

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE
INGENIERÍA EN ENERGÍA**



UNS

UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

**"DINÁMICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA DE
GENERACIÓN Y SU EFECTO EN LA RESERVA DE
ENERGÍA DEL PERÚ"**

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

AUTOR:

**Bach. JAIME ARQUIMEDES SOLORZANO GUARNIZ
Bach. DIEGO ROBERTO LEDESMA RUIZ**

ASESOR:

Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA

NUEVO CHIMBOTE , OCTUBRE DEL 2019

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO EN
ENERGIA**

**“DINAMICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA DE
GENERACION Y SU EFECTO EN LA RESERVA DE
ENERGIA DEL PERU”**

AUTOR :

Bach. JAIME ARQUIMEDES SOLORZANO GUARNIZ

Bach. DIEGO ROBERTO LEDESMA RUIZ

ASESOR :

Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA

NUEVO CHIMBOTE, OCTUBRE DEL 2019



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ACADEMICA PROFESIONAL DE
INGENIERIA EN ENERGIA

CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

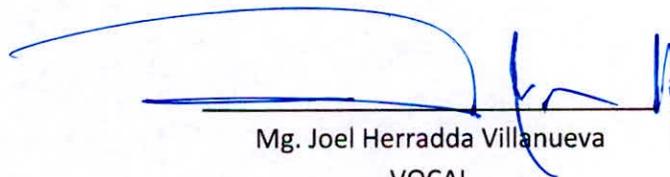
“DINÁMICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA DE
GENERACIÓN Y SU EFECTO EN LA RESERVA DE
ENERGÍA DEL PERÚ”

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGIA

Revisado y Aprobado por el Jurado Evaluador:


Mg. Hector Domingo Benites Villegas
PRESIDENTE


Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
SECRETARIO


Mg. Joel Herradda Villanueva
VOCAL



Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los veintinueve días del mes de octubre del año dos mil diecinueve, siendo las once y treinta horas de la mañana, se instaló en el Auditorio de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 475-2019-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. HECTOR DOMINGO BENITES VILLEGAS : PRESIDENTE
- Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN : SECRETARIO
- Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA : INTEGRANTE
- M.Sc. CESAR LUIS LOPEZ AGUILAR : ACCESITARIO

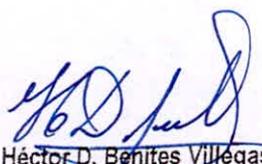
Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "DINAMICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA DE GENERACIÓN Y SU EFECTO EN LA RESERVA DE ENERGIA DEL PERÚ", elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: JAIME ARQUIMEDES SOLORZANO GUARNIZ, con código de matrícula 0198711009, teniendo como asesor al docente Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA.

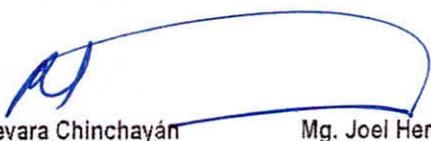
Terminada la sustentación, el bachiller respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, el contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
JAIME ARQUIMEDES SOLORZANO GUARNIZ	DIESTRO (12)	MUY BUENO

Siendo las doce y treinta del mediodía, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Héctor D. Benites Villegas
PRESIDENTE


Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
SECRETARIO


Mg. Joel Herradada Villanueva
INTEGRANTE



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección E.P. de Ingeniería en Energía

Teléfono: 310445 - Anexo 1035

CONSOLIDADO DE NOTAS DE SUSTENTACION DE TESIS

Bachiller: **JAIME ARQUIMEDES SOLORZANO GUARNIZ**

NOTA FINAL DE LA SUSTENTACIÓN

Nº	JURADO EVALUADOR	NOTA
1	Mg. HECTOR DOMINGO BENITES VILLEGAS	18
2	Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN	18
3	Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA	18
PROMEDIO		18

CALIFICATIVO DE : *Dieciocho*

Nuevo Chimbote, 29 de octubre de 2019

Mg. Héctor D. Benites Villegas
PRESIDENTE

Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
SECRETARIO

Mg. Joel Herradda Villanueva
INTEGRANTE



Año de la lucha contra la corrupción y la impunidad

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los veintinueve días del mes de octubre del año dos mil diecinueve, siendo las once y treinta horas de la mañana, se instaló en el Auditorio de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 475-2019-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- **Mg. HECTOR DOMINGO BENITES VILLEGAS** : PRESIDENTE
- **Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN** : SECRETARIO
- **Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA** : INTEGRANTE
- **M.Sc. CESAR LUIS LOPEZ AGUILAR** : ACCESITARIO

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "DINAMICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA DE GENERACIÓN Y SU EFECTO EN LA RESERVA DE ENERGIA DEL PERÚ", elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: **DIEGO ROBERTO LEDESMA RUIZ** con código de matrícula 0201211040, teniendo como asesor al docente **Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA**.

Terminada la sustentación, el bachiller respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, el contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Titulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
DIEGO ROBERTO LEDESMA RUIZ	DIECIOCHO (18)	MUY BUENO

Siendo las doce y treinta del mediodía, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Héctor D. Benites Villegas
PRESIDENTE


Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
SECRETARIO


Mg. Joel Herradza Villanueva
INTEGRANTE



CONSOLIDADO DE NOTAS DE SUSTENTACION DE TESIS

Bachiller: DIEGO ROBERTO LEDESMA RUIZ

NOTA FINAL DE LA SUSTENTACIÓN

Nº	JURADO EVALUADOR	NOTA
1	Mg. HECTOR DOMINGO BENITES VILLEGAS	18
2	Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN	18
3	Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA	18
PROMEDIO		18

CALIFICATIVO DE : *DIESTRO*

Nuevo Chimbote, 29 de octubre de 2019

Mg. Héctor D. Benites Villegas
PRESIDENTE

Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
SECRETARIO

Mg. Joel Herradda Villanueva
INTEGRANTE

DEDICATORIA

A mi querida esposa

JANETT CACERES

por su

Comprensión y cariño de siempre

Para mis hijos

JANELLY, VICTOR y ALFREDO

para que algún día tomen este trabajo

Como ejemplo

A Dios por su apoyo infinito y por ser nuestro guía

En nuestra carrera y por ser la luz en nuestra vida.

J.A.S.G

DEDICATORIA

**A mi querida Madre
DANA SOLEDAD RUIZ CASSARETO
Por su amor, cariño y desvelos de siempre**

**A mi querida abuela
MARIA JULIA CASSARETO TRAVI
POR SU GRAN CARIÑO.**

**Para mis lindas hermanas
SADE y MAUREEEN ANIEKWE RUIZ
Mis confidentes.**

**Y para mi novia NORA TAIS PUPPI CONTRERAS
Por su apoyo y gran amor.**

D.R.L.R

RECONOCIMIENTO

**Al Mg. Joel Herradda Villanueva
Por sus sabios consejos, enseñanzas
Y su apoyo incondicional en la realización de esta tesis.**

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

Atentamente,

J.A.S.G D.R.L.R

INDICE

INDICE

RESUMEN

CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Realidad Problemática	2
1.2 Antecedentes	3
1.3 Justificación	7
1.4 Hipótesis	9
1.5 Objetivos	9
CAPITULO II: MARCO TEORICO	11
2.1 Sistema de generación de energía del Perú	12
2.2 Mecanismos de desarrollo de la generación de energía	32
2.3 Reserva de generación de energía	39
2.4 Estabilidad de sistemas de generación de energía	43
2.5 Métodos de proyección	44
CAPITULO III: MATERIALES Y METODO	51
3.1 Materiales	52
3.2 Método de Investigación	60
CAPITULO IV: CALCULOS Y RESULTADOS	65
4.1 Estimación de las potencias firme de las centrales de energía	66
4.2 Análisis de la información estadística periodo 2,006-2,019	76
4.3 Proyección de la demanda	80

4.4	Proyección de la oferta de generación	82
4.5	Casos de estudio y aplicación de las contingencias	84
4.6	Discusión de resultados	92
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		96
	Conclusiones	97
	Recomendaciones	99
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		100
ANEXOS		106

FIGURAS

Figura N° 1 Representación esquemática del suministro de energía eléctrica en el Perú	13
Figura N° 2 Modelo de competencia mayorista –Sector eléctrico Peruano	15
Figura N° 3 Agentes del mercado eléctrico peruano	19
Figura N° 4 Central Hidroeléctrica de regulación de HUINCO	23
Figura N° 5 Central Termoeléctrica con turbinas a gas : Las Flores	24
Figura N° 6 Central Termoeléctrica con turbinas a vapor: San Nicolas	26
Figura N° 7 Central Termoeléctrica de ciclo combinado KALLPA	27
Figura N° 8 Central Termoeléctrica de Independencia	28
Figura N° 9 Central Solar Fotovoltaica RUBI	30
Figura N° 10 Central Eolica Wayra I	31
Figura N° 11 Clasificación de la Reserva de Generación	39
Figura N° 12 Comportamiento histórico de la oferta y demanda en el SEIN 2,006-2019	77
Figura N° 13 Evolución de la Reserva de generación SEIN 2,006-2.019	78
Figura N° 14 Evolución del % de la reserva de generación SEIN 2,006-2,019	79
Figura N° 15 Proyección de la Máxima Demanda al Año 2029	80
Figura N° 16 Proyección de la Máxima Demanda Total al Año 2029	81
Figura N° 17 Proyección de la Oferta de generación al año 2,029	83
Figura N° 18 Proporción de la generación de energía ofertada para el año 2,029	83

CUADROS

Cuadro N°1 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN	52
Cuadro N° 2 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN	53
Cuadro N°3 Centrales Termoeléctricas Convencionales conformantes del SEIN	54
Cuadro N°4 Centrales de Generación RER conformantes del SEIN	55
Cuadro N°5 Centrales de Energía a instalarse en corto plazo 2,020	55
Cuadro N° 6 Centrales de Generación RER con concesión definitiva	56
Cuadro N° 7 Centrales de Generación RER en concesión temporal	56
Cuadro N°8 Comportamiento de la Máxima demanda en el SEIN desde al año 2,005 al año 2,019	58
Cuadro N°9 Comportamiento de la Oferta Efectiva de Generación en el SEIN desde al año 2,005-2,010	58
Cuadro N°10 Comportamiento de la Oferta Efectiva de Generación en el SEIN desde al año 2,011-2,019	58
Cuadro N°11 Cargas especiales a incorporarse al SEIN hasta el año 2,023	59
Cuadro N°12 Factores de planta de Centrales Eólicas peruanas	62
Cuadro N° 13 Factores de Planta y Potencia firme de Centrales Hidroeléctricas-A	67
Cuadro N° 14 Factores de Planta y Potencia firme de Centrales Hidroeléctricas-B	68
Cuadro N° 15 Potencia Firme Termoeléctrica con Factor de Disponibilidad de 5.24 %	70
Cuadro N° 16 Potencia Firme RER según su Factor de Planta y Factor de Disponibilidad	71
Cuadro N° 17 Orden de despacho según Potencia Firme-Centrales Termoeléctricas	72
Cuadro N° 18 Orden de despacho según Potencia Firme-Máxima Demanda 9,497 MW	74
Cuadro N° 19 Determinación de la tasa de crecimiento suavizada de la máxima Demanda	80
Cuadro N° 20 Cuadro de Obras de Generación de Energía ingresante al SEIN hasta el Año 2,025	82

Cuadro N° 21 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 sin contingencias-Crecimiento medio	84
Cuadro N° 22 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 con Indisponibilidad del Complejo Hidroenergetico del Mantaro-Crecimiento medio	85
Cuadro N° 23 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,032 con Indisponibilidad del Ducto de Gas Natural de Camisea a Pisco-Crecimiento medio	86
Cuadro N° 24 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 sin contingencias-Crecimiento optimista	87
Cuadro N° 25 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 con Indisponibilidad del Complejo Hidroenergetico del Mantaro-Crecimiento optimista	88
Cuadro N° 26 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 con Indisponibilidad del Ducto de Gas Natural de Camisea a Pisco-Crecimiento optimista	89
Cuadro N° 27 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 sin contingencias-Crecimiento pesimista	90
Cuadro N° 28 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 con Indisponibilidad del Complejo Hidroenergetico del Mantaro-Crecimiento pesimista	91
Cuadro N° 29 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 con Indisponibilidad del Ducto de Gas Natural de Camisea a Pisco-Crecimiento pesimista	92

RESUMEN

La oferta de generación representada por su potencia efectiva, la máxima de manda y la reserva de generación son indicadores relevantes mediante los cuales se puede verificar el comportamiento de un sistema de generación y determinar si es confiable o presenta posibilidades de déficit de energía en un determinado instante de tiempo en función a la ocurrencia de una indisponibilidad.

La oferta de generación de energía actualmente es de 12,626.3 MW como potencia efectiva, con una máxima demanda de 6,990 MW y una reserva total de generación de 5,636.6 MW, lo que representa un valor de la reserva de 44.64 % , con respecto a la potencia firme esta es igual a 9,665.2 MW y el valor de la reserva firme es igual a 27.67% , valor que supera a la reserva firme objetivo el cual es 23.45%.

Mediante un estudio de proyección se determina el efecto del comportamiento de la oferta de generación en el sistema eléctrico interconectado nacional.

Se determina una tasa de proyección de la demanda en un valor de 5.77 % , proyectándose en tres escenarios de crecimiento y en horizonte de estudio de 10 años , determinándose a partir de dos indisponibilidades en el sistema eléctrico la confiabilidad de la reserva total , pero la inestabilidad de la reserva firme.

PALABRA CLAVE: Oferta de generación, reserva de generación y máxima demanda

ABSTRACT

The generation offer represented by its effective power, the maximum command and the generation reserve are relevant indicators by means of which the behavior of a generation system can be verified and determine whether it is reliable or presents possibilities of energy deficit in a given instant of time depending on the occurrence of an unavailability.

The supply of energy generation is currently 12,626.3 MW as effective power, with a maximum demand of 6,990 MW and a total generation reserve of 5,636.6 MW, which represents a reserve value of 44.64%, with respect to firm power this is equal to 9,665.2 MW and the value of the firm reserve is equal to 27.67%, value that exceeds the target firm reserve which is 23.45%.

Through a projection study, the effect of the generation supply behavior on the national interconnected electricity system is determined.

A projection rate of demand is determined at a value of 5.77%, projecting in three growth scenarios and a 10-year study horizon, determining the reliability of the total reserve from two unavailability in the electrical system, but the instability of the firm reserve.

KEYWORD: Generation offer, generation reserve and maximum demand

CAPITULO I
INTRODUCCION

1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

El sector de generación de energía en el Perú ha experimentado sorprendentes mejoras en los últimos 15 años. El acceso a la electricidad ha crecido del 45% en 1990 al 88.8% en junio de 2011, alcanzando un coeficiente de electrificación superior al 96 % a la vez que mejoró la calidad y la eficacia de la prestación del servicio. Estas mejoras fueron posibles gracias a las privatizaciones posteriores a las reformas iniciadas en 1992. Al mismo tiempo, las tarifas de electricidad han permanecido en consonancia con el promedio de América Latina. Lo que significa que cerca de la totalidad del país dependen de la oferta de generación y de la correspondiente reserva de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Sin embargo, aún quedan muchos retos. Los principales son el bajo nivel de acceso en las áreas rurales y el potencial sin explotar de algunas energías renovables, en concreto la energía hidroeléctrica, la energía eólica y la energía solar. El marco regulador de energías renovables incentiva estas tecnologías pero en volúmenes muy limitados ya que una mayor oferta implicaría un aumento en el costo de la energía del país.

La capacidad actual de generación de electricidad está dividida de manera no uniforme entre las fuentes de energía térmica, hidroeléctrica y con recursos energéticos renovables. Actualmente el renovado y reciente dinamismo del sector eléctrico del país se basa en el cambio por plantas a gas natural, fomentado por la producción del campo de gas de Camisea en la selva amazónica, dependiendo del gas natural básicamente cerca de 2,500 MW de generación, lo cual resulta un peligro constante en el abastecimiento de energía. Ahí mismo se han realizado un total de 4 subastas para la inserción de tecnologías con recursos energéticos renovables (solar fotovoltaico, eólico con aerogeneradores y con biomasa) en cumplimiento al Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables (2008), que tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

Un sistema energético es confiable y seguro cuando cuenta con una reserva de generación de energía eléctrica disponible y fría que le permita a corto y mediano plazo una estabilidad del abastecimiento de energía eléctrica.

Los criterios de planeamiento de la generación en sistemas eléctricos de potencia están centrados en dos aspectos:

- **Confiabilidad del Suministro:** Aspecto que considera el grado de seguridad que la oferta de generación debe tener para cubrir la demanda proyectada de tal manera que no se presente racionamiento del servicio para el grado especificado de demanda.
- **Minimización de Costos:** Aspecto que considera que la expansión del parque generador debería resultar del mínimo costo total del suministro (incluyendo costos de inversión, operación, mantenimiento y energía no servida).

La forma más usual de garantizar el cubrimiento de potencia y energía a lo largo del horizonte de evaluación consiste en el establecimiento de un conjunto de criterios de seguridad, confiabilidad y calidad, de tal manera que el desarrollo de la generación los tome en cuenta.

Teniendo en cuenta lo enunciado se plantea el siguiente problema:

¿CUAL ES EL EFECTO DE LA DINAMICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA DE GENERACION EN LA RESERVA DE ENERGIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DEL PERU ?

1.2 ANTECEDENTES:

Se tienen los siguientes estudios que sirven como antecedente al presente informe de tesis:

REFERENTE A DINÁMICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA DE GENERACION

En la tesis de ANAYA MORALES , Willy (2,008) en su tesis titulada DETERMINANTES DEL PRECIO SPOT DE GENERACION ELECTRICA EN EL PERU: 1993-2007 para optar el Grado de Magister en Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú , concluye lo siguiente: El mercado de generación eléctrica peruano cuenta con limitaciones para su crecimiento, se busca mediante la nueva legislación introducirle competencia, a fin de que se incrementen las inversiones y se eviten futuras

situaciones de desabastecimiento energético, dado el persistente incremento de la demanda. El diseño de la oferta eléctrica peruana permite que se cuente con un esquema de pool de electricidad bajo un ente de coordinación. La reestructuración de la industria eléctrica en los noventa significó la desintegración vertical de la industria en tres sectores: generación, transmisión (alta tensión) y distribución-comercialización (baja tensión). Esto dio lugar a la entrada de participantes privados en cada etapa del proceso de servicio eléctrico, configurándose de esta manera tres mercados eléctricos: un mercado regulado, un mercado libre y un mercado spot.

Del mismo modo en la tesis CERVANTES SILVA, Eduardo (2,013) en su tesis titulada "EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO 2012-2021." Para optar el título de Ingeniero Economista en la Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, concluye lo siguiente: El análisis correspondiente a la evaluación económica tomando en consideración la implementación de tecnologías renovables en el sector eléctrico peruano (2012-2021) nos determina que la generación con Centrales Mini-Hidroeléctricas es la mejor alternativa RER para cubrir la Demanda de Energía Renovable, en todos los escenarios analizados. Al tomar en cuenta los beneficios indirectos de utilizar tecnologías renovables en el sector eléctrico obtenemos un costo medio social (tomando en cuenta ingresos indirectos) menor al respectivo costo medio privado (costo de inversión y costo variable) de cada tecnología RER. En nuestro análisis hemos considerado que todas las tecnologías RER tienen una vida útil de 20 años, sin embargo las Centrales Mini-Hidroeléctricas tienen una vida útil mucho mayor a 20 años. Además el Perú cuenta con un potencial de 60 mil MW de potencia con centrales hidroeléctricas, de acuerdo a un estudio realizado por la Misión Alemana de Energía en la década del 70. Del mismo modo se estima que el potencial de centrales mini-hidroeléctricas RER es mayor a 1000 MW en base a los anuncios realizados por el gobierno de Chile de implementar mil MW en pequeñas centrales hidroeléctricas (a pesar que Chile no cuenta con los recursos hídricos que tiene el Perú). Estas condiciones favorecen aún más los resultados obtenidos para la implementación de esta tecnología RER.

Así mismo CHONG FUENTES , Manuel (2,016) en su tesis para optar el grado de Magister en Economía de Recursos Naturales y del Medio Ambiente en la Universidad de Concepción , Chile , concluye lo siguiente : La proyección del consumo es una actividad importante para los entes participantes del sector eléctrico. Si se sobreestima la demanda se genera sobrecostos operativos del despacho energético por el contrario, una subestimación produce una reducción de electricidad entregada provocando desabastecimientos e inestabilidad energética. Desde que se cuente con proyecciones adecuadas del consumo de energía eléctrica se logrará la operatividad del sector eléctrico eficientemente, garantizando su óptima generación energética mediante compras adecuadas de insumos, realizar mantenimientos de unidades en el momento adecuado, etc. Si el consumo de energía eléctrica aumenta y los agentes proveedores de electricidad no pueden responder a estas variaciones, puede existir consecuencias como las siguientes: Desmejoramiento del nivel de vida de la población, Pérdidas en sectores: Comercial, Agro, Extracción, Industrial. Provocando disminución de fuentes de trabajo, Inseguridad pública, por falta de iluminación en vías, entre otras.

