWh, 5,8% mas que el año 2011. Como de observa en el gráfico N° 2, las empresas del mercado eléctrico generaron 3 371 GWh y las de uso propio 211 GWh (6,0% de la participación del total de la producción nacional).

En el mes de diciembre, la generación de las centrales hidroeléctricas ascendió a 2 044 GWh, 2,5% mayor respecto del mismo periodo del 2011 y representa el 57,2% del total de la producción nacional. La generación termoeléctrica ascendió a 1 523 GWh, 10,3% mayor que similar período del 2011, y con una participación de 42,5%. La participación solar para este mes fue solo de 0,4%.

GRÁFICO N° 2: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL



1/ Máxima demanda en potencia registrada por las empresas integrantes del COES-SINAC.

2/ Total nacional al mes de diciembre 2012, calculado al 09-01-2013 en base a la información diaria COES-SINAC, además incluye la generación No Coes, Aislados y generación de Uso propio (Autoprodutores).



## Avance estadístico del subsector eléctrico Cifras de Diciembre 2012

Con relación a la generación eléctrica por grupo económico y empresas, en el siguiente cuadro del mes de diciembre se observa que las empresas del Estado participaron con 26,9%, seguidas de las empresas del grupo Endesa con 21,4% del total generado en el mercado eléctrico; en menor orden participaron los grupos Suez y Globeleq con 19,7% y 10,2% respectivamente. Asimismo, participaron Duke Energy y SN Power con 6,8% y 4,9% respectivamente del total generado en dicho mercado. En cuanto a la variación por grupo económico respecto a diciembre del año anterior, la producción del grupo Suez se incrementó en 47,2%; el grupo Globeleq creció 31,3% y el grupo SN Power con 9%. En las empresas de estado el crecimiento fue del 0,4%.

### PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EMPRESAS DEL MERCADO ELÉCTRICO, SEGÚN GRUPO ECONÓMICO (GW.h)

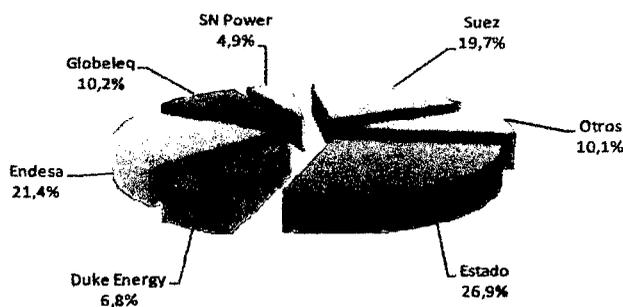
N°	Grupo Económico	Empresas	Diciembre (GW.h)		Participación Diciembre 2012	Δ 12M1 diciembre
			2011*	2012**		
1	Estado	ELECTROPERÚ	630	636	18,9%	1,1%
		EGASA	118	120	3,6%	1,8%
		SAN GABÁN	75	70	2,1%	-7,7%
		EGEMSA	62	61	1,8%	-1,8%
		EGESUR	18	20	0,6%	10,8%
<b>Total Estado</b>			<b>904</b>	<b>908</b>	<b>26,9%</b>	<b>0,4%</b>
2	Duke Energy	EGENOR	253	203	6,0%	-19,7%
		TERMOSELVA	44	25	0,7%	-44,5%
<b>Total Duke Energy</b>			<b>298</b>	<b>228</b>	<b>6,8%</b>	<b>-23,4%</b>
3	Endesa	EDEGEL	678	583	17,3%	-14,0%
		CHINANGO	119	129	3,8%	8,8%
		IEPSA	38	11	0,3%	-71,0%
<b>Total Endesa</b>			<b>834</b>	<b>723</b>	<b>21,4%</b>	<b>-13,3%</b>
4	Globeleq	KALLPA GENERACION	262	344	10,2%	31,3%
5	SN Power	SN POWER	150	164	4,9%	9,0%
6	Suez	ENERSUR	451	664	19,7%	47,2%
7	Otros <sup>1</sup>		284	340	10,1%	19,8%
<b>Total Mercado Eléctrico</b>			<b>3 183</b>	<b>3 371</b>	<b>100%</b>	<b>6,9%</b>

\* Fuente: Información mensual COES-SINAC

\*\* Fuente: Información diaria COES-SINAC e histórica de los Sistemas Alíados de la DGE

1/ Incluye grupos estatales y privados de menor participación en generación eléctrica

GRÁFICO N° 3: PARTICIPACIÓN DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS DEL MERCADO ELÉCTRICO, SEGÚN GRUPO ECONÓMICO  
Diciembre 2012 (\*)



(\*) Información preliminar al 09-01-2013

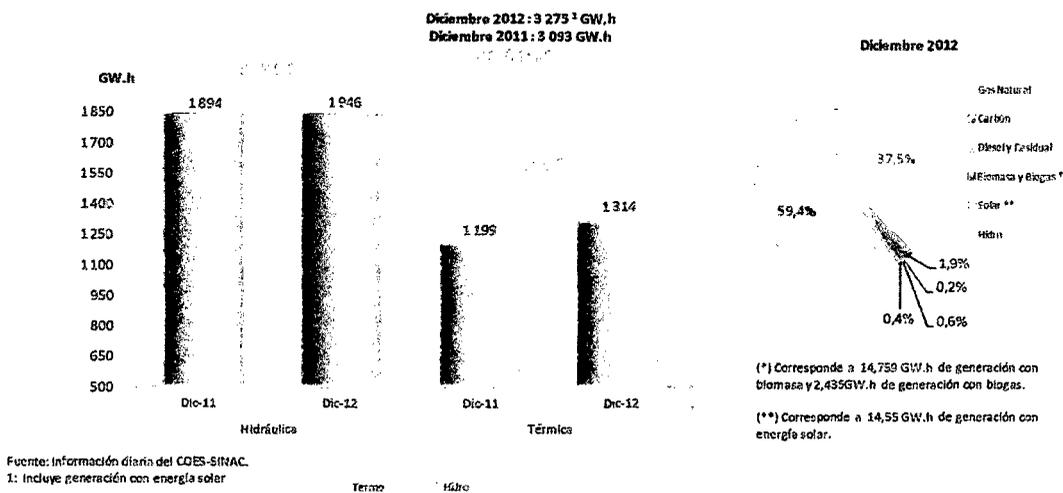
En el Gráfico N° 3 se observa para el mes de diciembre, la participación de los principales grupos de generación en el mercado eléctrico. De él se concluye que 63,0% corresponden a los privados y 26,9% al estado.