De igual forma, FERNANDEZ JIMENEZ, Dora (2,018) en su tesis para optar el título de Ingeniero Químico de Petróleo en la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas de México concluye lo siguiente: En el año 2,016 el resultado de la segunda subasta eléctrica en México produjo tres precios record para América Latina: un precio promedio de oferta de 33.5 U\$/MWh, un precio del viento de 32 U\$/MWh y un precio solar de 27 U\$/MWh. En general, la subasta fue una de las más competitivas del mundo, sin una oferta ganadora superior a U\$/MWh. Estos precios están impulsados por la alta participación, los bajos precios de los equipos y las nuevas estrategias eólicas y solares. La subasta contrato 1.2 GW de capacidad a un precio promedio de 32.86 U\$/MWh, 8.9 TW de potencia y otros 9.3 MW certificados de energía limpia. Un poco más de la mitad de la energía y los certificados contratados serán suministrados por 1.9 GW de plantas fotovoltaicas y alrededor del 40 % provendrán de 1.2 GW de proyectos eólicos, dándole un dinamismo a la oferta de generación de energía en México.

REFERENTE A LA RESERVA DE ENERGIA.

En la tesis de DIAZ AVILA (2,011) en su tesis para optar el Grado de Magister en Regulación de servicios públicos de la Pontificia Universidad Católica del Perú, concluye lo siguiente: El sistema eléctrico peruano ha presentado en el pasado reciente problemas en la confiabilidad de suministro de energía eléctrica, lo cual ha estado asociado a un margen de reserva de generación reducido en diferentes períodos. El estado, en la búsqueda del aseguramiento del suministro de energía eléctrica se vio en la necesidad de implementar una serie de mecanismos orientados a cumplir dicho fin, mecanismos tales como el reconocimiento de costos adicionales en caso de falta de combustible, licitación de reserva fría, entre otros. La mayor parte de estos mecanismos implementados no han tenido mayor sustento técnico y/o económico, además de en algunos casos, como en la remuneración del pago por concepto de capacidad, no seguir el modelo regulatorio actual distorsionando de esa manera aún más el mercado eléctrico.

Así mismo DE LA CRUZ SANDOVAL, Ricardo (2,010) en su tesis para optar el Grado de Magister en Economía aplicada de la Universidad de Chile, concluye lo siguiente: De un lado, el margen de reserva pasó de 50% en 2000 a 20% en el 2008, lo que generó recientemente problemas de racionamiento asociado principalmente a factores hidrológicos y a la restricción del ducto de transporte de gas natural. De otro lado, se observa un incremento de la capacidad de centrales hidráulicas que está en concordancia con la corrección de la sub-inversión en centrales de base producto de la aplicación del esquema anterior. Si bien el esquema mixto de remuneración a la potencia ayuda a reducir la presencia de centrales chatarra (que son aquellas centrales que tienen altas tasas de falla y, por lo tanto, tienen una capacidad mínima de generación), no tuvo éxito en la solución de otras distorsiones respecto al óptimo social. Particularmente, no puede replicar la composición óptima del parque generador, ni en otorgar incentivos que garanticen los requerimientos de la demanda. De esta forma, este esquema de pago de potencia puede entenderse como un segundo mejor

Del mismo modo en la tesis de PUMAY MELGAREJO , Paul y PALOMINO NARVAEZ, Carlos (2,014) en su tesis para optar el título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa en Perú, concluyen lo siguiente : 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 1 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%. Analizando la proyección del crecimiento medio de la demanda prevé un déficit del parque de generación para el año 21 025 1 con una déficit de Reserva Firme, mientras que desde el año 2,017 déficit de Potencia se incrementa progresivamente.

Así mismo , en la tesis de SANCHEZ QUISPE y TRIVEÑO RAMOS (2,017) en su tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco en Perú , concluyen lo siguiente: Los valores de reserva rotante de energía más adecuados, desde el punto de vista técnico - económico para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el año 2013 son: 243.95 MW, 193.65 MW, 243.95 MW y 210.25 MW para los periodos de avenida máxima, avenida mínima, estiaje máxima y estiaje mínima respectivamente, los cuales han demostrado incrementar la confiabilidad del sistema

1.3 JUSTIFICACIÓN

La justificación es la siguiente:

Uno de los principales vectores de nuestra evolución ha sido y es, sin lugar a dudas, la energía. Ésta ha hecho posible que el ser humano no solo poblara prácticamente la totalidad de la superficie del planeta y así mismo juega un rol fundamental en el desarrollo industrial y en la cobertura de los servicios y necesidades domésticas diarias, teniéndose una vital dependencia de la energía por parte del hombre.

El suministro de electricidad constituye un servicio público clave para operar procesos industriales y sostener el consumo de los usuarios residenciales. Así, brinda una fuente de energía que impulsa la actividad económica, posibilita el comercio internacional, mantiene el buen funcionamiento de los mercados y genera bienestar al permitir que los ciudadanos tengan altos estándares de calidad de vida. Sin electricidad, el funcionamiento de la economía global sería inviable. Esta relevancia ha determinado que en todo lugar, en mayor o menor medida, el sector eléctrico se encuentre sujeto a alguna forma de intervención pública por parte del Estado, que se manifiesta vía empresas públicas y regulación de las actividades de las empresas privadas de acuerdo con los mecanismos de mercado.

En los últimos años se ha observado un importante desarrollo del sector eléctrico en el Perú. En promedio, tuvo un crecimiento de alrededor de 8% anual, sosteniendo el incremento de la actividad económica, la cual alcanzó tasas de crecimiento anuales por encima de 6% en la última década, gracias al impulso del boom mundial de las materias primas y productos mineros, ocurrido en tiempos recientes. En los próximos años se espera que dicho dinamismo siga, impulsado por la mayor demanda derivada del desarrollo de proyectos mineros e industriales y de la demanda eléctrica del sector residencial, a medida que la economía peruana se vaya modernizando. Para todo es de vital importancia una adecuada reserva de generación la cual es función de la dinámica del comportamiento de sistema de generación impulsado por el gobierno de un país.

En los últimos 20 años, la producción de electricidad aumentó hasta en un 186 %. Este sector posee proyecciones positivas de exportación e inversión para el futuro. En el país hay una amplia disponibilidad de recursos hídricos y de gas natural, lo que potencia este mercado de manera favorable y abastece la demanda eléctrica. Tan solo desde el 2005 hasta el 2015, la demanda local aumentó un 90% pero no solo fue cubierta, sino que las posibilidades de exportación siguen en pie. El Perú ofrece un potencial eólico de más de 77 mil MW en nueve regiones, como La Libertad, Lima, Ica, Lambayeque, Arequipa, Piura, Cajamarca, Ancash y Amazonas.

De acuerdo con el último estudio de Osinergmin, en los últimos 20 años, la producción de electricidad ha aumentado hasta un 186 %, alcanzando los 48,3 miles de GWh en el 2015. Este sector representa el 1,5 % del PBI y engloba a más de 6,6

millones de usuarios de electricidad. Hasta la fecha actual, en el país se ha mantenido un ritmo de crecimiento sostenido y existen proyecciones positivas para el futuro.

El mercado local crece de manera sustentable y acorde con las tendencias y acuerdos globales. El objetivo es ser amigable con el medio ambiente, al mismo tiempo que crecen las oportunidades de inversión y la economía nacional. El sector energético se consolida y es fundamental contar con profesionales que gestionen cada una de las prioridades que se contemplan en este rubro.

1.4 HIPÓTESIS

Se plantea la siguiente hipótesis: EL EFECTO DE LA DINAMICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA DE GENERACION PERMITE TENER UNA RESERVA TOTAL DE ENERGIA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL DEL PERU EN 25% , OBTENIENDOSE UN ESTADO DE ALTA CONFIABILIDAD.

1.5 OBJETIVOS:

OBJETIVO GENERAL

Determinar la dinámica del comportamiento de la oferta de generación y su efecto en la reserva de energía del sistema eléctrico interconectado nacional del Perú.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar el estado situacional de la oferta, demanda y reserva efectiva y firme del parque de generación del Perú.
- Estimar el valor de la tasa de proyección de la máxima demanda del parque de generación de energía del Perú.
- Estimar la disponibilidad de oferta de generación futura en función a los proyectos garantizados a ingresar al sistema eléctrico peruano.

- Determinar los estados de confiabilidad del sistema eléctrico interconectado nacional, según los escenarios de crecimiento de la demanda.
- Realizar proyecciones para estimar los valores de reserva de generación del sistema eléctrico interconectado nacional a corto plazo según las contingencias que se presenten.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA DEL PERU:

2.1.1 GENERALIDADES DE LA OFERTA DE GENERACION:

El año 1,992 el Perú ingreso en un periodo de modernización realizándose un cambio en el modelo económico imperante hasta esa fecha, con los procesos de liberalización y privatización, para lo cual se emitieron un número considerable de normativas; así como se realizó un cambio en el régimen económico de la carta magna con la promulgación de una nueva Constitución Política. Este proceso tuvo una significancia muy grande en el subsector energético, ya que, como consecuencia del mismo, el año 1,993 se promulgo la Ley de Concesiones Eléctricas y, posteriormente, su reglamento. Luego de la realizada reforma, se suprimió el control del Estado sobre las actividades de generación y comercialización de electricidad, optándose un modelo de desintegración vertical conformado en tres actividades independientes una de otra, así tenemos la generación, transmisión y distribución. (Okumura Suzuki, 2015)

En lo referente a la generación de energía se adoptó un modelo de libre mercado promoviendo la inversión privada en las centrales de generación, en su gestión y operación, por lo cual las empresas de generación deben competir entre sí para vender su producción al mejor precio posible, en un marco de libre competencia operando al mínimo costo. (Okumura Suzuki, 2015)

Actualmente la actividad de generación de electricidad está a cargo de empresas privadas, salvo ELECTROPERU. Las empresas de generación están encargadas de la producción y de suministrar electricidad, para lo cual utiliza diversas fuentes de energía, siendo las más utilizadas el agua para la generación hidroeléctrica y el gas natural en centrales termoeléctricas. En este mercado el ingreso y retiro de los participantes los altos niveles de inversión necesarios para instalar y operar una central de energía son los principales condicionantes. (Consultora Equilibrium, 2018)

La Transmisión se realiza utilizando un conjunto de redes con niveles de muy alta (500 kV) y alta tensión (220 y 138 kV), realizado por empresas privadas en su totalidad. La transmisión de energía eléctrica consiste en la transferencia de energía desde las empresas de generación hacia los usuarios finales, haciendo uso de las líneas de

transmisión, subestaciones de potencia y equipos de compensación reactiva. Para cubrir los costos de conexión se ha establecido el valor del peaje de transmisión pagados por los usuarios de energía independiente de su ubicación. Económicamente la transmisión se considera un monopolio natural al presentar economías de escala y estar definidas por su ubicación geográfica. (Consultora Equilibrium, 2018)

Las empresas de distribución se encargan de retirar la energía eléctrica producida por las generadoras que son inyectadas en las barras de potencia y la suministran a los consumidores finales, que pueden ser clientes libres o regulados. El suministro de electricidad se realiza desde las redes eléctricas de distribución en media tensión (mayor o igual a 1 kV) y baja tensión (menor a 1 kV). Asimismo, la distribución de energía eléctrica se considera un monopolio de tipo natural debido a las significativas economías de escala y además su operación está restringida a una zona geográfica o delimitada a un área específica. Esta actividad está sujeta a un proceso regulatorio más riguroso. (Consultora Equilibrium, 2018)

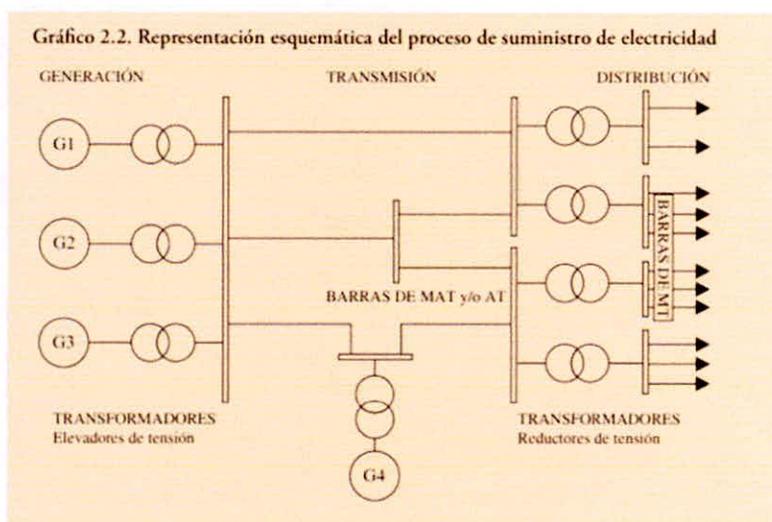


Figura N° 1 Representación esquemática del suministro de energía eléctrica en el Perú

Fuente: COES (2,019)

El Perú adoptó el modelo de mercado mayorista en las actividades de generación, el sistema tarifario adoptado está basado en principios de costos marginales, los criterios del modelo "Peak Load Pricing" y de inversiones en un sector eléctrico más desregulado,

con libre entrada para cualquier inversor. Los precios en generación son fijados sobre la base del abastecimiento de la demanda a mínimo costo. El cálculo de los precios se realiza con proyecciones de demanda y oferta, por lo cual, la competencia en esta actividad se da por mecanismos indirectos. El abastecimiento de energía eléctrica se lleva a cabo de manera centralizada a través del COES, el cual se encarga de minimizar el costo de abastecimiento. (Cabrera Chirre, 2013)

Este modelo para la actividad de generación se basa en un principio competitivo, es decir, las tarifas no son reguladas, sino más bien los precios son determinados fundamentalmente por la competencia en la generación y la demanda de energía, donde los distribuidores y grandes consumidores conforman la demanda, cuyos requerimientos de consumo son disputadas por los ofertantes (empresas de generación). En función a este modelo, las actividades de distribución eléctrica siguen siendo monopólicas y, por lo tanto, están sujetas a los procesos de regulación de tarifas. (Okumura Suzuki, 2015)

Al tratarse el sistema de generación peruano del tipo hidrotérmico, la operación coordinada incorpora la fortaleza en la confiabilidad y predictibilidad de Centrales Termoeléctricas y con el bajo costo operativo de las Centrales Hidroeléctricas con los cuales se mitiga los efectos climáticos a los que se encuentran expuestos los sistemas con un alto componente térmico. Asimismo, el combustible más utilizado en la generación de energía es el gas natural proveniente de yacimientos peruanos, le da al parque generador un grado de independencia respecto de variables externas que afectan a los precios de los hidrocarburos y su disponibilidad. (Okumura Suzuki, 2015)

Según la teoría para los servicios públicos, la energía eléctrica se considerada como un bien público, ya que su consumo reduce la energía disponible para el resto de consumidores finales (característica de rivalidad) y es económicamente viable restringir el consumo de energía para aquellos agentes que no han contribuido en su generación (característica de exclusión). Así mismo es importante indicar que, la electricidad es un bien homogéneo y su suministro es continuo y confiable, pero registra limitantes técnicos en función a la capacidad de la infraestructura de las instalaciones de

transmisión que en cierto grado son una limitante para las transacciones comerciales entre países. (OSINERGMIN, 2017)

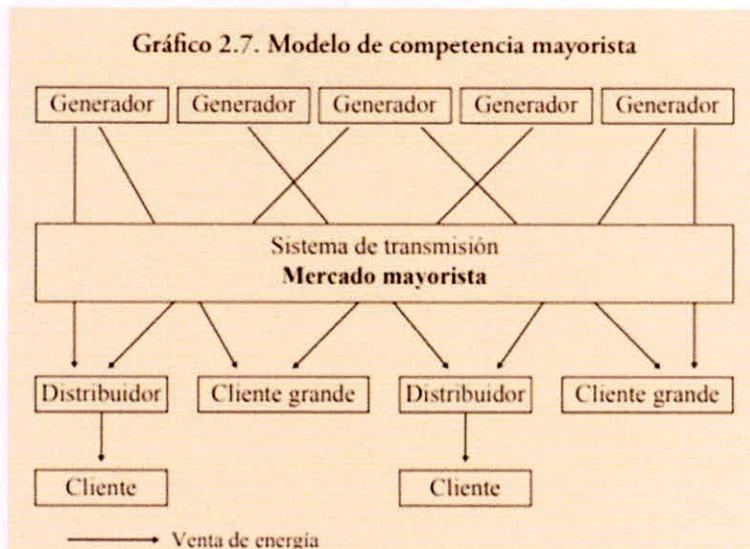


Figura N° 2 Modelo de competencia mayorista –Sector eléctrico Peruano

Fuente: Hunt (2,002)

La generación de energía representa entre el 35% al 50% del costo total de la electricidad. En esta actividad las economías de escala se agotan a niveles inferiores a la demanda de los sistemas eléctricos, por lo cual es necesaria la competitividad en la producción de energía. Un sistema eléctrico debe tener la capacidad de cubrir los valores de máxima demanda producidos en un año, pese a que durante períodos del año no se utilice toda la capacidad de oferta de generación. Por ello, en las decisiones a tener en cuenta en la planificación de inversiones de generación debe tenerse en consideración el patrón de demanda a lo largo de un determinado tiempo (curva de carga), sobre la cual se construye la curva de duración de carga, para lo cual se ordenan las demandas de mayor (demanda máxima) a menor (demanda mínima), esta actividad se realiza para el período de un año (8.760 horas) o de un mes (720 horas). (Dammert, 2008)

Según el tipo de tecnología las empresas de generación tienen distintos costos operativos. Un sistema de generación es conveniente que esté compuesto por distintos tipos de tecnologías de generación, así por ejemplo algunas empresas tienen costos fijos

más altos, pero costos de operación bajos (centrales hidroeléctricas), mientras que otros tienen costos fijos más bajos, pero costos de operación elevados (generadores de energía que utilizan petróleo o gas natural). Ello se debe a que durante pocas horas al día se requieren volúmenes mayores de electricidad que el consumo promedio. Por lo general, es más económico producir energía eléctrica con generadores de bajo costo de inversión aunque sus costos de operación sean mayores. En este caso, las centrales de energía con mayores costos de operación operan en los periodos de máxima demanda del día y su operación se restringe sobre un número reducido de horas por día. Por otra parte, la demanda de electricidad que se requieren en la mayor parte del día se suministra en forma más económica con generadores de alto costo de inversión tal como las centrales hidroeléctricas que tienen un bajo costo de operación. Esto debido a que el costo de inversión alto se diluye al distribuirse entre un mayor número de horas de operación. (Dammert, 2008)

El despacho de la energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se realiza teniendo en cuenta un sistema de costos marginales, priorizando la operación de las centrales de energía que tienen menores costos de operación hasta lograr la cobertura de la demanda de energía en cada instante de tiempo del día. Como parte del mercado spot, existen ocasiones en las cuales las empresas generadoras compran la energía eléctrica comprometida comercialmente a otras empresas generadoras, a fin de cumplir con sus obligaciones contraídas en un momento determinado. Estas transacciones comerciales de electricidad en el Mercado Mayorista de Electricidad, depende de la variabilidad instantánea de la oferta y de la demanda, estableciéndose el precio en relación a la disponibilidad de energía de cada empresa generadora. (Consultora Equilibrium, 2018)

2.1.2 ACTORES DE MERCADO:

a. MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS:

El Ministerio de Energía y Minas, es una institución público estatal y rector del Sector Energético, y forma parte del Poder Ejecutivo. El Ministerio de Energía y Minas tiene como función regir la política energía nacional, así como formular y evaluar, según la política general y de desarrollo, las planificaciones con alcance nacional en materia del

desarrollo sustentable de las actividades energéticas y mineras. Del mismo modo, es la máxima autoridad competente en los asuntos ambientales del sector. El Ministerio de Energía y Minas tiene dentro de sus funciones: definir la política energética de mediano y largo plazo, para el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales sin perjuicio del medio ambiente, dictar las normas generales de alcance nacional en las materias de su competencia, otorgar concesiones, realizar la planificación referencial de expansión en generación y transmisión y aprobar normativas y procedimientos para la operación del sistema eléctrico, a través sus órganos ejecutivos tal como la Dirección General de Electricidad.(Ministerio de Energía y minas del Peru,2019)

b. COES:

El COES es una entidad privada con personería de Derecho Público y sin fines de lucro. Está integrada por todos los titulares de las empresas de generación, transmisión, distribución y grandes usuarios de electricidad. Tiene por finalidad la administración y coordinación de la operación de corto, mediano y largo plazo del sistema eléctrico al mínimo costo, preservando la confiabilidad del sistema, el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos, del mismo modo planifica el plan de desarrollo de la infraestructura de la transmisión y administra el Mercado de Corto Plazo. (COES,2019)

Esta institución es el ente técnico que coordina la generación de energía de las instalaciones de generación en armonía con la demanda requerida, la cual es la suma del consumo total de los clientes a cada instante de tiempo en cada barra de potencia del sistema, con objeto de mantener confiable y seguro el sistema de transmisión. Entre las funciones realizadas tenemos las siguientes:

- Controla la evolución de la demanda requerida a través de diferentes indicadores en un centro de control, coordinando a tiempo real con los generadores su operación o retiro del sistema.
- Planifica el despacho a través de estudios de corto y mediano plazo (pre-despacho) con la finalidad de que los generadores estén preparados para operar en un mínimo tiempo.
- Corregir el volumen suministrado por las empresas de generación en el momento de la ejecución del despacho a tiempo real en función a las contingencias o

indisponibilidades que pudieran surgir, tales como un incremento de la demanda mayor a la prevista. (Dammert, 2008)

El operador del sistema administra el estado de disponibilidad de las plantas de generación, con la finalidad de tenerlas una condición de Stand By y puedan entrar en servicio dentro de los límites de tiempo requeridos por el sistema. Los servicios provistos por estas unidades se conocen como "servicios complementarios" los cuales garantizan la confiabilidad de la producción de electricidad a tiempo real. Entre los servicios complementarios tenemos los siguientes:

- Control y regulación de la frecuencia, la cual se desestabiliza en cada instante de tiempo, al no ser la demanda eléctrica estable.
- Estabilidad de la tensión, por lo cual se hace necesaria la venta de energía reactiva con la finalidad de estabilizar el sistema.
- Arranque en negro, referido a las unidades de generación que pueden iniciar operaciones en casos de emergencia y recuperan la estabilidad del sistema cuando entra en un estado de indisponibilidad.

En particular, muchos de estos servicios tienen la finalidad de proveer un servicio de electricidad público seguro, por lo que su provisión privada mediante competencia no es económicamente rentable para los beneficios del generador de energía. Por ello, la demanda de estos servicios suele centralizarse en el operador del sistema, el cual requiere una condición ex ante a los generadores para que estén dispuestos a brindarlos dentro de un denominado mercado de servicios complementarios. (Dammert, 2008)

c. OSINERGMIN:

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, es una institución pública encargada de regular, fiscalizar y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las normativas vigentes de las actividades que desarrollan. Se creó el 31 de diciembre de 1996, mediante la Ley N° 26734 e inicio sus funciones el 15 de octubre de 1997, supervisando a las empresas eléctricas y de hidrocarburos. Desde el año 2007, según la Ley N° 28964 se le amplió su campo de trabajo al subsector minería y pasó a denominarse Osinergmin. Cuenta con personería

jurídica de derecho público interno y tiene autonomía administrativa, técnica, funcional y financiera. Las actividades regulatorias y de supervisión de este organismo se basan en criterios técnicos, con la finalidad de proteger los intereses de los usuarios (OSINERGMIN,2019)

Es un ente autónomo que vela por el cumplimiento de la Ley Concesiones Eléctricas, fiscaliza el cumplimiento de las obligaciones contraídas en los contratos de concesión, y fiscalizar y supervisar las normas legales en materia de calidad, conservación del medio ambiente y eficacia. Así como también se encarga de la regulación de precios por medio de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - GART, fijando las tarifas en barra, las tarifas eléctricas de servicio público, los peajes de transmisión de la red principal y secundaria, las tarifas de transporte de hidrocarburos por ductos y de distribución de gas natural por red de distribución por ductos. (OSINERGMIN,2019)

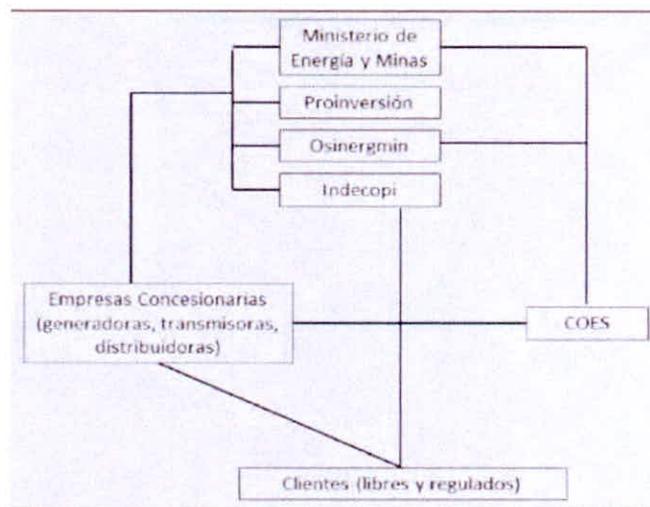


Figura N° 3 Agentes del mercado eléctrico peruano

Fuente: Fiestas Chávez (2,018)

2.1.3 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES DE GENERACION:

a. CENTRALES DE GENERACION DE BASE:

Su función es suministrar energía eléctrica en forma permanente y segura, estas instalaciones se caracterizan por estar operativas durante largos períodos de tiempo y no deben sufrir interrupciones en su operación. Este tipo de centrales se caracterizan por su potencia efectiva alta, dentro de estas tenemos las centrales nucleares y térmicas

que operan con turbinas de vapor y las centrales hidráulicas. Estas Centrales de Generación de Energía se caracterizan por lo siguiente:

- Tienen una capacidad de generación permanente (Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado y centrales Hidroeléctricas de pasada).
- Bajos costos de operación, con lo cual operan de forma continua. (Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado y Ciclo Simple con Gas Natural y Centrales Hidroeléctricas de pasada y embalse).
- Centrales de energía con Recursos Energéticos Renovables: Según la normatividad incluye a las Centrales Solares Fotovoltaicas y las Centrales Eólicas.
- En algunos casos se destinan a esta categoría las centrales termoeléctricas de lento arranque y parada en frío tal como las turbinas de vapor.

Se les destinada al suministro de la mayor parte de la demanda de un Sistema Eléctrico. Estas centrales se conocen como centrales principales. (Pumay y Palomino, 2014)

b. CENTRALES DE PUNTA:

Son aquellas centrales de generación de energía que se programan para operar en las horas de máxima demanda de un sistema eléctrico, esto se realiza durante las horas punta, para el Perú se considera horas punta, al periodo de tiempo comprendido entre las 19.00 a las 23.00 horas de un día. En esta clasificación se ubican las centrales termoeléctricas de arranque rápido o respuesta rápida, así tenemos las centrales de energía que operan con el ciclo termodinámico del tipo Joule Brayton Simple abierto y los Grupos Electrógenos que operan con el ciclo termodinámico Diesel u Otto. Así mismo las centrales Hidroeléctricas de embalse o regulación también tienen esta categoría. (Vega y Flores, 2014)

c. CENTRALES DE REGULACION:

En esta categoría se ubican las centrales hidroeléctricas que almacenan volúmenes de agua en un embalse o reservorio ubicado aguas arriba, esto debido a las características del caudal de las vertientes que alimentan los embalses de la Central Hidroeléctrica. Su almacenamiento de agua les permite utilizar el recurso energético en periodos de alta demanda de energía, regulando de modo conveniente para la producción. Se adaptan para estar operativas en las horas punta de consumo. Dentro de esta clasificación

también se tiene aquellas centrales Termoeléctricas de respuesta rápida que cumplen la función de regular la tensión y la frecuencia de un sistema eléctrico. (Vega y Flores, 2014)

d. CENTRALES DE RESERVA:

Estas instalaciones tienen por objetivo cubrir el déficit de energía en el caso de indisponibilidad total o parcial de las centrales de base en casos de escasez de agua o combustible o avería en el sistema eléctrico de transmisión.

El concepto de reserva de energía económica implica la presencia de instalaciones capaces de sustituir de forma total o parcial, a las centrales de base en las siguientes condiciones: escasez de materias primas (agua, carbón, diesel, etc.). El concepto de reserva firme está referida a la capacidad real que con toda seguridad una empresa de generación puede producir, teniendo en cuenta la presencia de indisponibilidades de la instalación o el factor de planta a la que están sujetas algunas instalaciones en función al recurso energético. (IAE, 2015)

2.1.4 TECNOLOGIAS DE GENERACION DE ENERGIA:

a. CENTRALES HIDROELECTRICAS:

La función de las centrales hidroeléctricas es aprovechar la energía potencial del agua almacenada y transformarla, primero en energía mecánica de rotación y luego en energía eléctrica. Un sistema de captación de agua por lo general se ubica a un desnivel la cual origina una cierta energía potencial almacenada. El flujo del agua por la turbina hidráulica desarrolla en la misma energía cinética con la cual acciona un alternador y produce energía eléctrica. (ECURED,2018)

Las Centrales hidroeléctricas de embalse son instalaciones que se caracterizan por operar en función al volumen de agua garantizado en un embalse ubicado aguas arriba de la instalación, la cual se va utilizando o guardando en reserva según su programación de generación. La regulación de la producción puede ser del tipo horario, semanal, diario o anual. Se definen los términos siguientes:

Periodo de avenida: Período del año en el cual se producen las precipitaciones pluviométricas de forma cíclica con cierta regularidad, lo cual permite almacenar agua en los embalses de los sistemas de generación hidráulica, este periodo se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año. Cronológicamente el periodo de avenida ocurre entre 01 de diciembre al 31 de mayo.

Periodo de sequía o estiaje: Período del año donde en forma cíclica se registra una reducción de precipitaciones pluviométricas lo que origina la disminución de los caudales naturales, provocando la reducción de la generación de potencia efectiva y firme de las centrales hidroeléctricas. Cronológicamente para la aplicación de los procedimientos, corresponde al periodo del 01 de junio al 30 de noviembre. (Guevara, 2018)

Año extremadamente húmedo: Año hidrológico con una excesiva aportación de agua debido a lluvias con valor superior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones este valor de excedencia varía entre 0% y 20%.

Año extremadamente seco: Definido como año crítico con poca aportación de agua y valor muy inferior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones este valor de déficit varía entre 80% y 100%.

Año hidrológico: Período de un año que comprende un periodo de avenida y culmina con un período de estiaje.

Año húmedo: Año hidrológico en el cual la aportación de agua es superior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones, el porcentaje de excedencia se considera entre 20% y 40%.

Año normal o año promedio: Año hidrológico en el cual la excedencia de agua es el promedio anual de toda la muestra. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 40% y 60%.

Año seco: Año hidrológico en el cual la aportación de agua es inferior al promedio anual según en criterios estadísticos. Para estimaciones, el porcentaje de excedencia varía entre 60% y 80%.(Guevara, 2018)

Mientras que las centrales hidroeléctricas de pasada, también llamadas Centrales de filo de agua, son las instalaciones que utilizan directamente el caudal de agua de un río para

generar energía eléctrica, se caracterizan por tener una alta disponibilidad de agua de manera permanente y continua, no siendo necesario almacenar agua en un embalse o reservorio. Están en la capacidad de suministrar energía eléctrica de manera continua con un alto factor de planta. El caudal suministrado varía dependiendo de la estacionalidad del recurso. Cuando las precipitaciones o lluvias son abundantes (temporada de aguas altas), estas centrales operan a su máxima potencia efectiva. En la temporada de estiaje, periodo de ausencia de lluvias, la potencia desarrollada disminuye notablemente, reduciendo su factor de planta. En ciertos casos una Central de Embalse se convierte en una Central de Pasada cuando dispone de meses de agua suficientes para su operación. (Guevara,2018)

La Central Hidroeléctrica de HUINCO e de 258.4 MW de Potencia Instalada y 247.3 MW de Potencia Efectiva de propiedad de ENEL, tiene dependencia del caudal del Rio Santa Eulalia y del embalse de Sheque (430,000 m³) ubicado en Lima. Dispone de 4 turbinas de tipo Pelton doble de eje horizontal, tiene una caída de agua de 1,293 m y un caudal neto de 25 m³/s. Su Factor de Planta es inferior al 50%, debido a que una gran parte de su potencia se destina a la regulación de la frecuencia en el departamento de lima. (Guevara, 2018)



Figura N° 4 Central Hidroeléctrica de regulación de HUINCO

Fuente: Portal web de ENEL (2,019)

b. CENTRALES TERMOELECTRICAS CON TURBINAS DE GAS:

Las Centrales Termoeléctricas están conformadas por una turbina de gas como unidad motriz de generación, además de un compresor axial y una cámara de combustión de tipo anular, operan según el Ciclo Termodinámico Joule Brayton Simple Abierto, y se clasifican en turbinas del tipo heavy duty o aeroderivativa. Se le emplean generalmente para cubrir las cargas de máxima demanda o punta (un promedio de horas de operación de 1,000 a 2,000 horas/año) de un sistema de generación debido a su rápida rampa de arranque, frecuentemente su operación es por control remoto y su funcionamiento es fiable para un amplio intervalo de tiempo. Se construyen en unidades pequeñas (20 KW) hasta potencias superiores a 260 MW, tiene una menor relación peso/tamaño, tienen un bajo costo unitario de inversión, fácil de transportar en bloque y requieren en promedio 1 año para el montaje de una Turbogas de 200 MW. Son económicas cuando operan con gas natural. (Guevara,2018)

Se emplean también en otra gama de aplicaciones, así tenemos la propulsión aeronáutica y naval, así como en el accionamiento mecánico de bombas y compresores en refinerías. Su rendimiento de planta es superior a 37 %, este valor se ha incrementado al tener mayores valores de la temperatura de entrada de los gases de la combustión en la turbina de gas y por los nuevos materiales cerámicos y aleaciones utilizados en las alabes de las turbinas de gas. (Guevara,2018)



Figura N° 5 Central Termoeléctrica con turbinas a gas: Las Flores

Fuente: Portal web de KALLPA (2,019)

c. CENTRALES TERMoeLECTRICAS CON TURBINAS DE VAPOR:

Su operación se basa en el ciclo termodinámico Rankine, está compuesta por un generador de vapor, una turbina de vapor, un condensador o aerocondensador, desareador y un sistema de bombeo de agua. Según el tamaño de la instalación se requiere de: Sistemas con sobrecalentamiento, con recalentamiento y con regeneración intermedia. La eficiencia de planta para instalaciones con turbinas de vapor ciclo simple con sobrecalentamiento es de 37 %, pudiendo incrementarse este valor al modificar el arreglo base en función a una inversión. Son centrales de energía de gran potencia efectiva y utilizadas como central de generación de base o principales, utilizan como combustible: carbón mineral, combustible líquido tal como el petróleo R500, bagazo y los residuos sólidos urbanos. (Vega y Villa, 2014)

Se caracterizan porque las turbinas de vapor necesitan un alto torque y tiempo para estabilizar su operación y son de lento arranque, tienen una alta relación espacio/peso, son muy pesadas, están condicionadas a la disponibilidad de agua durante su operación (siendo la carencia de este recurso una limitante para su instalación). Su operación se basa en la generación de vapor sobrecalentado en un generador de vapor acuotubular, posteriormente el vapor sobrecalentado a alta presión y temperatura y a una 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. Luego el vapor húmedo expandido en la turbina se condensa, continuando el ciclo. (Vega y Villa,2014)

En el Perú se cuenta tan solo con 3 instalaciones de este tipo. La Central Termoeléctrica de San Nicolás en Marcona de propiedad de la Empresa SHOUNGANG de 62.3 MW, está conformada por 3 unidades que operan con Petróleo Residual 500 a través de un ciclo Rankine con sobrecalentamiento y regenerativo con turbinas de 19, 18.2 y 25.1 MW de Potencia Efectiva. Se caracteriza porque sus condensadores son enfriados con agua de mar.



Figura N° 6 Central Termoeléctrica con turbinas a vapor: San Nicolas

Fuente: Portal web de SCHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A (2,019)

d. CENTRALES TERMoeLECTRICAS DE CICLO COMBINADO:

Son Centrales Termoeléctricas de muy Alta Eficiencia, conformados por un ciclo Joule Brayton Simple Abierto (operando como Ciclo Superior) y un Ciclo Rankine con sobrecalentamiento (como ciclo inferior). Se fundamenta en el aprovechamiento de los gases calientes de la combustión provenientes de la turbina de gas los cuales son recuperados en los Generadores de vapor Recuperadores de Calor (GVRC o HRSG) mediante el cual se genera vapor sobrecalentado en 1,2, o 3 tres niveles de presión, el vapor sobrecalentado permite el accionamiento de una turbina de vapor de varias etapas, el cual a su vez acciona a un alternador para producir energía eléctrica. (Vega y Villa, 2014)

Generalmente se construyen en configuraciones 3x3x1 (3 turbinas de gas, 3 generadores de vapor y 1 turbina de gas), la relación de potencia típica de potencias es: 2/3 de la potencia lo genera el ciclo superior y 1/3 lo genera el ciclo inferior, con lo cual se alcanza una eficiencia de planta superior a 57 %, tienen costo de operación igual a 17.5 U\$/MWh cuando opera con gas natural. En el Perú se ha instalado desde el año 2009 la Central de Ciclo Combinado de Chilca, Kallpa, Fénix Power y Santo domingo. Una variante de este tipo de Centrales son las Centrales de Ciclo Combinado con Gasificación integrada en ciclo combinado (GICC), las cuales incluyen una central de ciclo

combinado, una planta de fraccionamiento de aire y una planta de gasificación. (Vega y Villa, 2014)

La Central de Ciclo Combinado de Kallpa de la Empresa KALLPA GENERATION S.A esta ubicada en la localidad de Chilca, tiene un arreglo 3x3x1 , opera con Gas Natural con una Potencia Efectiva de 863.5 MW , entro en servicio en agosto del 2012. (Consta de 1 Ciclo Superior compuesto por 3 Ciclos Joule Brayton Simples Abiertos de 197.8, 193.5 y 174.4 MW respectivamente acoplados a un Ciclo Inferior de 297.8 MW compuesto por un Ciclo Rankine Simple con Sobrecalentamiento)



Figura N° 7 Central Termoeléctrica de ciclo combinado KALLPA

Fuente: Portal web de Empresa KALLPA GENERACION (2,019)

f. CENTRALES TERMOELECTRICAS CON MOTORES DE COMBUSTION INTERNA:

Este tipo de Centrales termoeléctricas se caracterizan por utilizar un motor de combustión interna alternativo como unidad motriz, se caracterizan por que tienen un rápido arranque y pueden variar su carga de generación con rapidez y regulan su estabilidad en un corto periodo de tiempo, se les utiliza como Centrales de Punta por su alto costo de operación. Pueden operar con GLP o Gas natural con el Ciclo Otto con encendido por explosión o con un Petróleo R-6 o Biodiesel con el Ciclo Diesel con encendido por compresión. Generalmente el motor es sobrealimentado llegando a eficiencias de planta del orden del 50%, y en Ciclo Simple con 30% para MCI Ciclo Diesel y 25% para MCI Ciclo Otto. (Guevara,2018)

Por lo general son utilizados en zonas geográficas aisladas en donde existe un déficit en la generación de energía eléctrica o en lugares con frecuentes interrupciones del suministro eléctrico. Se les tienen en condición de reserva en locales de pública concurrencia, hospitales, instalaciones industriales, etc., en la condición de que a falta de energía eléctrica en la red de distribución entren en servicio. Los Grupos Electrógenos se clasifican según su modo de operación en: Continuo, Prime y Stand By.

La Central Termoeléctrica de Independencia de 23.0 MW de potencia efectiva está compuesta por 3 M.C.I.A que operan con Gas Natural (esta central termoeléctrica hasta el año 2009 estuvo ubicada en Calana-Tacna).