## Avance estadístico del subsector eléctrico Cifras de Diciembre 2012

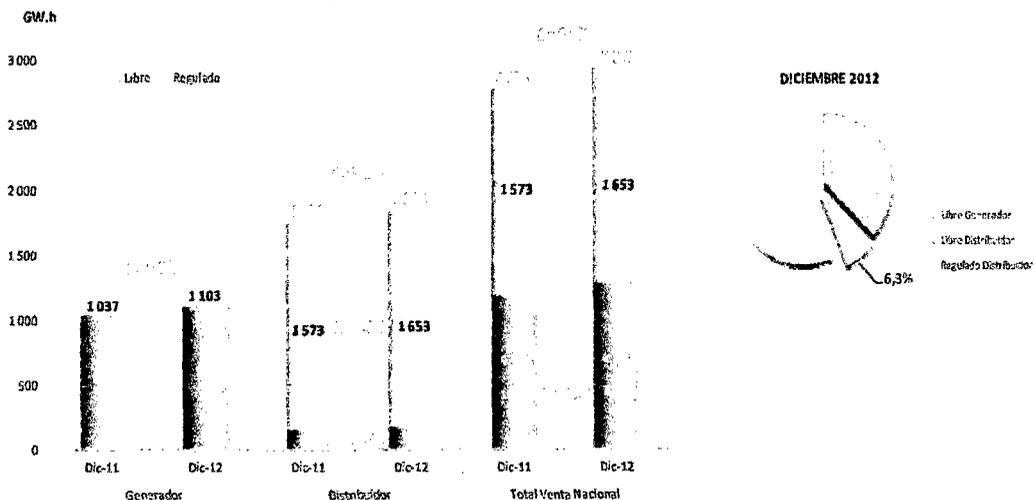
En cuanto a la generación de energía eléctrica en diciembre por parte de las unidades asociadas al COES – SINAC, las centrales hidroeléctricas tuvieron un incremento de 2,8% respecto a diciembre 2011 (de 1 894 a 1 946 GWh); y las centrales con recursos térmicos incrementaron su producción en 9,6% llegando a 1 314 GWh. El Gráfico N° 4 muestra esta producción total de energía eléctrica según la participación del recurso energético, de el se desprende que 59,4% con fuente hídrica; 37,5% se generó con gas natural; 1,9% con carbón, 0,6% con biomasa y biogás, 0,4% con energía solar y 0,2% diesel y residual.

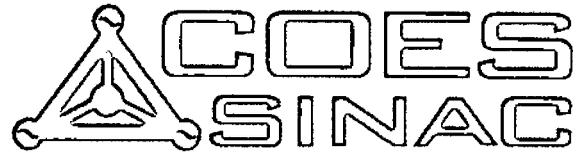
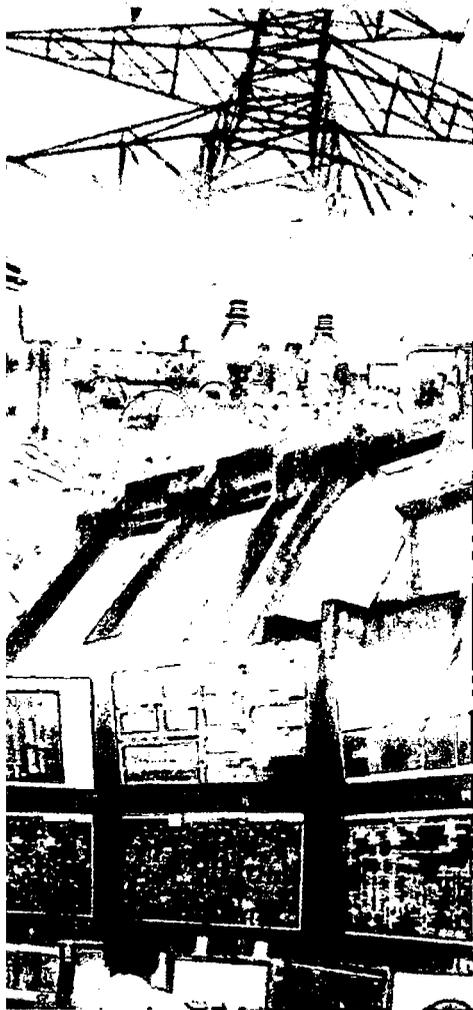
GRÁFICO Nº 4: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR RECURSO ENERGÉTICO COES - SINAC



Finalmente el Gráfico N° 5 presenta la venta de electricidad a cliente final a nivel nacional, cuyo aumentó a 2 941 GWh, significó 6,0% mas respecto diciembre de 2011. De este total, se distribuyó al mercado regulado 1 653 GWh (5,1% más que en diciembre del año anterior). La venta de los generadores y distribuidores a cliente libre, representó el 43,8% de la venta total, y creció a 1 287 GWh (7,1% más que en diciembre 2011). Con esta información la venta de electricidad a cliente final acumulada para todo el año 2012 asciende a 33 675 GWh, 5,9% mas que el año anterior.

GRÁFICO Nº 5: VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MERCADO Y TIPO DE EMPRESA





COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

# BOLETÍN MENSUAL

## 1. PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA - NOVIEMBRE

NOVIEMBRE 2012

La producción de energía eléctrica del SEIN en el mes de noviembre 2012 fue 3 180,53 GW.h notándose una variación de 6,8% con respecto al mes de noviembre 2011.