Figura N° 8 Central Termoeléctrica de Independencia

Fuente: Portal web de Empresa EGESUR (2,019)

g. CENTRALES FOTOVOLTAICAS:

Una central fotovoltaica es un conjunto de instalaciones destinadas al suministro de energía eléctrica a la red mediante la transformación de la energía solar en energía eléctrica, haciendo uso de sistemas fotovoltaicos a gran escala; estos sistemas fotovoltaicos consisten en la unión de módulos fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo, con lo cual se obtiene corriente continua en baja tensión, para luego ser convertidas en corriente alterna gracias a componentes eléctricos llamados inversores, y posteriormente ser transformadas y distribuidas a los sistemas eléctricos correspondientes. (Rojas Bismarck,2018)

El módulo fotovoltaico es el encargado de captar la radiación solar y transformarla en electricidad y la agrupación de estos forman la Central Solar; estos módulos consisten en una red de células conectadas como circuito en serie, para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado (usualmente entre 12V a 36V) a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo. La eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente está alrededor del 16%. La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye; además el tipo de corriente eléctrica que proporcionan es corriente continua. Tradicionalmente estaban definidos tres tipos de paneles dependiendo de forma de procesar el Silicio: mono-cristalinos, poli-cristalinos y amorfos. (Rojas Bismarck,2018)

En el Perú se han instalado inicialmente cinco centrales fotovoltaicas de 20 MW instalados y 16 MW efectivos cada una en Perú, CS Majes FV, Tacna FV, Repartición FV y Panamericana FV, más la CS Moquegua FV de 16 MW. Con estas instalaciones puestas en operación se pretende atender el contrato de suministro de 173 GWh anuales de electricidad que el estado peruano ha adjudicado para un periodo de veinte años, tal como se acordó en la 1 y 2° Subasta de RER del Perú. En este año 2018, se han inaugurada la Centrales Solares Rubí (114.5 MW) e Intipampa (40 MW) La Central Solar Rubí ubicada en la localidad de Moquegua tiene una potencia instalada de 144.48 MW. La central está constituida por 560,880 Módulos Fotovoltaicos de 320 W pico c/u, todos ellos de estructura metálica en acero galvanizado. La estructura está anclada sobre pilotes circulares de hormigón con seguidores de sol horizontales de un solo eje, ángulo de seguimiento de 45°. La central está equipada con 164 inversores. La central consta de 41 Centros de Transformación (C.T.) de 3.53 MW c/u; El periodo de generación diario es de 06:00 a 17:30 horas aproximadamente. El monto de Inversión: 165 MM US\$. Su costo de operación 47.98 \$/MWh. (Guevara,2018)



Figura N° 9 Central Solar Fotovoltaica RUBI

Fuente: Portal web de Empresa ENEL (2,019)

h. **CENTRALES EOLICAS:**

La energía eólica se origina por el movimiento de las masas de aire. Al igual que la mayoría de las fuentes de energía renovables, proviene del sol, debido a que las diferencias de temperatura entre las distintas zonas geográficas de la tierra originan la circulación de aire. Desde el punto de vista técnico, la característica más importante del viento es su variabilidad en magnitud de velocidad y su cambio de dirección, tanto desde el punto de vista geográfico como temporal. A gran escala, la variabilidad espacial describe el hecho de que en el mundo existen diferentes zonas climáticas, algunas con mayor disponibilidad de recursos que otras, determinadas fundamentalmente por su latitud. (Rudnick,2014)

Operacionalmente, la mayor parte de las turbinas comienzan a generar electricidad con velocidades de viento de 3 m/s, la capacidad nominal se alcanza a velocidades de 15 m/s y son frenados por seguridad a velocidades de 25 m/s. El funcionamiento de una central eólica es la siguiente: el viento fluye sobre los alabes ejerciendo una fuerza sobre ellas, esto produce un movimiento de rotación en el rotor el cual es amplificado mediante una caja de engranaje multiplicador que aumenta la velocidad de rotación del

eje del generador. El generador utiliza campos magnéticos para convertir la energía cinética del eje en energía eléctrica. La energía producida pasa a través de un transformador eléctrico, que eleva la tensión desde nivel de generación (cercana a 700 V) a la tensión de transmisión o de distribución. La red de transmisión o de distribución transmite la energía generada a los consumidores. (Rudnick,2014)

La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y no genera emisiones de gases de efecto invernadero en comparación a las centrales termoeléctricas. Su principal inconveniente es la intermitencia del viento. El Perú cuenta en operación con las Centrales Eólicas de: Talara (30 MW), Cupisnique (80 MW) y de Marcona (32 MW), Tres Hermanas (97.5MW) y la recién inaugurada Wayra I (126 MW). La Central Eólica de WAYRA I cuenta con 42 aerogeneradores de 3.15 MW c/u, Modelo AW 3150, formado por 3 palas de 62.5 metros de largo c/u, con un ángulo de 120° entre ellas y altura de torre de 87.5 metros. La inversión aproximada es de 165 MM US\$ a un costo de operación de 37.83 U\$/MWh (Guevara, 2018)



Figura N° 10 Central Eolica Wayra I

Fuente: Portal web de Empresa ENEL (2,019)

i. **CENTRALES DE BIOMASA:**

Una central termoeléctrica de biomasa es una planta de generación eléctrica que aprovecha la energía química contenida en una cantidad determinada de biomasa y que es liberada como energía térmica mediante un proceso de combustión. La energía de la biomasa es del tipo renovable ya que es procedente del aprovechamiento de la materia

orgánica e industrial formada en algún proceso biológico o mecánico. Por lo general su procedencia es de los residuos de las sustancias que constituyen los seres vivos (plantas, animales, entre otros) o sus restos y residuos. El aprovechamiento de la energía de la biomasa se realiza directamente (por ejemplo, por combustión) o por transformación en otras sustancias que posteriormente se utilizan como combustibles o alimentos. Los biocarburantes son combustibles obtenidos a partir de la biomasa. En su sentido más amplio, abarca también el material biológico utilizado como biocombustible, así como las situaciones sociales, económicas, científicas y técnicas relacionadas con el uso de fuentes de energía biológica. (Ortiz Nuñez, 2017)

Actualmente existen diferentes tipos de tecnologías comercialmente viables para transformar la biomasa de manera directa en electricidad, así tenemos: combustión directa en calderas, fermentación, incineración de residuos sólidos municipales, gas de vertedero, digestión anaeróbica, entre otros. Algunas tecnologías más recientes, como la gasificación de la biomasa atmosférica y la pirólisis, se encuentran en la etapa previa antes de su masificación comercial. (Ortiz Nuñez, 2017)

2.2 MECANISMOS DE DESARROLLO DE LA GENERACION DE ENERGIA:

2.2.1 PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION:

Como parte del plan de expansión de la generación de energía para el período 2018 – 2021 se ha considerado proyectos en ejecución, proyectos resultantes de las subastas de suministro eléctrico con recursos energéticos renovables ejecutados, proyectos que cuentan con contratos firmados con el Estado como resultado de las licitaciones para la promoción de la inversión y proyectos con alta probabilidad de ejecución debido a compromisos realizados por empresas privadas. (Consultora Equilibrium, 2018)

Los planes de expansión de la generación para el período 2015–2018 considero un incremento de 3,830 MW respecto a la Potencia Efectiva del SEIN al año 2014 (8,718 MW), proyectando un incremento de 44.0% de la potencia efectiva. Es importante resaltar que para el período 2018–2021, se estima que la demanda en el SEIN se

incremente a una tasa de crecimiento promedio anual de 4.2%, tomando como base el año 2017. (Consultora Equilibrium, 2018)

2.2.2 SUBASTAS DE RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES:

Las subastas, también llamadas licitaciones, son un proceso, en donde un número de ofertantes busca obtener uno o varios bienes en función de las ofertas realizadas ante una entidad responsable de dicha operación (Operador del Mercado y/o Regulador), que, basándose en las ofertas realizadas por los agentes, determina cuales son aceptadas. Existen diferentes tipos de subastas, entre ellas las siguientes:

- Subasta de un único bien (Inglesa): Puja en la que los agentes van haciendo ofertas con precios cada vez más altos, donde el último ofertante obtienen el bien.
- Subasta de un único bien (Holandesa): Se inicia con un precio muy alto y va disminuyendo hasta que un comprador acepta. Puede ser en orden ascendente o descendente. Se conoce también como subastas orales.
- Subasta de un único bien (Primer precio, Sobre cerrado): Cada ofertante realiza una única oferta al mismo tiempo que los demás en un sobre cerrado. Las empresas no saben cuánto han ofertado los demás a menos que exista colusión entre ellos. Generalmente aquí se establece un precio máximo o límite, el mismo que puede anunciarse a los ofertantes o mantenerse en secreto, esto último reduce las posibilidades de hacer ofertas colusorias altas y así, se consigue precios más bajos para los contratos de energía. Este tipo de subasta es el usado en las licitaciones de largo plazo en el Perú. (Cabrera Chirre,2013)

En el marco del Decreto Legislativo N° 1002 y conforme al Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM y sus modificatorias, y al Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red aprobado por Decreto Supremo N° 020-2013-EM, en el Perú se han ejecutado cuatro Subasta RER para Suministro de Energía al Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN) y una subasta RER para Suministro de Energía a Áreas No Conectadas a la Red (Instalaciones RER Autónomas), respectivamente , estableciéndose que el 5% de la máxima demanda del SEIN debe ser cubierta por tecnologías RER. Se denomina Energía Renovable a aquella que se obtiene de fuentes naturales de

naturaleza inagotable, debido a la inmensa cantidad de reservas que contienen o por ser capaces de regenerarse por medios naturales. En consideración a su grado de desarrollo tecnológico y al nivel de penetración en la matriz energética, las Energías Renovables se clasifican en Renovables Convencionales y Renovables No Convencionales. Dentro del primer grupo se considera a las generadoras eólicas, solares fotovoltaicos, solares fototérmicas, geotérmicas, mareomotrices, de biomasa y las pequeñas hidroeléctricas de hasta 20 MW. (Osinergmin,2019)

Para la generación de energía eléctrica con RER, el tipo de subasta utilizado en Perú es del tipo sobre cerrado a primer precio y se caracteriza por utilizar como factor de competencia el menor precio de generación y la cantidad de energía a subastar. Las cuotas de energía determinadas para cada tecnología RER y así los precios de reserva correspondientes representan los valores máximos hasta los cuales el Estado está dispuesto a comprar la energía RER. Cuando el precio resultante de la subasta RER es relativamente cercano al de reserva, el Estado obtiene una utilidad. De tal forma, es trascendente el valor del precio base, ya que de fijarse un valor muy bajo, esto puede ocasionar que la subasta se declare desierta al no existir ofertas con precios inferiores con referencia a la tarifa de reserva establecida. El precio de reserva generalmente no es revelado para el caso Peruano. La ventaja de sí hacerlo es que otorga mayor transparencia al proceso; sin embargo, pero puede dar lugar a que las ofertas se encuentren cercanas al valor ofertado. Por el contrario, al no revelar la tarifa de reserva, se evita el comportamiento estratégico colusivo de los participantes y se fomenta la eficiencia de los precios. La desventaja de no revelar el precio de reserva es que se da el riesgo de la descalificación de ofertas perfectamente eficientes que se encuentran justo por encima del precio (Miranda, Salazar, Barboza, Chávez y Valdivia, 2017)

La subasta tiene resultados óptimos cuando los contratos se adjudican a los postores con la mayor disponibilidad para ejecutar un proyecto de generación de electricidad RER; mientras que para lograr la maximización del bienestar social, la subasta debe obtener resultados que permitan el mínimo costo para los usuarios eléctricos, teniendo en cuenta que estos asumirán los costos operativos en la tarifa eléctrica, y además sin

que esto provoque el desincentive de los participantes. (Miranda, Salazar, Barboza, Chávez y Valdivia, 2017)

2.2.3 GASODUCTO SUR:

Mediante Resolución Suprema N° 054-2014-EM se otorga a la Sociedad Concesionaria Gasoducto Sur Peruano S.A. la Concesión del proyecto “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”, publicado en el diario El Peruano el 22 de julio de 2014, el Estado Peruano firma Contrato con la Sociedad Concesionaria Gasoducto Sur Peruano S.A, respecto a la Concesión del proyecto “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”. El gasoducto Sur Peruano es un proyecto que planea construir un gasoducto en el sur del Perú. El inicio de operación aún no está previsto, se prevé que se transportará gas natural desde Las Malvinas (Echarate), Quillabamba, Urcos en el Cuzco cruzando los Andes hasta la costa en Arequipa al suroeste con un total de 1000 km. El proyecto tiene un costo US\$7.328 millones. El gasoducto comienza en Las Malvinas, en el sureste del Perú. Llega hasta Urcos. Desde Urcos luego se dirige a Mollendo. Por último llega a Ilo, hasta la planta de reserva fría y el nodo energético del Sur. (MINEM, 2018)

2.2.4 SEGURIDAD ENERGETICA :

La moderna doctrina considera la Seguridad Energética de modo integrado y multidimensional, predominando los elementos funcionales sobre el territorial. La consideración sistémica incide en la independencia, la resiliencia, la reducción de vulnerabilidad y sensibilidad del sector energético, ante amenazas multisectoriales. Conjuga la seguridad, la defensa, la economía y las relaciones internacionales, sobre aspectos tangibles e inmateriales del sector energético. Desde la perspectiva económica, para evitar vulnerabilidades a causa de la dependencia del suministro energético externo -o de otros factores-, son necesarias medidas conjugadas con aquellas establecidas para optimizar los recursos energéticos y económicos, así como para fortalecer la estructura del sector energético en su conjunto. (De Espona,2013)

En el Perú se tiene los siguientes proyectos que han dado cobertura a la seguridad energética nacional:

- **Nodo Energético del Sur:** Es un núcleo de generación eléctrica de 1,200 MW ubicado en el sur del país, que permite atender en los próximos años una demanda creciente en esta región, desconcentrando la capacidad de generación eléctrica de la costa central, y manteniendo una reserva de generación del orden del 30%. Pero, sobre todo, asegurará el 70% de la demanda del gas que provendrá del Gasoducto del Sur.
- **Centrales de Reserva fría:** En el Perú se tienen las siguientes Centrales de Reserva Fría ubicados en sitios estratégicos tal como: Talara (188.6 MW), Puerto Eten (228.1 MW), Ilo (460 MW), Pucallpa (40 MW, 25 GE CAT duales con Petróleo Diesel B5 o Gas Natural) y Puerto Maldonado (18 MW, 11 GE CAT duales con Petróleo Diesel B5 o Gas Natural). Mientras que la Central de Reserva Fría de Iquitos (70 MW, 7 GE duales con Petróleo Industrial 6 o Gas Natural). Las centrales de Talara (ENEL), Puerto Eten (GENERACION DE PUERTO ETEN S.A) , Ilo (ENGIE),Pucallpa y Puerto Maldonado se encuentran en operación y en condición de disponibilidad, con la característica de ser unidades generadoras de energía del tipo Joule Brayton Simple Abierto duales (para operar con gas Natural o Petróleo Diesel B5)(Guevara,2018)
- **Polos Energéticos:** El Perú cuenta con el polo energético de Chilca en donde se ubican las Centrales de Ciclo Combinado de Kallpa, Chica y Fénix Power, y las centrales termoeléctricas de Las Flores y Termochilca , sumando un total de 2,642 MW , las cuales le dan una sostenibilidad energética a la zona central del SEIN.
- **Reforzamiento de la red de transmisión a 500 kV.** Se ha reforzado con una línea de 500 kV desde Ilo a Piura y se ha reforzado la línea de 500 kV desde Mantaro – Socabaya, dándole una estabilidad al flujo de potencia del SEIN.

2.2.5 INCENTIVOS A LA GENERACION:

El Perú se mantuvo como el quinto país de América Latina más atractivo para invertir en energía renovable, de acuerdo con el último Índice de Atractivo de Energía Renovable por País 2019 (RECAI, por sus siglas en inglés), elaborado por la consultora EY Perú. Con este resultado solo Argentina, Chile, Brasil y México superan a Perú a nivel regional, en tanto el ranking mundial es encabezado por China, seguido de Estados Unidos, Francia,

India y Australia. Durante el año 2,018 entraron en operación comercial once centrales de generación eléctrica con un total de potencia instalada de 519.54 MW, que representaron una inversión total de US\$ 735.4 MM. De este grupo, seis fueron centrales mini hidroeléctricas que inyectaron individualmente potencias no superiores a 20 MW y representaron en conjunto una inversión de US\$ 173.8 MM; una central de biomasa con una potencia de 2.40 MW que representó una inversión de US\$ 2.6 MM; una central eólica con una potencia de 132.30 MW que representó una inversión de US\$ 165.8 MM; y dos centrales solares con una potencia conjunta de 184.48 MW que representaron una inversión total de US\$ 217.4 MM. (Diario Gestión, 2019)

Los aspectos más relevantes para las inversiones en generación de energía eléctrica se considera por los inversionistas lo siguiente:

- Aspectos Políticos y Riesgo País :
- Aspectos de Oferta y Demanda de Electricidad
- Aspectos Económicos y Financieros
- Aspectos Legales, Regulatorios y Tributarios
- Aspectos Medio Ambientales(Rojas, 2016)

2.2.6 INTERCONEXIONES ELECTRICAS REGIONALES:

Las interconexiones regionales son enlaces de transmisión que tienen como función vincular eléctricamente los sistemas eléctricos de dos o más países. Un enlace internacional es “un conjunto de líneas de transmisión y equipos asociados que conectan los sistemas eléctricos de dos países y que tienen como función exclusiva el transporte de energía para importación o exportación”. Las interconexiones permiten cumplir una o más de las siguientes funciones: Función de Transmisión, función de interconexión propiamente dicha, función de integración de mercados y función mixta. (Aragón Castro y Eusebio Padilla, 2013)

La Interconexión eléctrica de transferencia de potencia entre Perú y Chile que incluye una posible interconexión entre Tacna, Perú y Arica, Chile con el uso de dos líneas de CA de 220 kV que se vinculan a una estación de conversión HVDC con subestaciones de conversión back-to-back de CC que permiten la transferencia de potencia entre los

sistemas de 60 Hz de SEIN- Perú, y de 50 Hz (SING- Chile). La longitud combinada de las líneas de 220 kV es aproximadamente 54 km. La interconexión de los sistemas de Perú y Chile podría ser una parte importante de un plan más amplio para la interconexión en la región andina. Este concepto tiene el potencial de adquirir tracción a medida que los países andinos se vuelven a comprometer con la integración regional por medio de la recién ampliada Alianza del Pacífico, la Iniciativa para conectar las Américas 2,022 y el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina del Banco Interamericano de Desarrollo. (Consultora Deloitte, 2016)

La interconexión con Ecuador comprende la línea de transmisión Chorrillos – San Francisco – Piura – La Niña, con una longitud de 587 km y un solo circuito (primera etapa). Mientras que la parte peruana del enlace estaría siendo implementada en cumplimiento de la RM N° 583-2012-MEM/DM. En cuanto al desarrollo de los sistemas de transmisión en 500 kV al interior de ambos países, en el caso del Perú se tiene previsto que a mediados del 2020 su sistema de transmisión se haya expandido hasta la SE La Niña 500 kV, y en el caso de Ecuador se ha expandido hasta la SE Chorrillos en el año 2017. En Ecuador se encuentran instalada la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair de 1,500 MW con entrada en servicio el año 2,013. Asimismo, en el Perú se contara con nuevas centrales hidroeléctricas mayores al 2,022 (Cumba, Veracruz, Chadín y Del Norte que sumarian 1300 MW). Estos desarrollos hidroeléctricos se ven potenciados por la complementariedad hidrológica entre las cuencas de ambos países. (COES ,2019)

2.3 RESERVA DE GENERACION DE ENERGIA:

Una de las garantías de seguridad y confiabilidad de la operación de un sistema eléctrico es que su margen de reserva de generación (oferta de generación efectiva disponible menos demanda), sea suficiente para cubrir contingencias e indisponibilidades adversas. La reserva de generación es la cantidad de generación que aún podría suministrarse después de despachar las unidades para satisfacer la curva de demanda del periodo considerado. Se expresa en porcentaje de la oferta efectiva de generación. (Medina,2014)

El COES SINAC tiene la siguiente clasificación para la reserva:

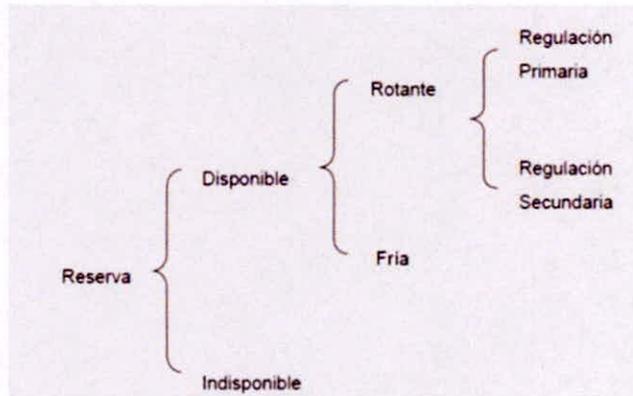


Figura N° 11 Clasificación de la Reserva de Generación

Fuente: Díaz Ávila (2,011)

2.2.1 Reserva Disponible: La reserva disponible está referida a la sumatoria de la potencia efectiva de todas las centrales de generación en condición de poder inyectar su energía al sistema encontrándose en situación próxima a entrar en operación. la cual a su vez es clasificada en dos tipos de reserva: la primera de ellas denominada reserva no sincronizada o reserva fría (RNS) 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. La segunda clasificación denominada reserva rotante (RR): la cual es igual al margen de la capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible en cualquier instante. Este margen de capacidad en generación es igual a la diferencia entre la sumatoria de capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. (Díaz Avila,2011)

La Reserva rotante RR es la diferencia entre la suma de las potencias efectivas de las unidades generadoras y la suma de la generación programada y está lista para cubrir la demanda eléctrica dentro de los 10 primeros segundos de ocurrido un evento, o también descrito como la reserva rotante que se necesita para mantener la estabilidad de frecuencia del sistema en condiciones de funcionamiento de emergencia y los cambios imprevistos en la oferta o demanda. La RR es necesaria en sistemas de potencia para asegurar que el sistema es capaz de soportar los cortes repentinos de las unidades de generación y/o aumentos imprevistos de carga sin tener que recurrir a la eliminación

de cargas y evitar cortes en cascada. La cantidad de RR, que se proporcionan se calcula utilizando diferentes criterios como deterministas, probabilísticos, etc. (Sánchez y Triveño, 2012)

La reserva rotante se clasifica en dos tipos:

- Reserva de Regulación Primaria: Es el margen de reserva rotante en las centrales de energía que presentan una respuesta automática a cambios súbitos de la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de la carga de la central debe ser sostenible en un periodo de hasta 30 segundos.
- Reserva de Regulación Secundaria: Es el margen de reserva rotante en las centrales que se encuentran en operación y que responden a cambios de generación por regulación manual y sostenible al menos durante 30 minutos. (Díaz Ávila 2,011)

Mantener constante la frecuencia en los sistemas interconectados, contribuye a lograr el funcionamiento estable de los mismos y facilitar su control. Algunas razones para mantener estable la frecuencia constante son las siguientes:

- Necesidad de mantener constante la velocidad de motores síncronos y de inducción.
- Caídas intempestivas de frecuencia pueden resultar en corrientes de magnetización altas en motores de inducción y transformadores.
- El diseño de turbinas y generadores se hace a frecuencia nominal.
- Puede existir desconexión de carga por acción de los relés de baja frecuencia.
- Necesidad de mantener la hora sincrónica.
- Existen equipos de electrónica de potencia en sincronismo con la red. (Sanchez, 2007)

En base a lo descrito en el presente capítulo se definen los principales problemas presentes en el mercado eléctrico que no afectan a un margen de reserva de generación adecuado y así mismo no garantiza una confiabilidad de suministro eléctrico en el sector, tenemos los siguientes:

- Indefinición de estrategia y objetivos explícitos y permanentes sobre la ubicación geográfica de la reserva del sistema eléctrico peruano y además cual debe ser su composición.