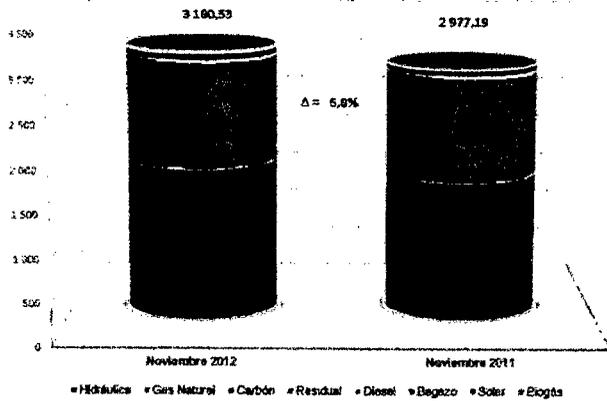
### Contenido

- Producción mensual de energía.
- Recursos energéticos.
- Máxima demanda.
- Costos marginales.
- Hidrología.
- Transferencias de Energía Activa.
- Transferencias de Potencia.
- Indisponibilidades.
- Otra información relevante.

TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	ENERGÍA PRODUCIDA (GENERACIÓN GWh)		VARIACIÓN (2012/2011)	ENERGÍA DE OVAL RED-2 (GENERACIÓN GWh)	
	NOVIEMBRE 2012	NOVIEMBRE 2011		NOVIEMBRE 2012	NOVIEMBRE 2011
Hidráulica	1 791,49	1 642,22	9,1%	17 109,09	55,4%
Gas Natural	1 278,84	1 253,12	2,1%	12 834,31	41,6%
Carbón	68,08	60,70	12,2%	424,08	1,4%
Residual	2,81	6,49	-56,7%	161,81	0,5%
Diesel	3,71	8,89	-58,3%	180,87	0,6%
Bagazo	8,67	4,75	82,7%	76,71	0,2%
Biogás	14,09	1,01		44,40	0,1%
Solar	12,85	0,00		32,75	0,1%
Total	3 180,53	2 979,39	6,8%	30 582,06	100,0%



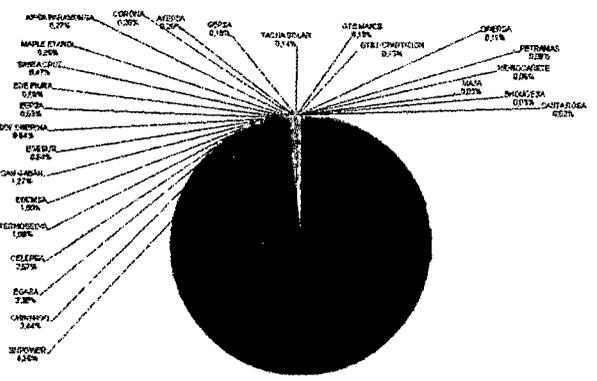
GRÁFICO Nº 1.1  
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL DE NOVIEMBRE 2012-2011  
(GW.h)



CUADRO Nº 1.2  
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SEIN - NOVIEMBRE 2012  
GW.h

EMPRESAS	HIDROELÉCTRICA	TERMOGÉNICAS	NER	NOVIEMBRE TOTAL 2012	NOVIEMBRE TOTAL 2011	VARIACIÓN
JAA	-	-	8,67	8,67	4,75	82,72%
PSA	-	-	8,19	8,19	4,91	66,98%
SPSA	85,03	-	-	85,03	71,23	19,38%
MANGO	109,32	-	-	109,32	105,58	3,54%
ONA	8,20	-	-	8,20	12,07	-32,06%
GEL	387,03	307,98	-	615,00	686,95	-10,47%
JA	-	19,93	-	19,93	60,25	-66,91%
SA	-	20,43	-	106,71	117,30	-9,03%
MSA	60,58	-	-	60,58	60,78	-0,34%
NOR	216,28	5,60	10,14	232,02	213,38	8,73%
SUR	8,16	12,19	-	20,35	18,94	7,47%
TROPICAL	596,76	3,59	-	600,36	618,23	-2,89%
RSUR	85,55	558,19	-	643,74	405,79	58,64%
SA	-	-	5,81	5,81	2,47	135,16%
MAJES	-	-	4,24	4,24	-	-
REPARTICIÓN	-	-	4,12	4,12	-	-
NOCARETE	-	-	1,86	1,86	-	-
LPA	-	322,17	-	322,17	341,59	-5,69%
ENERGÍA	-	-	1,00	1,00	1,38	-27,55%
ILE ETANOL	-	-	11,56	11,56	-	-
TAMAS	-	-	2,53	2,53	1,01	-
GABÁN	43,51	0,01	-	43,52	63,61	-31,58%
TACNA CRUZ	-	-	14,82	14,82	4,22	250,82%
TA ROSA	-	-	0,53	0,53	0,36	46,52%
PIURA	-	18,95	-	18,95	-	-
ENERGÍA	-	20,35	-	20,35	7,04	-
UGESA	-	0,99	-	0,99	1,33	-25,41%
ISA	-	-	3,65	3,65	3,47	5,23%
POWER	138,79	-	-	138,79	125,45	10,63%
NA SOLAR	-	-	4,49	4,49	-	-
MOSELVA	-	63,04	-	63,04	45,08	39,83%
TOTAL	1745,49	1353,43	81,61	3180,53	2977,19	6,83%