- Señal económica inadecuada del mecanismo de pago por capacidad. No hay una especificación explícita de la contraprestación que debe brindar el generador a cambio del pago que recibe por este concepto.
- Precio de potencia fijado administrativamente sin sustento técnico.
- Continuos cambios y ajustes en las reglas de regulación con la finalidad de resolver problemas de coyuntura, han distorsionado aún más el marco regulatorio, siendo necesario un replanteamiento general en función de la estrategia y política energética que defina el Estado Peruano. (Díaz Ávila 2,011)

2.2.2 RESERVA INDISPONIBLE:

La reserva indisponible se refiere a toda aquella capacidad de las centrales de energía que por motivo de mantenimiento y/o reparación no es posible conectarse al sistema eléctrico. Los trabajos de mantenimiento, modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación, son coordinados por medio de solicitudes de mantenimiento. Se consideran dentro de estas actividades los trabajos que involucren:

- Hasta el interruptor principal del lado de baja de los transformadores de 230 y 138 KV.
- La afectación de los equipos de protecciones hasta el lado de baja tensión en los Transformadores de 230 y 115 KV.
- La pérdida de las comunicaciones dentro del Mercado Eléctrico.
- Circuitos pertenecientes a los esquemas de desligue de carga.
- Los que inhabiliten o pongan fuera de servicio el servicio de 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 son solicitadas por el personal autorizado para ser consideradas y aprobadas por el COES y dar conocimiento al OSINERGMIN. (Palomino y Pumay, 2014)

La Indisponibilidad se clasifica en: programadas, forzadas y de emergencia. Las indisponibilidades por emergencia son aquellas que requieren de una acción inmediata, y deben ser ejecutadas por el generador, en el instante que se detecte la condición de Emergencia. El COES está en la obligación de tomar las medidas de seguridad necesarias para mantener al SEIN operando de forma segura, confiable y económica. Al siguiente día hábil de ocurrida la indisponibilidad, la empresa de generación debe presentar al COES un informe en la cual se sustenten las razones de ocurrencia de la condición de Emergencia y los trabajos realizados para subsanarla. Las indisponibilidades programadas deben ser solicitadas por escrito ante el COES según la documentación establecida en el Procedimiento Técnico N° 18 con tres (3) días hábiles de anticipación con la finalidad de planificar, coordinar, y divulgar la misma. (Palomino y Pumay, 2014)

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 está trabajando defectuosamente, lo que a consideración del COES ponga en riesgo la operación del sistema.
- Por condiciones anormales repentinas que puedan presentarse en cualquier instalación del sistema y que sean producto ya sea, de eventos naturales fortuitos, daños ocasionados por terceros, errores cometidos por el personal de cualquiera de los Agentes del mercado que estén laborando en el sistema, o por defecto del equipo o conjunto de equipos que estén causando la condición anormal.

2.4 ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE GENERACION DE ENERGIA:

Los criterios de planeamiento de la generación en sistemas eléctricos de potencia están centrados en dos aspectos:

- **Confiabilidad del Suministro:** Es el aspecto que considera el grado de seguridad que la oferta de generación debe tener para cubrir la demanda proyectada de tal manera que no se incurra en el racionamiento del servicio para el grado especificado.
- **Minimización de Costos:** Aspecto que considera que la expansión de la oferta de generación debería resultar del mínimo costo total del suministro (incluyendo costos de inversión, operación, mantenimiento y energía no servida). (Osinergmin,2008)

El método más usual para garantizar la cobertura de la potencia y energía a lo largo del horizonte de evaluación consiste en el establecimiento de un conjunto de criterios de seguridad, confiabilidad y calidad, de tal manera que el desarrollo de la generación los tome en cuenta. La adopción de estos criterios, así como de las premisas que se incluyen en cada uno de ellos, representan el grado de seguridad que, en este caso, OSINERGMIN considera suficiente para garantizar la cobertura de la demanda máxima futura más un margen de reserva firme objetivo, valor sobre el cual tanto la reserva total y la reserva efectiva deben encontrarse. Para este caso el valor de la reserva firme toma un valor de seguridad frente a la presencia de presentarse alguna contingencia. (Osinergmin,2008)

Los criterios utilizados para determinar la expansión de la generación del SEIN se basan en la mayoría de los criterios señalados anteriormente y son los siguientes:

- **Criterio de Confiabilidad de Suministro de tipo probabilístico basado en la pérdida esperada de energía:** El parque generador debe ofrecer una confiabilidad bajo la cual se minimice los costos de pérdida esperada de energía y los costos de las unidades de reserva.
- **Criterio de Confiabilidad de Suministro de tipo determinístico basado en el Criterio de Reserva por la Unidad Más Grande:** El sistema debe tener capacidad para soportar la pérdida de la central de generación más importante del SEIN sin racionamiento. Para nuestro caso se presenta el problema de la salida de servicio de las centrales de ciclo combinado.

- Criterio de Confiabilidad de Suministro de tipo determinístico basado en el Criterio de Reserva para Condición Hidrológica Extrema: El sistema debe ser capaz de abastecer la energía de la demanda, en caso ocurriese un año de hidrología extremadamente seca, sin incurrir en condiciones de racionamiento.
- Criterio de Sostenibilidad Económica en el Tiempo: Sólo se deben incluir en la expansión aquellos proyectos que sean sostenibles económicamente durante su vida útil, e n este caso la proyección de los ingresos percibidos a través de los cargos por potencia y energía es suficiente como para cubrir los gastos totales realizados por la inversión y operación esperada a una tasa de descuento especificada.
- Criterio de Mínimo Costo.- La expansión de generación debe corresponder al criterio del mínimo costo actualizado de la inversión y operación de la oferta de generación. (Osinergmin,2008)

2.5 METODOS DE PROYECCION.

2.5.1 TECNICAS PARA LA OBTENCION DE INFORMACION.

Son estimaciones del comportamiento futuro de algunas de las variables que se utilizaran en él pronóstico, esta técnica de proyección tiene su aplicación de carácter especial que hace de su selección un problema decisión influido por diverso factores. (Castillo, 2014)

Se tienen múltiples las alternativas metodologías existentes asociadas a la proyección que permiten estimar el comportamiento futuro de las variables de un determinado proyecto, para lo cual el analista debe tomar a consideración un conjunto de características de cada método.

Así tenemos:

- La validez de los resultados de la proyección está íntimamente relacionada con la confiabilidad de los datos de entrada que sirvieron de base para el pronóstico.
- La precisión se percibe en cualquier error en un pronóstico ya que está asociado un costo. Aunque obviamente no se puede exigir una certeza total a

alguno de los métodos, si se puede pedir que permita una garantía de una reducción al mínimo del costo del error en su proyección.

- La elección del método, dependerá principalmente de la cantidad y calidad de la información estadística disponible, y también de los resultados esperados. La efectividad del método elegido se evalúa en función de su precisión, sensibilidad y objetividad.
- La sensibilidad, se percibe al someterse a la variable a un medio cambiante, la cual es lo suficientemente estable para poder enfrentar cambios agudos.
- La objetividad, está referida a la información que se tome como base para la proyección y debe garantizar su validez y oportunidad.

Los resultados obtenidos son indicadores de referencia para una estimación definitiva, la cual tiene un cierto grado de exactitud. Esta deberá complementarse con la capacidad para emitir un juicio un analista y además de sus apreciaciones. (Castillo,2014)

Un pronóstico es una afirmación futura del comportamiento de una variable, la cual se informa bajo determinadas condiciones y en un momento y lugar determinado sucederá un evento o acontecimientos con cierta probabilidad de ocurrencia. Por lo que todo pronóstico es una afirmación basada en una teoría perfecta, con una alta probabilidad de ocurrencia. En la práctica no es muy común establecer un pronóstico en el sentido exacto del término, en el sentido de las teorías están sometidas a un margen de error, ni son lo suficientemente robustas para que puedan incluir todos los factores endógenos y exógenos. (Echevarria,1966)

En la práctica económica, sin embargo, sería más adecuado en la mayoría de los casos hablar de proyección y no de pronóstico. La proyección es una afirmación sobre el futuro desarrollo condicionando a determinadas premisas que sólo posee una probabilidad limitada. Por consiguiente, las predicciones económicas son en la actualidad, proyecciones y no pronósticos. Se puede distinguir las proyecciones de puntos y las de intervalos. El término perspectiva, se emplea en el estudio de las economías planificadas tal como como previsiones a largo plazo, basándose en magnitudes futuras y no en extrapolaciones tendenciales. Por el contrario, una profecía es una afirmación a largo plazo sin ningún fundamento técnico o juicio científico

probado. A la perspectiva y a la profecía les falta la condición previa para ser pronóstico: en este caso la teoría completa o parcial. (Echevarría, 1966)

2.5.2 EXTRAPOLACION:

El método de extrapolación es un método científico lógico que consiste en suponer que el curso de los acontecimientos continuará en el futuro, convirtiéndose en las reglas que se utilizarán para llegar a una nueva conclusión. Es decir, se afirma a ciencia cierta que existen unos axiomas y éstos son extrapolables a la nueva situación. La base para una extrapolación será el conocimiento sobre el reciente desarrollo del fenómeno. Se precisa al menos dos observaciones secuenciales hechas en puntos conocidos en el tiempo. Las observaciones son habitualmente registradas como variables cuantitativas, medidas con algún tipo de escala. El material consiste en una serie cronológica. No obstante, nada impide extrapolar tendencias que se describan enteramente en términos cualitativos. (Wikipedia,2016)

2.5.3 MEDIAS MOVILES:

Se trata de una técnica que ya utiliza información estadística pasada, y es considerada como técnica naïve (en sentido amplio aquel procedimiento que repite en forma mecánica un comportamiento pasado) y de alisado, esta última en el sentido de moderar, las variaciones que una serie económica pueda presentar, sean estas estacionales (sólo en determinados momentos del año), cíclicas (recurrentes cada ciertos años, es decir, debidas al momento del ciclo económico) o erráticas. (Instituto Klein, 2004)

La técnica de medias móviles construye una nueva serie a partir de la media de un número determinado de datos, en la que se va añadiendo sucesivamente un dato nuevo y quitando, al mismo tiempo, el más antiguo de los datos incluidos en la media anterior. La expresión general de una media móvil de orden s consistiría en calcular una serie que para cada momento t toma el siguiente valor:

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

$$M_t^{12} = \frac{y_1 + y_{t-1} + y_{t-2} + \dots + y_{t-11}}{12} \dots \dots (1)$$

La variable “n” es un indicador de cuantos periodos habrá que tomarse para calcular el promedio de manera significativa, generalmente puede variar entre 3 a 5, dependiendo de los elementos de la serie de tiempo. (Instituto Klein, 2004)

El método de pronóstico móvil simple se utiliza cuando se quiere dar más importancia a conjuntos de datos más recientes para obtener la previsión. Cada punto de una media móvil de una serie temporal es la media aritmética de un número de puntos consecutivos de la serie, donde el número de puntos es elegido de tal manera que los efectos estacionales y / o irregulares sean eliminados. El pronóstico de promedio móvil es óptimo para patrones de demanda aleatorios o nivelados donde se pretende eliminar el impacto de los elementos irregulares históricos mediante un enfoque en períodos de demanda reciente. (Salazar,2011)

2.5.4 SUAVIZAMIENTO EXPONENCIAL:

La técnica de suavización o suavizamiento exponencial simple puede considerarse como una evolución del método de promedio móvil ponderado, en éste caso se calcula el promedio de una serie de tiempo con un mecanismo de autocorrección que busca ajustar los pronósticos en dirección opuesta a las desviaciones del pasado mediante una corrección que se ve afectada por un coeficiente de suavización. Así entonces, este modelo de pronóstico precisa tan sólo de tres tipos de datos: el pronóstico del último período, la demanda del último período y el coeficiente de suavización. El pronóstico de suavización exponencial simple es óptimo para patrones de demanda aleatorios o nivelados donde se pretende eliminar el impacto de los elementos irregulares históricos mediante un enfoque en períodos de demanda reciente, este posee una ventaja sobre el modelo de promedio móvil ponderado ya que no requiere de una gran cantidad de períodos y de ponderaciones para lograr óptimos resultados. (Salazar,2014)

Esta técnica solo necesita el pronóstico más próximo, una constante de suavización (es un valor arbitrario entre 0 y 1 y el último dato real, con esto 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:

$$S_T = \alpha * X_T + (1 - \alpha) * S_{T-1} \dots \dots \dots (2)$$

Dónde:

S_T = Promedio ponderado o suavizado para un periodo futuro.

α = Constante de suavizacion ($0 < \alpha < 1$)

X_T = Dato real del periodo T

S_{T-1} = Pronostico del Periodo T

La ecuación anterior 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 α , y que el asignado al pronóstico en el periodo t es (1- α). 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:

$$F_2 = \alpha * Y_1 + (1 - \alpha) * F_1 = \alpha * Y_1 + (1 - \alpha) * Y_1 = Y_1 \quad (3)$$

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:

$$F_3 = \alpha * Y_2 + (1 - \alpha) * F_2 = \alpha * Y_2 + (1 - \alpha) * Y_1 \quad (4)$$

Al reemplazar esta ecuación en la correspondiente para F_4 se obtiene:

$$F_4 = \alpha * Y_3 + (1 - \alpha) * F_3$$

$$F_4 = \alpha * Y_3 + (1 - \alpha) * [\alpha * Y_2 + (1 - \alpha) * Y_1]$$

$$F_4 = \alpha * Y_3 + \alpha * (1 - \alpha) * Y_2 + (1 - \alpha)^2 * Y_1$$

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 la unidad. 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. (Pumay y Palomino,2014)

2.5.5 SERIES DE TIEMPO:

Una serie de tiempo es una información numérica o estadística que se obtienen para períodos regulares a través del tiempo. Estos datos son muy variados, por lo general son utilizados para analizar el comportamiento de las ventas de una empresa, o para evaluar el comportamiento de los precios de un país o de un tipo de producto y otros aspectos del sector de negocios u otro área. Esta información analizada puede tener un comportamiento del tipo estacional, o cíclico o siguen alguna tendencia crecimiento o decreciente. Las organizaciones en general evalúan periódicamente el comportamiento de una actividad característica con la finalidad de pronosticar el comportamiento futuro en base a la información estadística pasado, se tiene un estado situacional del presente y determina la tendencia del comportamiento futuro de la variable analizada. El comportamiento de las series de tiempo, tiene 4 componentes: la tendencia, la variación cíclica, la variación estacional y la variación irregular. (Urbina,2016)

La tendencia secular o tendencia, es aquel parámetro que evalúa a largo plazo el comportamiento sin alteraciones de una serie de tiempo. Esta tendencia puede ser de tipo lineal o no lineal, o también creciente o decreciente, y en otros casos es la combinación de alguna de las anteriores. Muchos servicios, productos e indicadores económicos tienen un comportamiento de este tipo, y su análisis se realiza en periodos largos de varios años, teniendo en cuenta los períodos más característicos que definen a un negocio, pudiendo ser periodos semestrales, trimestrales, mensuales, semanales, etc. La segunda componente es la variación cíclica que se caracteriza porque a través de un período de tiempo analizado se producen aumentos y disminución del valor de la variable analizada en varias oportunidades. Este tipo de comportamiento es muy asociado a variaciones de variables económicas. (Urbina,2016)

La tercera componente es la variación estacional, que tiene se caracteriza por las variaciones regulares dentro de un periodo de evaluación anual y se repite sucesivamente cada año, por ejemplo, los caudales de las vertientes hidrográficas,

ventas asociadas a productos como ropa de estación. La última componente es la componente irregular que presenta las componentes anteriores y un componente imprevisible que se presentan por lo general a corto plazo. Con la finalidad de pronosticar el comportamiento futuro de una variable en función a estas componentes de comportamiento se representa a través de un modelo matemático. Las técnicas de suavizamiento tiene el objetivo de suavizar la variabilidad producida por el componente irregular dentro de una serie de tiempo, se divide diversos métodos, tal como: promedios móviles ponderados, promedios móviles y suavizamiento exponencial. La tendencia lineal es la representación más sencilla a proyecta. (Urbina,2016)

2.5.6 VALIDEZ DE UN RESULTADO:

a. GRADO DE CONFIABILIDAD.

Bajo la denominación genérica de confiabilidad se agrupan todo un conjunto de métodos y técnicas utilizadas por los investigadores para estimar el grado de precisión con el que están midiendo sus variables. La confiabilidad indica la consistencia del proceso de medición de los resultados La consistencia, precisión o estabilidad temporal del proceso de medición suele expresarse mediante un coeficiente de confiabilidad que varía entre 0 a 1. (Barraza,2007)

b. COEFICIENTE DE REGRESION LINEAL.

En estadística, el coeficiente de determinación, denominado R^2 y pronunciado R cuadrado, es un estadístico usado en el contexto de un modelo estadístico cuyo principal propósito es predecir futuros resultados o probar una hipótesis. El coeficiente determina la calidad del modelo para replicar los resultados, y la proporción de variación de los resultados que puede explicarse por el modelo. Por lo general, mientras mayor sea el R^2 , mejor será el ajuste del modelo a sus datos. El R^2 siempre se encuentra entre 0 y 100%. El R-cuadrado también se conoce como el coeficiente de determinación o determinación múltiple (en la regresión lineal múltiple). (Minitab,2016)

CAPITULO III:
MATERIALES Y METODO

3.1 MATERIALES

Dentro del Material utilizado se tiene lo siguiente:

3.1.1 OFERTA DE GENERACION DE ENERGIA DEL SEIN:

En el Sistema eléctrico interconectado nacional se cuenta con 5,094.7 MW generados por 74 Centrales Hidroeléctricas (40.25 %), 6,840.8 MW con 37 Centrales termoeléctricas (54.05 %) y 690.8 MW (5.70 %) generados con centrales de energía RER, totalizando 12,626.3 MW de Potencia efectiva disponible.

Cuadro N°1 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA(GWH)
Cahua	STATKRAFT PERU	45.4	288.2
Cañón del Pato	OZUL ENERGY EGENOR	265.6	1,485
Carhuaquero	OZUL ENERGY EGENOR	94.5	512
Carhuaquero IV	OZUL ENERGY EGENOR	10.0	71
Caña Brava	OZUL ENERGY EGENOR	5.7	30
Mantaro	ELECTROPERU	678.7	5,249
Restitución	ELECTROPERU	219.4	1,658
Callahuanca	ENEL GENERACION	84.2	606.7
Huampani	ENEL GENERACION	30.9	227
Huinco	ENEL GENERACION	277.9	1,145
Matucana	ENEL GENERACION	137.0	869
Moyopampa	ENEL GENERACION	69.2	404
Yanango	CHINANGO	43.1	269.8
Chimay	CHINANGO	154.8	983.8
Malpaso	STATKRAFT PERU	48.5	232
Oroya	STATKRAFT PERU	9.5	63
Pachachaca	STATKRAFT PERU	9.7	40
Yaupi	STATKRAFT PERU	113.7	790.7
Gallito Ciego	STATKRAFT PERU	35.3	131.8
Pariac	STATKRAFT PERU	5.0	18
Huanchor	HUANANCHOR	19.8	166
Misapuquio	STATKRAFT PERU	3.9	25
San Antonio	STATKRAFT PERU	0.6	1.5
San Ignacio	STATKRAFT PERU	0.4	1.4
Huayllacho	STATKRAFT PERU	0.2	0.8
Yuncan	ENGIE	136.7	889
Quitaracsca	ENGIE	117.8	519
Santa Rosa I	ELECTRO SANTA ROSA	1	5.9
Santa Rosa II	ELECTRO SANTA ROSA	1.7	10.4
Curumuy	SINERSA	12.5	53.6
Poechos I	SINERSA	15.4	61.2
Poechos II	SINERSA	9.6	57.0
Charcani I	EGASA	1.7	14
Charcani II	EGASA	0.6	5
Charcani III	EGASA	4.6	39.4
Charcani IV	EGASA	15.4	109

Fuente: Anuario Estadístico COES 2018

Cuadro N° 2 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA(GWH)
Charcani V	EGASA	146.6	722
Charcani VI	EGASA	8.9	66
Aricota I	EGESUR	22.5	66
Aricota II	EGESUR	12.4	45
Machupichu	EGEMSA	168.8	1,286
San Gabán	SAN GABAN	115.7	804
La Joya	GEPSA	7.8	24
Santa Cruz I	HIDRO. SANTA CRUZ	7.0	33.8
Santa Cruz II	HIDRO. SANTA CRUZ	7.4	35.8
Roncador	MAJA ENERGIA	3.5	22
Platanal	CELEPSA	222.5	1,126
Pumacana	ELECTRICA SANTA ROSA	1.8	2.7
Huasahuasi I	HIDRO. SANTA CRUZ	9.9	54
Huasahuasi II	HIDRO. SANTA CRUZ	10.2	52
Yanapampa	ELECTRICA YANAPAMPA	3.9	25
Nueva Imperial	HIDROCAÑETE	4.0	25
Pizarras	ELECTRICA RIO DOBLE	19.2	104
Huanza	EMP. GENER. HUANZA	98.3	393
Runtullo III	EMP. GENER. JUNIN	20	106
Runtullo I	EMP. GENER. JUNIN	20	134
Canchayllo	ALDANA CONTRATISTAS	5.2	32.5
Pías	AGUAS Y ENERGIA PERU	12	59.3
Cheves	STATKRAFT PERU	176.4	799
Santa Teresa	INLAND ENERGY	89.8	684
Chancay	SINERSA	20.	34.5
Rucuy	Empresa de generación Eléctrica Río Baños	20.0	21.0
Chaglla	EMP. GEN. HUALLAGA	470.4	3,283.8
PCH Chaglla	EMP.GEN.HUALLAGA	6.4	54.8
Cerro del Águila	KALLPA GENERACION	545.1	512
CH Potrero	ALUZ CLEAN ENERGY	19.9	98
CH Marañón	CELEPSA	18.4	152
CH Renovandes	Empresa de generación eléctrica SANTA ANA SAC	20	133
CH Yarucaya	Haura Power Group	20	136
CH Her I	ENEL GENERACION	0.7	1.7
CH Ángel I	GEPSA	20.2	22
CH Ángel II	GEPSA	20.2	29
CH Ángel III	GEPSA	20.2	26
CH Carhuac	Andean Power	20	122.3
TOTAL		5,094.7	

Fuente: Resolución N°183-2019 OS/CD

Cuadro N°3 Centrales Termoeléctricas Convencionales conformantes del SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE	HEAT RATE(Unid/kWh)
Turbo Gas Natural Malacas TG6	ENEL PIURA	51.3	Gas Natural	9.766
Turbo Gas Natural Malacas AB	ENEL PIURA	85.1	Gas Natural	11.544
Turbo Gas Natural Malacas 4B	ENEL PIURA	20.9	Gas Natural y Agua	12.187
CT Oquendo	SDF Energía	29.4	Gas Natural	10.501
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	ENL PERU	47.8	Gas Natural-BD5	11.309-0.271
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	ENEL PERU	45.8	Gas Natural-BD5	11.337-0.269
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	ENEL PERU	113.6	Gas Natural	10.795
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	62.3	Residual 500	0.332
Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	Diesel B5	0.198
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	TERMOSELVA	90.1	Gas Natural	11.381
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	TERMOSELVA	86	Gas Natural	11.276
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	219.4	Gas Natural	7.412
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	16	Gas Natural	7.629
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	219.9	Gas Natural	7.412
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	16	Gas Natural	7.629
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	ENEL PERU	187.8	Gas Natural	10.278
Turbo Gas Natural Las Flores	KALLPA	195.4	Gas Natural	9.774
Turbo Gas TG1 El Tablazo	SDE Piura	26.4	Gas Natural	12.574
Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	SAN GABAN	4.1	Diesel B5-S50	0.145
Bellavista ALCO Grupo Diesel N° 1	SAN GABAN	1.3	Diesel B5-S50	0.312
Chilina GD N° 1 al 2	EGASA	10.1	R500 y Diesel B5	0.219
Chilina Turbo gas	EGASA	11.8	Diesel B5-S50	0.375
Mollendo 1 GD	EGASA	24.5	Residual 500	0.209
Ilo 2 TV Carbón 1	ENGIE	140.3	Carbón	0.358
Independencia GD(ExCalana)	EGESUR	23.0	Gas Natural	8.888
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	EGASA	70.3	Gas Natural	13.094
CC Santo Domingo	TERMOCHILCA	303.3	Gas Natural	9.869
GN CC Chilca	ENERSUR	815.2	Gas Natural	6.716
GN CC Kallpa	KALLPA	863.4	Gas Natural	6.357
GN CC Fenix	FENIX POWER	567.2	Gas Natural	6.357
Turbo gas natural CC Chilca 2	ENGIE	111.8	Gas Natural	6.788
Reserva Fría Talara	ENEL PIURA	127.9	Diesel B5-S50	0.237
Reserva Fría Ilo	ENGIE	460.0	Diesel B5-S50	0.231
Reserva Fría Puerto Eten	COBRA	228.1	Diesel B5-S50	0.237
Nodo Energético del Sur ILO	ENGIE	600	Diesel B5-S50	0.231
Reserva Fría Pucallpa	I&E del Perú	40	Diesel B5-S50	0.258
Reserva Fría Puerto Maldonado	I&E del Perú	18	Diesel B5-S50	0.253
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	SAMAY	600	Diesel B5-S50	0.233
CT RECKA	SM CERRO VERDE	177.4	Diesel B5-S50	0.242
TOTAL		6,840.8		

Fuente: Resolución N°183-2019 OS/CD

En el último cuadro en referencia a las Unidades de los Consumos específicos tenemos lo siguiente:

Biodiesel y Residuales 6 y 500: kg/kWh.

Carbón: kg/kWh.

Gas Natural: MBTU/kWh.

Cuadro N°4 Centrales de Generación RER conformantes del SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	RER	ENERGIA ANUAL GWh
CT Paramonga	AIPSA	23.0	Bagazo	97.75
GB Huaycoloro	PETRAMAS	4.4	RSU-Metano	28.3
CB La Gringa V	CONS.ENERGIA LIMPIA	3.0	RSU-Metano	14.02
Tacna FV	CONS TACNA SOLAR	20	Solar	47.2
Majes FV	GRUPO T SOLAR GLOBAL	20	Solar	37.63
Repartición FV	GRUPO T SOLAR GLOBAL	20	Solar	37.44
Panamericana FV	CONSORCIO PANAMERICANA	20	Solar	50.68
Moquegua FV	Solar Pack	16	Solar	43
Central Eólica Talara	Countor Global	30	Viento	119.67
Central Eólica Cupisnique	Countor Global	80	Viento	302.95
Central Eólica Marcona	Consorcio Cobra Perú	32	Viento	148.38
Central Eólica Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas SAC	97.5	Viento	415.78
CS Rubí	ENGIE	144.4	Solar	415.00
Central Eólica Wayra I	ENEL GREEN POWER	126	Viento	
Central Solar Intipampa	ENGIE	40	Solar	
Central Térmica Doña Catalina	CONSOCIO ENERGIA LIMPIA	14.50	Biomás	
TOTAL		690.8		

Fuente: Resolución N°183-2019 OS/CD

3.1.2 OBRAS DE GENERACION DE ENERGIA:

Se presenta la cartera de obras de generación de energía a corto plazo a instalarse en el sistema eléctrico interconectado nacional.

Cuadro N°5 Centrales de Energía a instalarse en corto plazo 2,020

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EF. (MW)	RER	OPERACION
CH Zaña I	Electro Zaña	13.2	Minihidro	2020
CH La Virgen	La Virgen SAC	84.0	Minihidro	2020
CH Shima	Energía Hidro	5.0	Minihidro	2020
CH Manta	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGIAS RENOVABLES	19.8	Minihidro	2020
CH 8 de Agosto	Generacion Andina	20	Minihidro	2020
CH El Carmen	Generacion Andina	10	Minihidro	2020
CH Santa Lorenza	Empresa de Generación Hidroeléctrica Santa Lorenza	18.7	Minihidro	2020
CH Centauro I-II-III		25	Minihidro	2020
CH Ayanunga	Energética Monzón	20	Minihidro	2020
CH Kusa	Concesionaria Hidroeléctrica Sur Medio S.A.	15.6	Minihidro	2020
CH Alli	Concesionaria Hidroeléctrica Sur Medio S.A	14.5	Minihidro	2020
Central Eólica Cajamarca	DUNA GR Taruca SAC	18	Viento	2020
Central Eólica Cajamarca	HUAMBOS GR Paino SAC	18	Viento	2020
TOTAL		271.8		

Fuente: Resolución N°183-2019 OS/CD

Cuadro N° 6 Centrales de Generación RER con concesión definitiva

CENTRAL	LUGAR	PROPIETARIO	POT. EF. (MW)	RER	FECHA DE CULMINACION DE ESTUDIOS
C.S Majes II	AREQUIPA	SW ENERGIAS LIMPIAS DEL SUR	80	Solar	2021
C.S Hiperion	AREQUIPA	HIPERION SOLAR S.A.C	100	Solar	2021
SUB TOTAL			180		
C.E Parque Caraveli	AREQUIPA	IBEROLICA CARAVELI SAC	214.5	Eólico	2021
C.E Tamborero	ANCASH	SOLAR INVESTMENT	60	Eólico	2022
C:E Punta lomititas sur	ICA	ENGIE ENERGIA PERU SAC	100	Eólico	2022
C:E Punta lomititas	ICA	ENGIE ENERGIA PERU SAC	150	Eólico	2022
SUB TOTAL			524.5		
C.H Tantamayo	HUANUCO	HIDROELECTRICA TANTAMAYO S.A.C	20	Agua	2021
CH Paucartambo	PASCO	ANCORP INVERSIONES	63	Agua	2021
C.H Esperanza	AYACUCHO	MONSPI PERU S.A.C	20	Agua	2021
CH Lares	CUZCO	TRE BD SAC	90		2021
CH Chimú	LA LIBERTAD	Hidroeléctrica Chimú	50		2022
CH Nueva Granada	CUZCO	Hidroeléctrica Nueva Granada SAC	22		2022
CH San Gaban I	PUNO	Empresa de generacion hidroeléctrica San Gabán SAC	110		2022
CH Auka	AYACUCHO	Level Ingenieros SAC	20		2022
SUBTOTAL			395		
TOTAL			1,099.5		

Fuente: OSINERGMIN

Cuadro N° 7 Centrales de Generación RER en concesión temporal

CENTRAL	LUGAR	PROPIETARIO	POT. EF. (MW)	RER	FECHA DE CULMINACION DE ESTUDIOS
C.S Repartición SOWITEC	AREQUIPA	SOWITEC OPERATION PERU S.A	40	Solar	2023
C.S Parque Los Héroes	TACNA	LINDA ENERGY S.A.C	40	Solar	2023
C.S Parque Solar Los Héroes	TACNA	SOWITEC OPERATION PERU S.A	40	Solar	2023
C.S Parque Fotovoltaico Paracas	ICA	GENERACION SOLAR PERU S.A.C	50	Solar	2023
C.S Parque Fotovoltaico Nazca	ICA	GENERACION SOLAR PERU S.A.C	50	Solar	2024
C.S Parque Fotovoltaico Taqana	TACNA	GENERACION SOLAR PERU S.A.C	50	Solar	2024
C.S Mistiso I	AREQUIPA	ENERGIA Y RECURSOS AMBIENTALES DEL PERU S.A	150	Solar	2024
C.S Parque Los Héroes 80 MW	TACNA	LINDA ENERGY S.A.C	80	Solar	2024
C.S Parque Gallinazos 2	TACNA	NUEVA ENERGY S.A.C	80	Solar	2025
C.S Parque Matarani	AREQUIPA	GREENERGY PERU S.A.C	80	Solar	2025
C.S Parque Duna	CAJAMARCA	GREENERGY PERU S.A.C	120	Solar	2025
SUB TOTAL			780		
C.E Colan	PIURA	ENERGIAS EOLICAS DEL PERU S.A	60	Eólico	2023
C.E Poroma	ICA	ABENGOA PERU S.A	50	Eólico	2024
C.E Prada	ICA	ENEL GREEN POWER PERU S.A	120	Eólico	2024
C.E Parque José Quiñones	LAMBAYEQUE	AUSTR ENERGIA S.A.C	250	Eólico	2024
C.E Parque Nazca	ICA	ENEL GREEN POWER PERU S.A	100	Eólico	2024

C.E Almirante Grau	PIURA	COUNTOURGLOBAL PERU S.A.C	75	Eólico	2024
C.E Cupisnique II	LA LIBERTAD	COUNTOURGLOBAL PERU S.A.C	150	Eólico	2025
C.E Punta Balcones	PIURA	ENEL GREEN POWER PERU S.A	100	Eólico	2025
SUB TOTAL			905		
C.H San Gaban III	PUNO	HYDRO GLOBAL PERU	205.8	Agua	2023
C.H Molloco	AREQUIPA	GENERADORA ELECTRICA MOLLOCO	120	Agua	2023
C.H Pucara	CUSCO	EMPRESA DE GENERACION HIDROELECTRICA DEL CUSCO	178	Agua	2023
C.H Tulumayo IV	JUNIN	EGEJUNIN	56.2	Agua	2023
C.H Tulumayo V	JUNIN	EGEJUNIN	83.2	Agua	2023
C.H Veracruz	CAJAMARCA	COMPÑIA ENERGETICA VERACRUZ	635	Agua	2023
C.H Viroc	LIMA	AMAZONAS GENERACION	13	Agua	2023
C.H Cativen I-II	LA LIBERTAD	CIA MINERA PODEROSA	30	Agua	2023
C.H Nueva Esperanza	HUANUCO	NUEVA ESPERANZA ENERGY	9.2	Agua	2023
C.H Pallca	LIMA	CARBON LATAM PERU	10	Agua	2023
C.H Curibamba	JUNIN	ENEL GENERACION	195	Agua	2023
C.H Olmos I	LAMBAYEQUE	SINERSA	51	Agua	2024
C.H Belo Horizonte	HUANUCO	ODEBRECHT PERU INGENIERIA Y CONSTRUCCION	180	Agua	2024
C.H Chadin II	CAJAMARCA	AC ENERGIA	600	Agua	2024
C.H Cola I	LA LIBERTAD	HIDROELECTRICA COLA	13	Agua	2024
C.H Tarucani	AREQUIPA	AREQUIPA TARUCANI	49	Agua	2024
C.H Huatziroki	JUNIN	Empresa Hidroeléctrica de la Selva	19.2	Agua	2024
C.H Colca	JUNIN	Empresa Hidroeléctrica Junín	12	Agua	2024
C.H Karpa	HUANUCO	Hidroeléctrica Karpa	19	Agua	2024
C.H Laguna Azul	AREQUIPA	Empresa Mamacocha	20	Agua	2024
C.H Hydrika I	ANCASH	Hydrika I SAC	6.6	Agua	2024
C.H Hydrika II	ANCASH	Hydrika II SAC	4	Agua	2024
C.H Hydrika III	ANCASH	Hydrika III SAC	10	Agua	2024
C.H Hydrika IV	ANCASH	Hydrika IV SAC	8	Agua	2024
C.H Hydrika V	ANCASH	Hydrika V SAC	10	Agua	2024
C.H Hydrika VI	ANCASH	Hydrika VI SAC	9	Agua	2024
C.H Vilcanota 5	CUZCO	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA LUCUMA	19	Agua	2025
C.H San Jose I	AYACUCHO	HBHENERGIA PERU S.A.C	20	Agua	2025
C.H San Jose II	AYACUCHO	HBHENERGIA PERU S.A.C	13	Agua	2025
C.H Tocache I	SAN MARTIN	HIDRO TOCACHE S.A.C	17	Agua	2025
C.H Tocache II	SAN MARTIN	HIDRO TOCACHE S.A.C	9	Agua	2025
C.H Sanay I y II	AREQUIPA	ELECTROGENERADORA VICTORIA S.A.C	16	Agua	2025
C.H Esperanza	AYACUCHO	MONSPI PERU S.A.C	20	Agua	2025
C.H Puente de Castañeda	CUZCO	HIDROELECTRICA PUENTE DE CASTAÑEDA S.A.C	17	Agua	2025
SUB TOTAL			3,469.2		
C.T OLPESA	SAN MARTIN	OLEOGINOSAS DEL PERU	2.2	Biogás	2023
C.T Callao	LIMA	Empresa Concesionaria Energía Limpia	2.4	Biomasa	2024
C.T Huaycoloro II	LIMA	Empresa Concesionaria Energía Limpia SAC	2	Biomasa	2024
SUB TOTAL			6.6		
C.T Aje	LIMA	AJEPER	6.5	Gas Natural	2023
SUB TOTAL			6.5		
TOTAL			1936		

Fuente: OSINERGMIN

3.1.5 CARGAS ESPECIALES A INSERTARSE AL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL A CORTO PLAZO:

Se presenta en el Cuadro N° 11 los cargos especiales a incorporarse al sistema electrico interconectado nacional hasta el año 2,023.

Cuadro N°11 Cargas especiales a incorporarse al SEIN hasta el año 2,023

CARGAS ESPECIALES	DEMANDA (MW)	AÑO DE INGRESO
Proyecto Tia María	20	2023
Proyecto Las Chancas	5	2023
Ampliación Toquepala	7	2021
Ampliación Cía. Minera Antamina	41	2023
Ampliación Minera Talara	84	2022
Ampliación Shougang Hierro Perú	60	2022
Ampliación La Oroya	13	2021
Ampliación Quellaveco	34	2022
Ampliación Minera San Gabriel	10	2021
Shahuindo	10	2020
Minera Corani	33	2021
Cía. Antapaccay	2	2020
Minera Justa	66	2023
Ampliación Aceros Arequipa	22	2021
Chinalco (Toromocho)	30	2020
Terminal portuario Marcona	10	2022
Cementos Piura	14	2021
TOTAL CARGAS ESPECIALES	461	

Fuente: COES

3.2 METODO DE INVESTIGACION:

3.2.1 TIPO DE INVESTIGACION:

El presente trabajo realiza uso del método cuantitativo y del siguiente diseño:

Descriptiva: El Diseño de investigación descriptiva es un método científico que implica observar y describir el comportamiento de un sujeto sin influir sobre él de ninguna manera. El informe final es el resultado del tratamiento de la información estadística referente a la oferta de generación de energía, su evolución en un periodo de 19 años, en lo referente al tipo de recurso energético utilizado y de la máxima demanda en el sistema interconectado nacional. a la reserva de generación, disponibilidad y tipo. A través de la información se establece la dinámica del comportamiento del sistema de generación de energía y su efecto en la reserva de generación. Así mismo con la inserción de nuevos mecanismos de incentivos a la generación, inserción de recursos energéticos renovables, disponibilidad del gas natural y otras contingencias, se comprobará a corto y mediano plazo la estabilidad de la reserva de generación de energía en el Perú.