GRÁFICO Nº 1.2  
PARTICIPACIÓN POR EMPRESA EN LA PRODUCCIÓN TOTAL DE ENERGÍA  
GW.h



2.- RECURSOS ENERGÉTICOS UTILIZADOS

TIPO DE GENERACION	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			ENERGÍA PRODUCIDA MENSUAL (GW.h)			ACUMULADO ANUAL (GW.h)		
	NOVIEMBRE 2012	NOVIEMBRE 2011	VARIACIÓN	NOVIEMBRE 2012	NOVIEMBRE 2011	VARIACIÓN	NOVIEMBRE 2012	NOVIEMBRE 2011	VARIACIÓN
Hídrica	2641,36	2650,39	-0,34%	1745,49	1616,96	7,95%	18493,30	18265,83	1,25%
Natural de Camisea	2121,35	1835,97	15,54%	1176,91	1147,79	2,54%	12682,62	11215,73	13,08%
Natural de Aguaytía	168,44	85,01	98,14%	63,04	45,08	39,83%	863,55	444,31	94,36%
Natural de Malacón	41,38	89,50	-53,77%	38,89	60,25	-35,45%	566,98	665,93	-14,86%
ión	128,11	136,20	-6,83%	68,08	60,70	12,15%	492,16	694,34	-29,12%
lual 500	0,00	0,00	-	1,77	1,93	-8,51%	101,15	239,70	-57,80%
lual 6	12,08	28,25	-57,22%	1,04	4,55	-77,25%	63,47	101,47	-37,45%
lual 2	0,00	30,39	-	3,71	8,89	-	184,58	175,76	5,00%
terma	65,32	34,00	92,10%	45,99	25,27	82,03%	407,27	244,58	66,52%
terma - Bagazo	13,16	8,41	-	8,67	4,75	82,72%	85,38	76,03	12,30%
terma - Biogás	20,95	2,37	-	14,09	1,01	-	60,46	1,01	-
terma - Solar	0,00	-	-	12,85	-	-	45,60	-	-
TOTAL	5212,14	4990,49	6,36%	3180,53	2977,19	6,83%	34049,31	32120,28	6,00%

Nota:  
La clasificación presentada en la utilización de recursos renovables se encuentra conformada por las siguientes centrales:  
Hidro: C.H. Carhuacero IV, Caña Brava, C.H. La Joya, C.H. Santa Cruz I,II, C.H. Poechos II, C.H. Roncador, C.H. Purmacona, C.H. Pías I, C.H. Huasahuasi I, C.H. Huasahuasi II, C.H. Nueva Imperial  
Bagazo: C.T. Paramonga, C.T. Maple Etanol (RER No Adjudicada).  
Biogás: C.T. Huaycoloro (Residuos sólidos urbanos)  
Solar: C.S. Majes, C.S. Repartición y C.S. Tacna Solar



GRÁFICO Nº 2.1  
TIPO DE COMBUSTIBLE - MÁXIMA DEMANDA  
NOVIEMBRE 2012

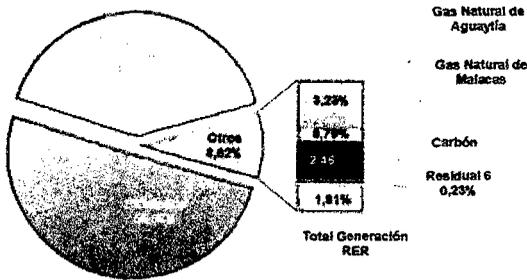
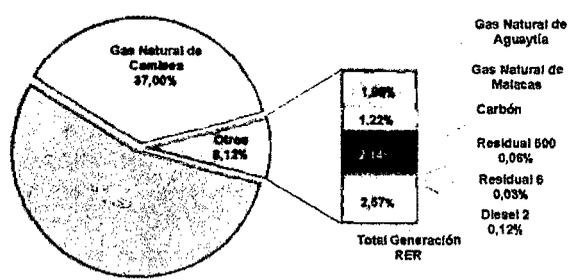


GRÁFICO Nº 2.2  
TIPO DE COMBUSTIBLE - ENERGÍA  
NOVIEMBRE 2012

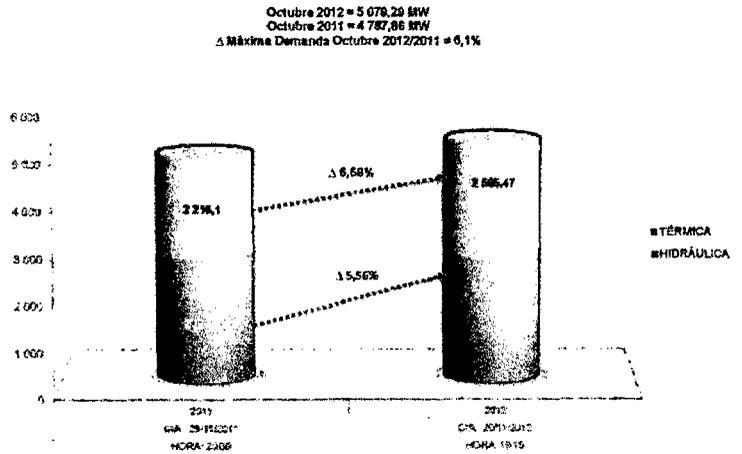


B - MAXIMA DEMANDA

CUADRO Nº 3.1  
DEMANDA MÁXIMA DEL SEIN  
NOVIEMBRE 2012 GW.h

EMPRESAS	2012		2011		VARIACION 2012/2011
	DIA: 29/11/2012 HORA: 19:15	VALOR	DIA: 29/11/2011 HORA: 20:00	VALOR	
AIPSA PARAMONGA	14,36		8,41		70,89%
AYEPSA	10,07		6,29		60,2%
CELEPSA	179,96		217,21		-17,2%
CHINANGO	129,20		179,48		-28,0%
CORONA	18,19		15,14		20,2%
EDEGEL	1 075,97		1 092,80		-1,5%
ECPSA	99,59		89,50		11,3%
EGASA			189,89		-9,4%
EGEMSA	83,84		85,40		-1,8%
EGENOR	464,55		553,38		-16,1%
EGESUR	50,25		50,53		-0,6%
ELECTROPERU	889,40		877,21		1,4%
ENERSUR	726,55		740,65		-1,9%
GEPSA	9,05		3,37		169,0%
GTS MAJES	0,00		0,00		-
GTS REPARTICION			0,00		-
HIDROCARRETE	2,80		0,00		-
KALUPA	578,70		376,41		53,7%
MAJA	0,72		2,69		-73,2%
MAPLE ETANOL	0,00		0,00		-
PETRAMAS	4,06		2,37		70,9%
SAN GABAN	98,05		107,53		-8,8%
SANTA CRUZ	5,50		6,06		-9,3%
SANTA ROSA			0,16		572,5%
SDE PILIJA	28,12		0,00		-
SDF ENERGIA	29,86		0,00		-
SHOUKESA	1,07		0,00		-
SINERSA	6,23		0,00		-
SNPOWER	178,05		211,00		-15,6%
TACHA SOLAR	0,00		0,00		-
TERMOSELVA	169,71		85,01		99,6%
TOTAL	5 212,44		4 900,49		6,4%

GRÁFICO Nº 3.1  
COMPARACIÓN ANUAL DE LA COBERTURA DE LA MÁXIMA DEMANDA POR TIPO DE GENERACIÓN  
NOVIEMBRE 2012 - 2011



C - COSTOS MARGINALES

MESES	T BARRA (M USD/MW.h)	CMG (USD/MW.h)
nov-11	35,05	28,58
dic-11	35,07	21,57
ene-12	35,16	20,92
feb-12	35,35	23,73
mar-12	34,62	39,83
abr-12	34,91	26,68
may-12	39,68	27,18
jun-12	40,20	45,52
jul-12	40,79	58,05
ago-12	41,14	35,09
sep-12	41,36	36,41
oct-12	41,43	28,76
nov-12	41,49	14,35

COSTO MARGINAL PONDERADO  
POR AREAS (\*)

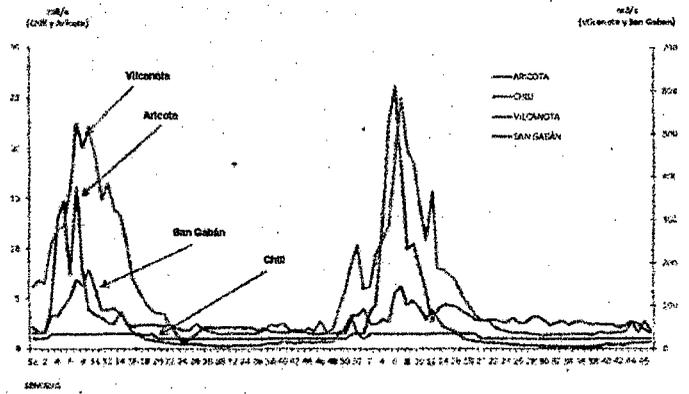
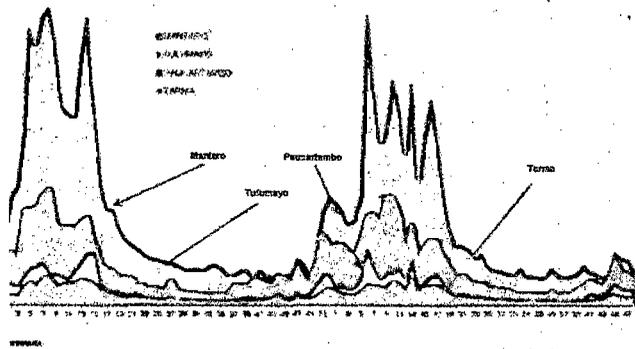
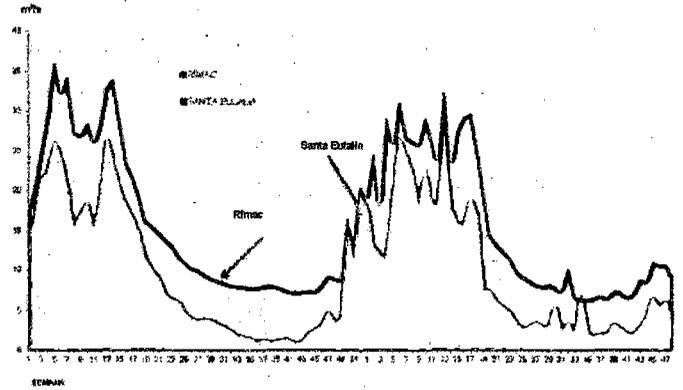
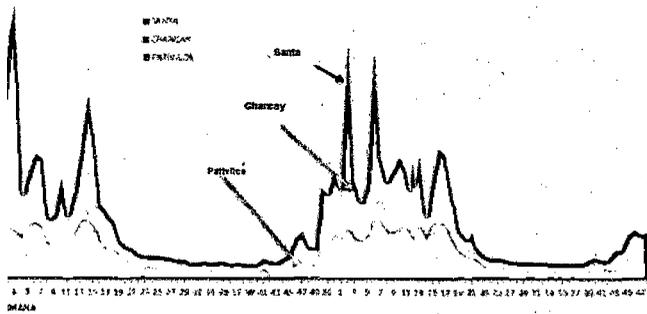
NOVIEMBRE 2012	\$/MW.h	\$/MWh
NORTE	38,20	99,71
CENTRO	22,95	59,91
SUR	40,39	105,41
SEIN	23,16	60,45

(\*) No aplica al D.L. 1041, D.U. 049-2008 y a la Duodécima Dispos. Complementaria Final de Ley 28832.