Aplicada: En este tipo de investigación el énfasis del estudio está en la resolución práctica de problemas. Se centra específicamente en cómo se pueden llevar a la práctica las teorías generales. Su motivación va hacia la resolución de los problemas que se plantean en un momento dado. La característica más destacada de la investigación aplicada es su interés en la aplicación y en las consecuencias prácticas de los conocimientos que se han obtenido. El objetivo de la investigación aplicada es predecir un comportamiento específico en una situación definida. En el presente informe final se presenta el efecto del comportamiento de la oferta de generación de energía (evolución, tendencia, nuevos proyectos, mecanismos de incentivos) del Sistema interconectado nacional del Perú sobre la capacidad de la reserva de generación. Teniendo en cuenta que la reserva firme objetivo establecida para el periodo 2,017 al 2,021 es de 23.45%.

3.2.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO:

3.2.1 DETERMINACION DE LA POTENCIA REAL O FIRME DE LAS CENTRALES DE ENERGIA:

Según el tipo de tecnología de generación de energía se procede a realizar el siguiente calculo:

- Cálculo del Factor de Planta medio y de la Potencia Firme de cada Central Hidroeléctrica pertenecientes al SEIN en función a la Energía media despachada, según la información de los cuadros N° 1 y 2.

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{\text{Energía media anual generada}}{\text{Nº de Horas anuales} * \text{Potencia efectiva}} * 100 \% \dots \dots (5)$$

Con lo cual la Potencia efectiva real de una central hidroeléctrica ante una contingencia se obtiene según la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia Firme} = \text{Potencia Efectiva} * \text{Factor de Planta medio}.. (6)$$

- En función a la Tasa de Indisponibilidad Fortuita obtenida según la Resolución N° 027-2017-OS/CD para el periodo 2017-2022 para la determinación de la TIF se tomó en consideración la información estadística de indisponibilidad de unidades termoeléctricas de los Estados Unidos de América y del Canadá, preparado por el North American Electric Reliability Corporation (NERC), para una unidad termoeléctrica que utiliza diésel como combustible primario y con capacidad entre 200 y 299 MW. Se establece el valor de 5.24 % (0.0524) como Factor de Indisponibilidad.

$$\text{Factor de Disponibilidad} = 1 - \text{Factor de Indisponibilidad} \dots (7)$$

$$\text{Potencia efectiva firme} = \text{Factor de Disponibilidad} * \text{Potencia efectiva}.. (8)$$

- Para el caso de las Centrales RER se toma en cuenta lo siguiente:
Las centrales solares cuentan con el principal inconveniente, su factor de presencia es cero en horas de máxima demanda lo cual ocurre en horas punta (18.00 a 23.00 horas).
- Para las centrales eólicas, la variabilidad de la magnitud y la dirección del viento juegan un papel importante en la determinación de la Potencia efectiva real que producen:
Se presentan los factores de planta característicos para las centrales eólicas peruanas:

Cuadro N°12 Factores de planta de Centrales Eólicas peruanas

Central Eólica	Factor de Planta
CE Cupisnique	43 %
CE Talara	46%
CE Marcona	55 %-
CE Tres hermanas	58 %
CE Wayra I	56 %

Fuente: OSINERGMIN

$$Potencia\ efectiva\ firme\ CE = Factor\ de\ Planta * Potencia\ efectiva\ CE..(9)$$

- Se determina las características actuales de la Reserva Firme de generación en función a los cuadros N° 1,2,3,4,5 y 6, así mismo esto nos permite determinar cuál ha 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.

Para el caso de las centrales termoeléctricas se toma en cuenta los valores de precios de los combustibles y los valores detallados para el Costo Variable combustible y el costo variable no combustible según Resolución N°183-2019 OS/CD.

3.2.2 PROCEDIMIENTOS PARA EL TRATAMIENTO DEL INVENTARIO ESTADISTICO:

Teniendo como referencia los datos Estadísticos del apartado 3.1. 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 Oferta efectiva de generación. 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 2,029 teniendo en cuenta la tasa de crecimiento suavizada en un horizonte de estudio de 10 años.

3.2.3 CRITERIOS PARA LAS PROYECCIONES DE LA OFERTA, DEMANDA Y RESERVA DE GENERACION DE ENERGIA:

A) CRITERIOS: Se adiciona al comportamiento de la oferta y de la demanda de energía lo siguiente:

- Proyección de la Demanda adicionando a esta el ingreso de las cargas especiales del cuadro N° 11 hasta un periodo de 10 años (2,019 al 2,029). Determinando la máxima demanda y oferta de generación de energía para cada año.
- Proyección de la generación de energía en el sistema eléctrico interconectado nacional adicionando los proyectos de generación de energía de los cuadros N° 5,6 y 7 en función a los años previstos de ingreso al sistema. Así mismo se clasifica la generación según la fuente de primaria utilizada, determinándose el grado de contribución de cada recurso energético.
- Se determina el margen de reserva firme para el periodo de tiempo proyectado, identificando la excedencia o déficit de generación (periodo 2020-2029) y calculando la oferta necesaria a incluir para un margen de reserva firme objetivo de 23.45 %, tal como lo establece el Informe N° 027-2017 OS/CD "Determinación del MRFO y TIF del Sistema Interconectado Peruano"-Periodo 2,017-2021.
- Se plantean alternativas de cobertura de la Máxima Demanda y de la Oferta Efectiva de generación del SEIN en función al Margen de Reserva Firme Objetivo de 23.45 3%. Y

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, 0.5% menos del Caso 1.
- Caso 3: Pronósticos con Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva con crecimiento de la demanda con evolución optimista, 0.5 % 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- Restitución.
- Contingencia 2: Indisponibilidad del ducto de Gas Natural de Camisea a Pisco.

CAPITULO IV

CALCULOS Y RESULTADOS

4.1 ESTIMACION DE LAS POTENCIAS FIRME DE LAS CENTRALES DE ENERGIA.

4.1.1 CENTRALES HIDROELECTRICAS:

a. DETERMINACION DEL FACTOR DE PLANTA MEDIO Y POTENCIA FIRME:

Se toman como referencia la generación de energía media generada (Según el anuario estadístico del COES-SINAC para el año 2,018 y la energía media proyectada según la Resolución N° 183-2019-GART para las centrales hidroeléctricas entrantes el año 2,019) de cada central hidroeléctrica conformantes del SEIN según los cuadros N° 1 y 2, obtenemos el Factor de Planta medio aplicando las ecuaciones N° 5 y 6.

Se tiene el caso del complejo hidroeléctrico del Mantaro conformado por las CH de Mantaro y la CH de Restitución.

- Central Hidroeléctrica del Mantaro (Ubicada aguas arriba del Complejo Hidroeléctrico del Mantaro) :

Energía anual generada = 5,249 GWh

Potencia Efectiva = 678.7 MW = 0.6787 GWh

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{5,249}{0.6787 * 8760} * 100 \% = 88.3 \%$$

$$\text{Potencia Firme} = 678.7 * 0.883 = 599.3 \text{ MW}$$

- Central Hidroeléctrica de Restitución (Ubicada aguas abajo del Complejo Hidroeléctrico del Mantaro) :

Energía anual generada = 1,658 GWh

Potencia Efectiva = 219.4 MW = 0.2194 GWh

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{1,658}{0.2194 * 8760} * 100 \% = 86.3 \%$$

$$\text{Potencia Firme} = 219.4 * 0.863 = 189.3 \text{ MW}$$

Se presentan los resultados de los Factores de Planta y Potencias firmes hidráulicas de las 74 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN:

Cuadro N° 13 Factores de Planta y Potencia firme de Centrales Hidroeléctricas-A

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA(GWH)	FACTOR DE PLANTA MEDIO (%)	POTENCIA FIRME(MW)
Cahua	STATKRAFT PERU	45.4	288.2	72.5%	32.9
Cañón del Pato	OZUL ENERGY EGENOR	265.6	1,485	63.8%	169.5
Carhuaquero	OZUL ENERGY EGENOR	94.5	512	61.8%	58.4
Carhuaquero IV	OZUL ENERGY EGENOR	10	71	81.1%	8.1
Caña Brava	OZUL ENERGY EGENOR	5.7	30	60.1%	3.4
Mantaro	ELECTROPERU	678.7	5,249	88.3%	599.2
Restitución	ELECTROPERU	219.4	1,658	86.3%	189.3
Callahuanca	ENEL GENERACION	84.2	606.7	82.3%	69.3
Huampani	ENEL GENERACION	30.9	227	83.9%	25.9
Huinco	ENEL GENERACION	277.9	1,145	47.0%	130.7
Matucana	ENEL GENERACION	137	869	72.4%	99.2
Moyopampa	ENEL GENERACION	69.2	404	66.6%	46.1
Yanango	CHINANGO	43.1	269.8	71.5%	30.8
Chimay	CHINANGO	154.8	983.8	72.5%	112.3
Malpaso	STATKRAFT PERU	48.5	232	54.6%	26.5
Oroya	STATKRAFT PERU	9.5	63	75.7%	7.2
Pachachaca	STATKRAFT PERU	9.7	40	47.1%	4.6
Yaupi	STATKRAFT PERU	113.7	790.7	79.4%	90.3
Gallito Ciego	STATKRAFT PERU	35.3	131.8	42.6%	15
Pariac	STATKRAFT PERU	5	18	41.1%	2.1
Huanchor	HUANCHOR	19.8	166	95.7%	18.9
Misapuquio	STATKRAFT PERU	3.9	25	73.2%	2.9
San Antonio	STATKRAFT PERU	0.6	1.5	28.5%	0.2
San Ignacio	STATKRAFT PERU	0.4	1.4	40.0%	0.2
Huayllacho	STATKRAFT PERU	0.2	0.8	45.7%	0.1
Yuncan	ENGIE	136.7	889	74.2%	101.5
Quitaracsa	ENGIE	117.8	519	50.3%	59.2
Santa Rosa I	ELECTRO SANTA ROSA	1	5.9	67.4%	0.7
Santa Rosa II	ELECTRO SANTA ROSA	1.7	10.4	69.8%	1.2
Curumuy	SINERSA	12.5	53.6	48.9%	6.1
Poechos I	SINERSA	15.4	61.2	45.4%	7
Poechos II	SINERSA	9.6	57	67.8%	6.5
Charcani I	EGASA	1.7	14	94.0%	1.6
Charcani II	EGASA	0.6	5	95.1%	0.6
Charcani III	EGASA	4.6	39.4	97.8%	4.5
Charcani IV	EGASA	15.4	109	80.8%	12.4

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 14 Factores de Planta y Potencia firme de Centrales Hidroeléctricas-B

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA(GWH)	FACTOR DE PLANTA MEDIO (%)	POTENCIA FIRME(MW)
Charcani V	EGASA	146.6	722	56.2%	82.4
Charcani VI	EGASA	8.9	66	84.7%	7.5
Aricota I	EGESUR	22.5	66	33.5%	7.5
Aricota II	EGESUR	12.4	45	41.4%	5.1
Machupichu	EGEMSA	168.8	1,286	87.0%	146.8
San Gabán	SAN GABAN	115.7	804	79.3%	91.8
La Joya	GEPSA	7.8	24	35.1%	2.7
Santa Cruz I	HIDRO. SANTA CRUZ	7	33.8	55.1%	3.9
Santa Cruz II	HIDRO. SANTA CRUZ	7.4	35.8	55.2%	4.1
Roncador	MAJA ENERGIA	3.5	22	71.8%	2.5
Platanal	CELEPSA	222.5	1,126	57.8%	128.5
Pumacana	ELECTRICA SANTA ROSA	1.8	2.7	17.1%	0.3
Huasahuasi I	HIDRO. SANTA CRUZ	9.9	54	62.3%	6.2
Huasahuasi II	HIDRO. SANTA CRUZ	10.2	52	58.2%	5.9
Yanapampa	ELECTRICA YANAPAMPA	3.9	25	73.2%	2.9
Nueva Imperial	HIDROCAÑETE	4	25	71.3%	2.9
Pizarras	ELECTRICA RIO DOBLE	19.2	104	61.8%	11.9
Huanza	EMP. GENER. HUANZA	98.3	393	45.6%	44.9
Runtullo III	EMP. GENER. JUNIN	20	106	60.5%	12.1
Runtullo I	EMP. GENER. JUNIN	20	134	76.5%	15.3
Canchayllo	ALDANA CONTRATISTAS	5.2	32.5	71.3%	3.7
Pías	AGUAS Y ENERGIA PERU	12	59.3	56.4%	6.8
Cheves	STATKRAFT PERU	176.4	799	51.7%	91.2
Santa Teresa	INLAND ENERGY	89.8	684	87.0%	78.1
Chancay	SINERSA	20	34.5	19.7%	3.9
Rucuy	Empresa de generación eléctrica Rio Baños	20	21	12.0%	2.4
Chaglla	EMP. GEN. HUALLAGA	470.4	3,283.80	79.7%	374.9
PCH Chaglla	EMP.GEN.HUALLAGA	6.4	54.8	97.7%	6.3
Cerro del Águila	KALLPA GENERACION	545.1	512	10.7%	58.4
CH Potrero	ALUZ CLEAN ENERGY	19.9	98	56.2%	11.2
CH Marañón	CELEPSA	18.4	152	94.3%	17.4
CH Renovandes	Empresa de generación eléctrica SANTA ANA SAC	20	133	75.9%	15.2
CH Yarucaya	Haura Power Group	20	136	77.6%	15.5
CH Her I	ENEL GENERACION	0.7	1.7	27.7%	0.2
CH Ángel I	GEPSA	20.2	22	12.4%	2.5
CH Ángel II	GEPSA	20.2	29	16.4%	3.3
CH Ángel III	GEPSA	20.2	26	14.7%	3
CH Carhuac	Andean Power	20	122.3	69.8%	14
TOTAL		5,094.70	28359.4	63.5%	3237.4

Fuente: Elaboración Propia

4.1.2 CENTRALES TERMOELECTRICAS:

a. DETERMINACION DE LA POTENCIA FIRME TERMOELECTRICA:

Teniendo en cuenta las ecuaciones N° 7 y 8, los valores del Cuadro N° 3 y el procedimiento descrito en el ítem 3.2.2, se determina la Potencia firme termoeléctrica de cada una de las unidades componentes del SEIN.

Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado de Fénix Power.

Potencia Efectiva = 567.2 MW

Factor de Indisponibilidad= 5.24 % = 0.0524

$$\text{Factor de Disponibilidad}(F_d) = 1 - 0.0524 = 0.9476$$

$$P_{ft} = \text{Potencia Firme} = 567.2 * 0.9476 = 537.5 \text{ MW}$$

Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado de Chilca.

Potencia Efectiva = 815.2 MW

Factor de Indisponibilidad= 5.24 % = 0.0524

$$\text{Factor de Disponibilidad}(F_d) = 1 - 0.0524 = 0.9476$$

$$P_{ft} = \text{Potencia Firme} = 815.2 * 0.9476 = 772.5 \text{ MW}$$

Se presentan los resultados en el cuadro N° 15 para las 37 centrales termoeléctricas pertenecientes al SEIN, las cuales utilizan combustible convencional (gas natural, biodiesel o petróleo residual)

Cuadro N° 15 Potencia Firme Termoeléctrica con Factor de Disponibilidad de 5.24 %

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	HEAT RATE(Unid/kWh)	POT. FIRME (MW)
Turbo Gas Natural Malacas TG6	ENEL PIURA	51.3	9.766	48.6
Turbo Gas Natural Malacas AB	ENEL PIURA	85.1	11.544	80.6
Turbo Gas Natural Malacas 4B	ENEL PIURA	20.9	12.187	19.8
CT Oquendo	SDF Energía	29.4	10.501	27.9
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	ENL PERU	47.8	11.309-0.271	45.3
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	ENEL PERU	45.8	11.337-0.269	43.4
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	ENEL PERU	113.6	10.795	107.6
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	62.3	0.332	59
Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	0.198	1.1
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	TERMOSELVA	90.1	11.381	85.4
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	TERMOSELVA	86	11.276	81.5
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	219.4	7.412	207.9
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	16	7.629	15.2
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	219.9	7.412	208.4
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	16	7.629	15.2
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	ENEL PERU	187.8	10.278	178
Turbo Gas Natural Las Flores	KALLPA	195.4	9.774	185.2
Turbo Gas TG1 El Tablazo	SDE Piura	26.4	12.574	25
Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	SAN GABAN	4.1	0.145	3.9
Bellavista ALCO Grupo Diesel N° 1	SAN GABAN	1.3	0.312	1.2
Chilina GD N° 1 al 2	EGASA	10.1	0.219	9.6
Chilina Turbo gas	EGASA	11.8	0.375	11.2
Mollendo 1 GD	EGASA	24.5	0.209	23.2
Ilo 2 TV Carbón 1	ENGIE	140.3	0.358	132.9
Independencia GD(ExCalana)	EGESUR	23	8.888	21.8
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	EGASA	70.3	13.094	66.6
CC Santo Domingo	TERMOCHILCA	303.3	9.869	287.4
GN CC Chilca	ENERSUR	815.2	6.716	772.5
GN CC Kallpa	KALLPA	863.4	6.357	818.2
GN CC Fénix	FENIX POWER	567.2	6.357	537.5
Turbo gas natural CC Chilca 2	ENGIE	111.8	6.788	105.9
Reserva Fría Talara	ENEL PIURA	127.9	0.237	121.2
Reserva Fría Ilo	ENGIE	460	0.231	435.9
Reserva Fría Puerto Eten	COBRA	228.1	0.237	216.1
Nodo Energético del Sur ILO	ENGIE	600	0.231	568.6
Reserva Fría Pucallpa	I&E del Perú	40	0.258	37.9
Reserva Fría Puerto Maldonado	I&E del Perú	18	0.253	17.1
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	SAMAY	600	0.233	568.6
CT RECKA	SM CERRO VERDE	177.4	0.242	168.1
TOTAL		6,840.80		6482.3

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3 CENTRALES RER:

DETERMINACION DE LA POTENCIA FIRME RER:

Teniendo en cuenta las ecuaciones N° 7, 8 y 9 los valores del Cuadro N° 4 y el procedimiento descrito en el ítem 3.2.1, se determina la Potencia firme RER para su contribución durante las horas de máxima demanda del sistema SEIN. Teniendo en cuenta que no se cuenta con presencia en el despacho de la generación de energía por parte de las centrales solares fotovoltaicas durante las 18.00 a 23.00 horas.