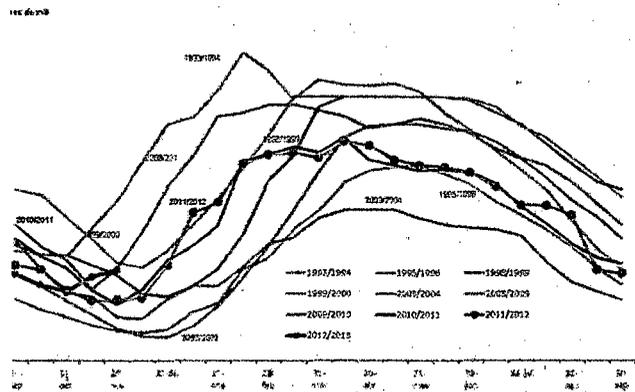
(\*) Fuente OSINERGMIN



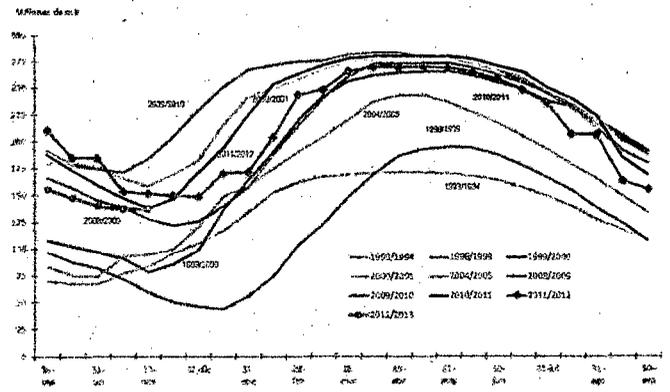
CAUDALES NATURALES  
PROMEDIOS SEMANALES



VOLUMEN ÚTIL DEL LAGO JUNÍN



VOLUMEN ÚTIL DE LAGUNAS CENTRALES DE EDEGEL  
(INCLUYE YURACMAYO Y ANTACOTO)





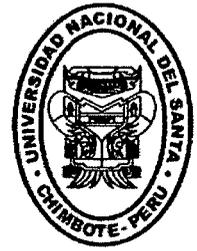
## 8. INDISPONIBILIDADES - NOVIEMBRE 2012

CUADRO N° 8.0  
INDISPONIBILIDADES - NOVIEMBRE 2012  
(PROC.25 - Considerando hora de punta desde la 17 hasta la 23 horas)

EMPRESAS	CENTRAL	UNIDAD	FORTUITAS (hrs)	PROGRAMADAS (hrs)
AIPSA	C.T. PARAMONGA	TV1	0	1 080
CORONA	C.H. HUANCHOR	G1	314	1 800
CORONA	C.H. HUANCHOR	G2	0	7 200
EDEGEL	C.H. CALLAHUANCA	G1	26	0
EDEGEL	C.H. CALLAHUANCA	G4	0	1 173
EDEGEL	C.H. HURINCO	G2	0	30
EDEGEL	C.H. HURINCO	G3	16	0
EDEGEL	C.H. MOYOPAMPA	G1	0	25
EDEGEL	C.H. MOYOPAMPA	G2	0	43
EDEGEL	C.H. MOYOPAMPA	G3	0	30
EEPSA	C.T. MALACAS	TG-4	0	1 080
EGASA	C.H. CHARCANI I	G1	0	10 800
EGASA	C.H. CHARCANI III	G1	37	0
EGASA	C.H. CHARCANI V	G1	0	383
EGASA	C.T. CHILINA	C. COMBINADO	0	10 800
EGASA	C.T. CHILINA	SULZER I	55	0
EGASA	C.T. CHILINA	TV2	0	10 800
EGASA	C.T. CHILINA	TV3	0	10 800
EGASA	C.T. MOLLENDO	MIRLESS 1	0	10 800
EGASA	C.T. MOLLENDO	MIRLESS 2	0	10 800
EGASA	C.T. MOLLENDO	MIRLESS 3	0	10 800
EGASA	C.T. PISCO	TG-1	0	10 800
EGASA	C.T. PISCO	TG-2	9	0
EGENOR	C.H. CAÑA BRAVA	G1	0	1
EGENOR	C.H. CAÑON DEL PATO	G1	0	360
EGENOR	C.H. CAÑON DEL PATO	G4	0	33
EGENOR	C.H. CAÑON DEL PATO	G5	0	720
EGENOR	C.H. CARHUJAQUERO	G3	0	132
EGENOR	C.T. PIURA	MIRLEES-1	0	5 760
EGESUR	C.H. ARICOTA I	G1	1 440	0
EGESUR	C.H. ARICOTA I	G2	2 160	0
EGESUR	C.H. ARICOTA II	G1	360	0
EGESUR	C.T. INDEPENDENCIA	WARTSILA 1	358	0
ELECTROPERU	C.H. MANTARO	G3	0	2 160
ELECTROPERU	C.H. MANTARO	G4	22	255
ELECTROPERU	C.H. RESTITUCION	G1	0	360
ELECTROPERU	C.H. RESTITUCION	G2	0	13
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	MAK1	0	11 160
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	MAK2	1 265	5 635
ENERSUR	C.H. YUNCAN	G1	32	0
ENERSUR	C.H. YUNCAN	G3	0	720
ENERSUR	C.T. ILO I	TG-1	0	28
ENERSUR	C.T. ILO I	TV3	528	0
ENERSUR	C.T. ILO I	CALDERO 4	0	9 000
HIROCAÑETE	C.H. NUEVO IMPERIAL	G1	0	578
MAJIA ENERGIA	C.H. RONCADOR	G1	1 705	0
MAPLE ETANOL	C.T. MAPLE	TG1	0	940
PETRAMAS	C.TB. HUAYCOLORO	G1	39	2 880
PETRAMAS	C.TB. HUAYCOLORO	G2	188	0
PETRAMAS	C.TB. HUAYCOLORO	G3	188	1 440
SAN GABAN	C.H. SAN GABAN II	G1	0	6 480
SAN GABAN	C.H. SAN GABAN II	G2	0	2 160
SANTA CRUZ	C.H. SANTA CRUZ I	G1	0	720
SANTA CRUZ	C.H. SANTA CRUZ II	G2	0	720
SANTA CRUZ	C.H. HUASAHUASI I	G1	0	30
SDE PIURA	C.T. TABLAZO	TG1	0	180
SN POWER	C.H. CAHUA	G1	0	459
SN POWER	C.H. CAHUA	G2	234	459
SN POWER	C.H. MALPASO	G1	261	0
SN POWER	C.H. OROYA	G1	0	476
SN POWER	C.H. OROYA	G2	0	360
SN POWER	C.H. OROYA	G3	0	1 925
SN POWER	C.H. PACHACHACA	G3	428	0
SN POWER	C.H. PARIAC	CH2 G1	0	3 295
SN POWER	C.H. PARIAC	CH3 G1	1 800	805
SN POWER	C.H. PARIAC	CH4 G1	0	1 440
SN POWER	C.H. PARIAC	CH4 G2	0	5 040



*“Año de la Integración Nacional y el  
Reconocimiento de nuestra Diversidad”*



# UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

OFICINA CENTRAL DE INVESTIGACIÓN

**“CATÁLOGO DE TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN - TIPRO”**

**RESOLUCIÓN N° 1562 – 2006 – ANR**

## REGISTRO DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

### I. DATOS GENERALES (PRE GRADO):

- Universidad: **“UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA”**
- Escuela o Carrera Profesional: **INGENIERÍA EN ENERGÍA**
- Título del Trabajo: **“ESTUDIO DE LA PROYECCION DE LA RESERVA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA PARA UNA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO DEL PERU”**
- Área de Investigación: **APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS.**
- Autor(es):

<b>DNI</b>	<b>Apellidos y Nombres</b>
32989448	Palomino Narvaez Carlos
41329146	Pumay Melgarejo Edgar

- Título profesional a que conduce: **INGENIERO EN ENERGÍA**
- Año de aprobación de la sustentación: **2014**

## **II. CONTENIDO DEL RESUMEN**

- **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

**¿Cuáles serán los valores de sostenibilidad de acuerdo a las proyecciones de la reserva firme de generación que le permitan una confiabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú en el mediano plazo?**

- **OBJETIVOS.**

**OBJETIVO GENERAL.**

Realizar un estudio de Proyección de la Reserva de Generación de Energía Eléctrica para una confiabilidad del Sistema eléctrico Interconectado Nacional del Perú.

**OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Realizar una recopilación estadística e información del estado actual de la oferta de generación y demanda en el Sistema Interconectado Nacional del Perú.
- Identificar y determinar las variables de las tasas de crecimiento de la Oferta, demanda y de la reserva de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado nacional del Perú.
- Elaborar proyecciones de comportamiento de la Oferta, demanda y reserva de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado nacional a través de series de tiempo.
- Establecer los valores de sostenibilidad para el Sistema Interconectado Nacional en función a la Reserva de Generación de Energía Eléctrica.
- Elaborar un plan de desarrollo del parque de generación de energía que permita una sostenibilidad del Sistema Interconectado Nacional a mediano plazo.

- **HIPÓTESIS.**

“Un valor de sostenibilidad de la Proyección de la Reserva Firme de Generación en 33.5 % permitirá una confiabilidad del Sistema eléctrico Interconectado Nacional del Perú en el mediano y largo plazo”.

- **BREVE REFERENCIAL AL MARCO TEÓRICO (10 A 20 LÍNEAS).**

La disponibilidad de una reserva en el sistema depende de la capacidad de respuesta de cada planta a los cambios de carga. Las plantas hidráulicas reaccionan rápidamente, mientras que las térmicas son mucho más lentas, por esta razón se hace necesario clasificar los posibles tipos de reserva con que el sistema debe contar para satisfacer las necesidades que se puedan presentar.

Una de las garantías de seguridad de la operación de un sistema eléctrico interconectado es que su margen de reserva de generación (generación efectiva disponible menos demanda), sea suficiente para cubrir contingencias y condiciones operativas adversas

En el Perú se tienen las siguientes situaciones:

Retiro del servicio del Complejo Hidroenergético del Mantaro.

Ausencia de agua (sequia) en las cuencas hidrográficas que abastecen a las Centrales Hidroeléctricas.

Periodos de avenida de agua, lo que trae consigo un mayor porcentaje de concentración de sólidos en las aguas.

Indisponibilidad del ducto que transporta el gas desde Camisea. Implicaría reducir la generación térmica entre 1900 MW y 2900 MW (periodo 2012 – 2014 con la entrada de la C.C Fénix Power y C.C Termochilca). La reserva del sistema entraría en déficit y se tendría que racionar el suministro eléctrico.

Por pronóstico se entiende una afirmación sobre el futuro, la cual informa que, bajo determinadas condiciones, en un momento y lugar determinados sucederá un acontecimiento o acontecimientos con una probabilidad muy próxima a la seguridad. Por lo que todo pronóstico significa una afirmación basada en una teoría perfecta, según la moderna lógica científica

- **CONCLUSIONES Y/O RECOMENDACIONES.**

- **CONCLUSIONES**

- La Oferta de Generación en el Sistema Interconectado Nacional está compuesto por un total de 96 centrales de generadoras de energía con una Potencia Efectiva de 7,148.2 , repartidas en 45 Centrales Hidroeléctricas con una Potencia Efectiva de 3,126.5 MW que representan el 43.74% y 51 Centrales Termoeléctricas con una Potencia Efectiva de 4,021.7 MW que representan el 56.26 % , con lo cual el parque de generación en el Perú al año 2,012 es mayoritariamente térmico, con una gran influencia del gas natural con un total de 3,217.5 MW que representa el 45 % del total de la Potencia Efectiva de generación del Perú.
- La Máxima Demanda del Sistema Eléctrico Interconectado se ha incrementado desde el año 2,001 hasta el año 2,012 en 2,792 MW a 5,212 MW. Siendo para el Año la potencia Firme despachada de 5,438 MW, mediante la cual se cubre la máxima demanda del Sistema Eléctrico Interconectado y las pérdidas promedio por transmisión ( 2.78 % de la Máxima Demanda).
- La Potencia Firme del S.E.I.N fue en el año 2,012 de 6,854.9 MW , obteniéndose una Reserva Firme de 1,146.8 MW , lo que representa un 17% de la Potencia Firme Despachada, mientras que la Reserva Firme Objetivo del sistema igual a 33.5%, habiéndose reducido el valor de la Reserva Firme progresivamente desde un valor de 32.2% (Año 2,001).
- Aplicando la técnica de suavizamiento exponencial de la serie de tiempo de la demanda analizada, se ha obtenido una tasa de crecimiento de 6.59% , valor que permite absorber los valles y picos de la serie de tiempo , del cual su tasa de crecimiento a través de un promedio aritmético es de 7.3 %. Proyectándose en función de la tasa de Crecimiento suavizada la serie de tiempo de la demanda en 3 escenarios de crecimiento: Crecimiento medio con una tasa de crecimiento de 6.59%, Crecimiento Optimista con una tasa de crecimiento de 7.59% y Crecimiento Pesimista con una tasa de crecimiento de 5.59%.
- Se ha proyectado la demanda vegetativa con inclusión de las cargas especiales de los grandes proyectos mineros hacia el año 2,032, obteniéndose un pronóstico para ese año de 20,631.5 MW ( largo plazo) y para el año 2,022 de 11,686.4 MW (mediano plazo). Así mismo se ha Proyectado la Potencia Efectiva actual insertando las Obras con tiempo previsto para entrar a operar, llegando al año 2,022 una Potencia Efectiva de 14,555 MW a partir de

Centrales Hidroeléctricas, Termoeléctricas con Gas Natural, Eólicas, Solares y de Residuos Sólidos Urbanos.

- Analizando la proyección del crecimiento medio de la demanda prevé un déficit del parque de generación para el año 2,025 , con una déficit de Reserva Firme, mientras que desde el año 2,017 déficit de Potencia se incrementa progresivamente
- La Indisponibilidad del ducto de gas Natural desde Camisea a Pisco, es la contingencia de mayor relevancia que afecta a la sostenibilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional afectando con una Potencia firme igual a 2,279 MW , provocando esta contingencia un déficit de generación a corto plazo( 2,013 a 2,015) y desde el año 2,021 hacia el largo plazo. Mientras que la ocurrencia de las otras contingencias provocan una reducción de la Reserva Firme la cual sigue tomando valores positivos.
- Se necesita aplicar un Plan de obras que contemple la construcción y operación de Centrales Eólicas desde el año 2,017, en un periodo de 10 años con un total de 4,431 MW de Potencia Firme, insertando anualmente al SEIN un total de 443.1 MW, asimismo este Plan de Obras contempla la construcción y operación de Centrales Hidroeléctricas desde el año 2,018, en un periodo de 20 años con un total de 16,934 MW de Potencia Firme, insertando anualmente al Sistema 846.7 MW.
- La Aplicación de un Plan de Obras teniendo en cuenta el crecimiento medio de la demanda permite una sostenibilidad del Sistema Eléctrico interconectado Nacional, manteniendo una Reserva Firme en el mediano y largo plazo en un valor superior el de la Reserva Firme Objetivo el cual es 33.5% , siendo favorable también este valor con el crecimiento optimista de la demanda entre los años 2,019 y 2,026. Aun así con la aplicación de la contingencia 2, la sostenibilidad del SEIN operara con valores de Reserva Firme superiores a 18%. Mientras que esta ultima afecta notablemente al sistema de generación de ocurrirse entre los años 2,013 a 2,015.

## **RECOMENDACIONES**

- Como extensión a este estudio sería conveniente analizar una contingencia en el SEIN que involucre la ruptura de los sistemas de transmisión principales, tal

como la línea de 220 kV de Mantaro a Socabaya y la línea de 550kV desde Chilca a Montalvo (Arequipa) , a través de la cual el subsistema eléctrico sur se aislaría del SEIN. Otro caso sería la ruptura de la línea de transmisión de 500 kV de Chimbote a Paramonga que aislaría al subsector eléctrico norte del SEIN.

- Sería adecuado un estudio para el reforzamiento de o construcción de un segundo ducto paralelo al actual para el transporte del Gas Natural desde Camisea a Pisco, y además el anillamiento de la Red de Gas Natural , aprovechando la próxima construcción del Gasoducto Sur (desde Camisea hasta Tacna) la cual podría enlazarse con la Red Principal de transporte desde Pisco a Tacna.
- El estudio de nuevas obras de generación deben incluir la viabilidad de proyectos de generación de energía con centrales solares fotovoltaicas, centrales geotérmicas y centrales nucleares , y aprovechar aún más el potencial de Energía Eólica aun sin estudios definitivos.
- La promoción de la cogeneración, como método para el uso eficiente de la energía, así como el incentivo de la micro generación de energía a través de la energía distribuido, contempla la posibilidad de solución a mediano plazo para la sostenibilidad del SEIN , a través de la construcción de microcentrales de energía insertadas a la red principal de transmisión del Perú.
- La Escuela Académico Profesional de Ingeniería en Energía debe poseer una cartera de estudios de planificación de la energía y debe participar como agente de cambio y de opinión técnica para el desarrollo de programas de energía a corto , mediano y largo plazo , tal como lo es este estudio de Reserva Firme.

#### • **BIBLIOGRAFÍA.**

- ANAYA MORALES : Determinantes del Precio Spot de Generación Tesis para optar la Maestría en Regulación Energética. Ediciones PUC. 2011.69 pp.
- COES-SINAC : Estadísticas de operación 2011 en el Sistema Interconectado Nacional. Ediciones COES. 2012. 99 pp.
- DAMMERT/MOLINELLI : Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano. Editorial de OSINERGMIN .Perú. 2006.150 pp.

- DE LA CRUZ\_SANDOVAL : Remuneración a la Potencia y Composición del Parque de Generación de Energía Eléctrica. Ediciones PUC. 2010.89 pp.
- DIAZ AVILA : Evaluación del Margen de Reserva en el mercado Eléctrico Peruano. Ediciones PUC. 2011.100 pp.
- GARCIA CARPIO : Valorización de las externalidades y recomposición del parque de generación eléctrica del Perú. Ediciones OSINERGMIN.2011.80 pp.
- M.E.M : Perú. Sector Eléctrico 2009.Documento Promotor. 2009. Ediciones: Ministerio de Energía y Minas. 40 pp.
- OSINERGMIN : Informe N° 110-2012. Publicación de Precios de Barra de Generación. Ediciones: normas legales OSINERGMIN.2012. 255 pp.
- OSINERGMIN : Prospectivas del sector eléctrico 2009-2010. Ediciones IPAE 2010. 136 pp.
- PALLANT : Manual de SPSS .Versión 12. Library of Australia. 2010.80 pp.