Cuadro N° 16 Potencia Firme RER según su Factor de Planta y Factor de Indisponibilidad

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	RER	FACTOR DE PLANTA	POT. FIRME (MW)
CT Paramonga	AIPSA	23	Bagazo	0.9476	21.8
GB Huaycoloro	PETRAMAS	4.4	RSU-Metano	0.9476	4.2
CB La Gringa V	CONS.ENERGIA LIMPIA	3	RSU-Metano	0.9476	2.8
Tacna FV	CONS TACNA SOLAR	20	Solar	0	0
Majes FV	GRUPO T SOLAR GLOBAL	20	Solar	0	0
Repartición FV	GRUPO T SOLAR GLOBAL	20	Solar	0	0
Panamericana FV	CONSORCIO PANAMERICANA	20	Solar	0	0
Moquegua FV	Solar Pack	16	Solar	0	0
Central Eólica Talara	Countor Global	30	Viento	0.46	13.8
Central Eólica Cupisnique	Countor Global	80	Viento	0.43	34.4
Central Eólica Marcona	Consortio Cobra Perú	32	Viento	0.55	17.6
Central Eólica Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas SAC	97.5	Viento	0.58	56.6
CS Rubí	ENGIE	144.4	Solar	0	0
Central Eólica Wayra I	ENEL GREEN POWER	126	Viento	0.56	70.6
Central Solar Intipampa	ENGIE	40	Solar	0	0
Central Térmica Doña Catalina	CONSOCIO ENERGIA LIMPIA	14.5	Biomasa	0.9476	13.7
TOTAL		690.8			235.5

Fuente: Elaboración Propia

4.1.4 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° 17 Orden de despacho según Potencia Firme-Centrales Termoeléctricas

CENTRAL	CONSUMO ESPECIFICO (Unid/kWh)	COSTO DEL COMBUSTIBLE	CVC	CVNC	CVT
			U\$/MWh	U\$/MWh	U\$/MWh
Turbo Gas TG1 El Tablazo	12.574	0	0	2.69	2.69
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	12.218	0.56	6.84	2.99	9.83
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	12.17	0.56	6.81	3.14	9.95
Turbo Gas Natural Malacas TG6	9.766	1.5868	15.5	2.3	17.8
Turbo Gas Natural Malacas AB	11.544	1.5868	18.3	2.02	20.32
CT Oquendo	11.643	1.5276	17.79	3.9	21.69
Turbo Gas Natural Malacas 4B	12.187	1.5858	19.3	3.3	22.6
GN CC Kallpa	7.02	3.0036	21.09	3.35	24.44
GN CC Chilca	7.086	3.0045	21.29	3.35	24.64
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	7.306	2.9283	21.4	3.35	24.75
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	7.306	2.9283	21.4	3.35	24.75
GN CC Fénix	7.101	3.0467	21.63	3.35	24.98
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7.424	2.9283	21.74	3.35	25.09
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7.424	2.9283	21.74	3.35	25.09
CC Santo Domingo	7.147	3.0687	21.93	3.35	25.28
Independencia GD(ExCalana)	8.93	2.6757	23.89	2.45	26.34
Turbo Gas Natural Las Flores	10.342	3.0036	31.06	2.02	33.08
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	10.796	3.0005	32.39	2.02	34.41
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	10.797	3.0073	32.47	2.02	34.49
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	12.97	2.5963	33.68	2.03	35.71
Turbo gas natural CC Chilca 2	11.336	3.0045	34.06	3.8	37.86
Ilo 2 TV Carbón 1	0.358	116.98	41.83	2.47	44.3

CENTRAL	CONSUMO ESPECIFICO (Unid/kWh)	COSTO DEL COMBUSTIBLE	CVC U\$/MWh	CVNC U\$/MWh	CVT U\$/MWh
Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	0.145	853.6347	124.19	12	136.19
Chilina GD N° 1 al 2	0.219	613.4789	134.15	2.45	136.6
Grupo Diesel Shougesa	0.22	776.8414	170.57	2.45	173.02
Turbo Vapor de Shougesa	0.332	549.8873	182.3	1.32	183.62
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	0.237	812.8759	192.29	4	196.29
Reserva Fría Pucallpa	0.258	779.4242	185.55	11.26	196.81
Reserva Fría Talara	0.234	851.1191	199.61	4	203.61
Reserva Fría Puerto Eten	0.237	851.1191	202.04	4	206.04
Nodo Energético del Sur ILO	0.225	901.6074	203.26	4	207.26
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	0.269	768.518	206.92	2.02	208.94
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	0.271	768.518	207.97	2.02	209.99
CT RECKA	0.239	856.5434	205.05	6.59	211.64
Reserva Fría Ilo	0.237	901.6074	213.38	4	217.38
Reserva Fría Puerto Maldonado	0.25	940.0725	234.66	11.47	246.13
Bellavista ALCO Grupo Diesel N° 1	0.312	854.4007	266.93	2.46	269.39
Chilina Turbo gas	0.375	811.578	303.94	0	303.94

Fuente: Elaboración Propia

Para el establecimiento del despacho de la generación de energía se tiene en cuenta la cobertura de la máxima demanda del sistema SEIN, el cual es igual a 6,947 MW para el año 2019, teniendo en cuenta el siguiente ordenamiento:

Centrales Hidroeléctricas. (en función a los Cuadros N° 13 y 14)

Centrales RER. (en función al Cuadro N° 16)

Centrales Termoeléctricas (en función a los CVT del Cuadro N° 17 y los valores de Potencia firme del Cuadro N° 15)

Cuadro N° 18 Orden de despacho según Potencia Firme-Maxima Demanda 9,497 MW

CENTRAL	POTENCIA FIRME(MW)	ACUMULADO DEL DESPACHO(MW)	FALTANTE POR CUBRIR (MW)	NOTA	
Total Centrales Hidroeléctricas	3237.4	3237.4	3752.6	3237.4	
Total Centrales RER	235.5	3472.9	3517.1	235.5	
Turbo Gas TG1 El Tablazo	25.0	3497.9	3492.1	3517.1	
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	81.5	3579.4	3410.6		
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	85.4	3664.8	3325.2		
Turbo Gas Natural Malacas TG6	48.6	3713.4	3276.6		
Turbo Gas Natural Malacas AB	80.6	3794.0	3196.0		
CT Oquendo	27.9	3821.9	3168.1		
Turbo Gas Natural Malacas 4B	19.8	3841.7	3148.3		
GN CC Kallpa	818.2	4659.9	2330.1		
GN CC Chilca	772.5	5432.4	1557.6		
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	207.9	5640.3	1349.7		
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	208.4	5848.7	1141.3		
GN CC Fénix	537.5	6386.2	603.8		
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	15.2	6401.4	588.6		
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	15.2	6416.6	573.4		
CC Santo Domingo	287.4	6704.0	286.0		
Independencia GD(ExCalana)	21.8	6725.8	264.2		
Turbo Gas Natural Las Flores	10.3	6736.1	253.9		
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	185.2	6921.3	68.7		Determina el precio del sistema
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	107.6	6990.0	0.0		Solo opera con 68.7 MW
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	66.6	0.0	0.0		2675.2
Turbo gas natural CC Chilca 2	105.9	0.0	0.0		
Ilo 2 TV Carbón 1	132.9	0.0	0.0		
Mollendo 1 GD	23.2	0.0	0.0		
Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	3.4	0.0	0.0		
Chilina GD N° 1 al 2	9.6	0.0	0.0		
Grupo Diesel Shougesa	1.1	0.0	0.0		
Turbo Vapor de Shougesa	59.0	0.0	0.0		
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	568.6	0.0	0.0		
Reserva Fría Pucallpa	37.9	0.0	0.0		
Reserva Fría Talara	121.2	0.0	0.0		
Chilina Turbo gas	11.2	0.0	0.0		
TOTAL	9665.2				

Fuente: Elaboración Propia

- La Potencia Firme Hidroeléctrica ofertada es igual a 3,237.4 MW , con lo cual esto representa de la máxima demanda el siguiente porcentaje:

$$\text{Cobertura Hidroelectrica de la Maxima Demanda}_{CH} = \frac{3,237.4}{6,990} * 100\% = 46.3 \%$$

- La Potencia Firme Termoeléctrica es 3,517.1 MW , con lo cual esto representa de la máxima demanda el siguiente porcentaje:

$$\text{Cobertura Termoelectrica de la Maxima Demanda}_{CH} = \frac{3,517.1}{6,990} * 100\% = 50.3 \%$$

- La Potencia Firme RER es 235.5 MW , con lo cual esto representa de la máxima demanda el siguiente porcentaje:

$$\text{Cobertura Termoelectrica de la Maxima Demanda}_{CH} = \frac{235.5}{6,990} * 100\% = 3.4 \%$$

- En el ordenamiento del despacho de generación, la central termoeléctrica Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8 es la penúltima central de energía en entrar en operación al 100 % con un CVT igual a 34.31 U\$/MWh, mientras que la última central de energía en entrar en operación es la Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7 generando una potencia de 68.7 MW. El precio de la generación de Energía es definida por la central termoeléctrica Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8 con un valor de 34.31 U\$/MWh.

- **SITUACION ACTUAL:**

Potencia Efectiva:	12,626.3 MW (Oferta total de generación)
Potencia Firme:	9,665.2 MW
Máxima Demanda:	6,990.0 MW

Para la determinación de la Reserva Firme se obtiene de:

$$\text{Reserva Firme} = \text{Potencia Firme} - \text{Maxima demanda}$$

$$\text{Reserva Firme} : \quad 2,675.2 \text{ MW} = 27.67 \%$$

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

$$\text{Reserva Total} = \text{Potencia Efectiva} - \text{Maxima demandada}$$

Reserva Total: 5,636.6 MW = 44.64 %

4.2 ANALISIS DE LA INFORMACION ESTADISTICA PERIODO 2,006-2019

4.2.1 COMPORTAMIENTO HISTORICO DE LA OFERTA Y LA DEMANDA:

En función a la información de los cuadros N° 9 y 10, se pueden determinar las características del comportamiento histórico de la máxima demanda, potencia efectiva y de la reserva.

Se toma como Reserva Objetivo el valor de 23.45 %, valor que permite tener un sistema de generación de energía confiable.

Además para el cálculo de las Potencias firmes en cada año, para las Centrales Hidroeléctricas se aplica un factor de planta igual a 0.635 y para las Centrales Termoeléctricas un valor de la tasa de disponibilidad de 0.9476 (tasa de indisponibilidad de 5.24%)

Así tenemos para el año 2,009.

$$\text{POTENCIA FIRME}_{2009} = (\text{POT. EFECT}_{\text{CH}} * 0.635) + (\text{POT. EFECT.}_{\text{CT}} * 0.9476)$$

$$\text{POTENCIA FIRME}_{2009} = (2,888 * 0.635) + (2,860 * 0.9476) = 4,544 \text{ MW}$$

El valor de la reserva total es:

$$\text{Reserva total}_{2009} = \text{Oferta de generacion} - \text{Maxima demanda}$$

$$\text{Reserva total}_{2009} = 5,748 - 4,198.7 = 1,549.3 \text{ MW (27 \%)}$$

El valor de la reserva firme es:

$$\text{Reserva firme}_{2009} = \text{Potencia firme} - \text{Maxima demanda}$$

$$\text{Reserva firme}_{2009} = 4,544 - 4,198.7 = 345.3 \text{ MW}$$

$$\% \text{ Reserva firme}_{2009} = \frac{345.3}{4,544} * 100\% = 7.6 \%$$

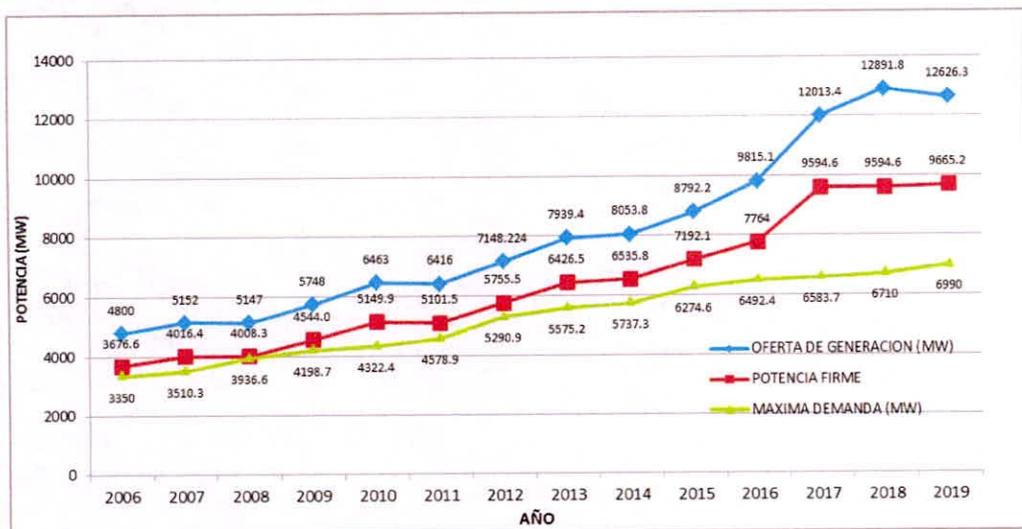
Se tiene para el año 2,009 se tiene un déficit de reserva firme del orden 345.3 MW, con lo cual existe un déficit de reserva firme del orden de:

$$\text{Deficit de Reserva firme}_{2009} = \% \text{Reserva firme objetivo} - \% \text{Reserva firme}_{2009}$$

$$\text{Deficit de Reserva firme}_{2009} = 23.45\% - 6\% = 17.4\%$$

Se presenta la Figura N° 12 el comportamiento histórico de la oferta de generación, potencia firme y máxima demanda de los años 2,006 al año 2,019, en el cual se tiene como resultado ha habido un incremento mayor en la oferta de generación con respecto a la máxima demanda de cada año, dándose con mayor énfasis a partir del año 2,016.

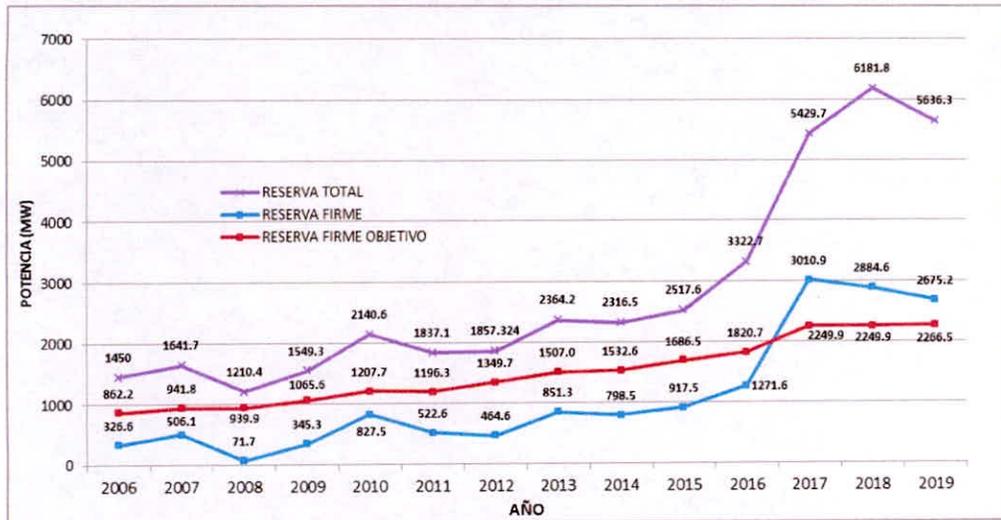
Figura N° 12 Comportamiento histórico de la oferta y demanda en el SEIN 2,006-2019



Fuente: Elaboración Propia

Se presenta la Figura N°13 con el comportamiento histórico de la reserva efectiva, reserva firme y el valor de la reserva firme objetivo del SEIN para el periodo de tiempo comprendido entre los años 2,006 y 2,019, en el cual se visualiza que a partir del año 2,017 el valor de la reserva firme igual 3,010.9 MW es superior al valor de la reserva firme objetivo, el cual tiene un valor de 2,249.9 MW. Del mismo modo en el año 2,008 se presentó el valor de la reserva firme más bajo con un valor de 71.7 MW.

Figura N° 13 Evolución de la Reserva de generación SEIN 2,006-2.019



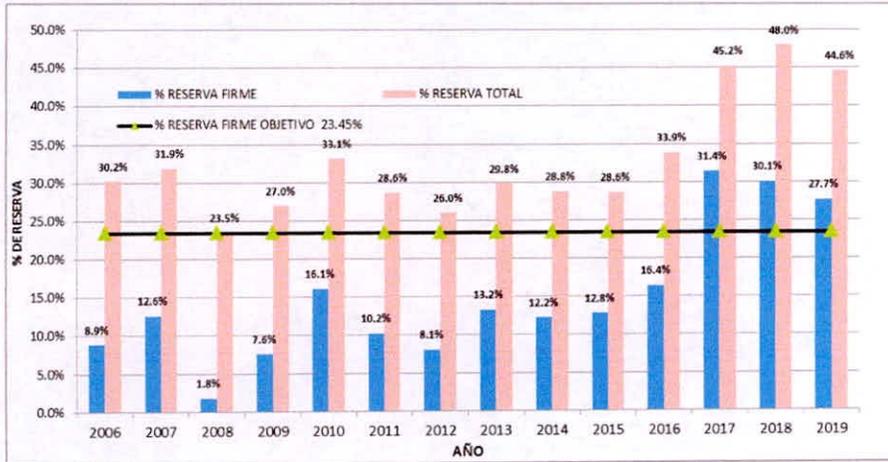
Fuente: Elaboración Propia.

Se presenta la Figura N°14 con el comportamiento histórico del % de la reserva efectiva, reserva firme y el valor del % de la reserva firme objetivo del SEIN para el periodo de tiempo comprendido entre los años 2,006 y 2,019 , en el cual se visualiza que a partir del año 2,018 se alcanzó el máximo valor de la reserva firme con un valor de 48 % , con una diferencia de 14.55 % con respecto al valor de la reserva firme objetivo del sistema (23.45 %), básicamente debido al crecimiento de la oferta de generación en ese año.

Así mismo para el año 2,008 se alcanzó tan solo un valor de 1.8 % el valor de la reserva firme y un valor de 23.5 % para la reserva efectiva, siendo el año con mayor falta de disponibilidad de reserva de generación para cubrir la máxima demanda.

Actualmente para el año 2,019 el valor de la reserva firme se ha reducido a un valor de 27.7 % (inferior al año 2,017 y 2,018), pero con un valor superior al establecido en la reserva firme objetivo.

Figura N° 14 Evolución del % de la reserva de generación SEIN 2,006-2,019



Fuente: Elaboración Propia

4.2.2 DETERMINACION DE LA TASA DE CRECIMIENTO DE LA SERIE DE TIEMPO 2,006-2,019.

Aplicando la técnica de suavizamiento exponencial para la serie de tiempo de la Maxima demanda entre los años 2,006 al año 2,019 se determinó:

- El valor de la máxima demanda suavizada año por año.
- El valor de la tasa de crecimiento de la máxima demanda suavizada para la serie de tiempo en análisis, obteniéndose un valor de 5.77 %.
- Se determinó el valor de la tasa de crecimiento para la máxima demanda de la serie de tiempo en análisis, obteniéndose un valor de 6.0 %.
- La tasa de crecimiento de la máxima demanda suavizada nos reporta un valor característico de la serie de tiempo en análisis , con la cual nos importa proyectar la demanda futura a través de tres escenarios según los siguientes detalles:

Crecimiento pesimista de la demanda = $5.77\% - 0.5\% = 5.27\%$

Crecimiento promedio de la demanda = 5.77%

Crecimiento optimista de la demanda = $5.77\% + 0.5\% = 6.27\%$

Cuadro N° 19 Determinación de la tasa de crecimiento suavizada de la máxima demanda

AÑO	MAXIMA DEMANDA(MW)	MAXIMA DEMANDA SUAVIZADA(MW)	TASA DE CRECIMIENTO DE MAXIMA DEMANDA SUAVIZADA	TASA DE CRECIMIENTO DE MAXIMA DEMANDA REAL
2006	3350.0			
2007	3510.3	3350.00		
2008	3936.6	3430.15	2.39%	12.1%
2009	4198.7	3683.38	7.38%	6.7%
2010	4322.4	3941.04	7.00%	2.9%
2011	4578.9	4131.72	4.84%	5.9%
2012	5290.9	4355.31	5.41%	15.5%
2013	5575.2	4823.10	10.74%	5.4%
2014	5737.3	5199.15	7.80%	2.9%
2015	6274.6	5468.23	5.18%	9.4%
2016	6492.3	5871.41	7.37%	3.5%
2017	6583.7	6181.86	5.29%	1.4%
2018	6710.0	6382.78	3.25%	1.9%
2019	6990.0	6546.39	2.56%	4.2%
VALOR			5.77%	6.0%

Fuente: Elaboración Propia

4.3 PROYECCION DE LA DEMANDA:

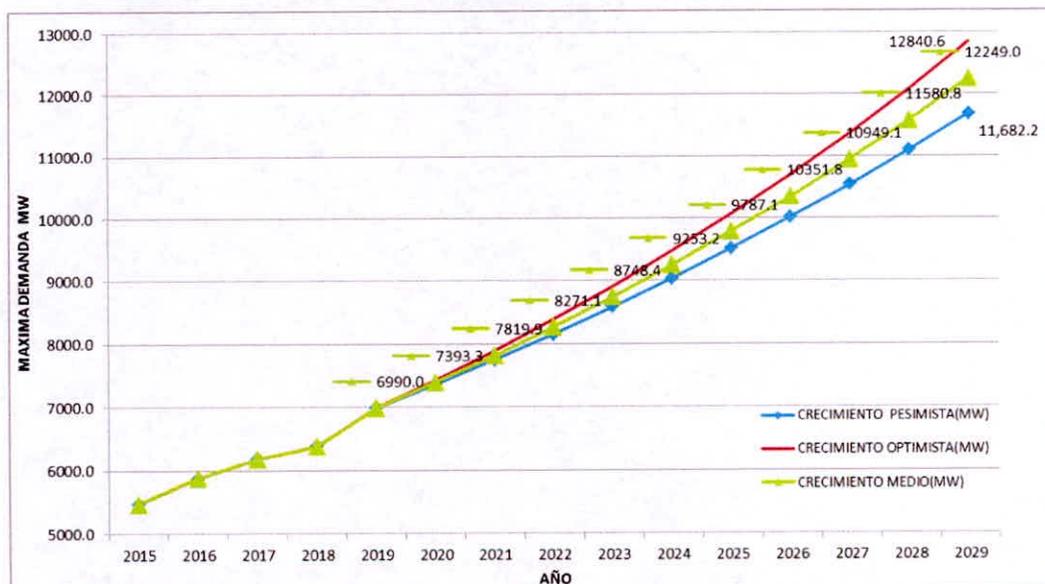
Con la tasa de crecimiento suavizada, se proyecta el crecimiento de la demanda en función a 3 escenarios.

Crecimiento Medio: 5.79 %

Crecimiento Pesimista: 5.27 %

Crecimiento Optimista: 6.27 %

Figura N° 15 Proyección de la Máxima Demanda al Año 2029



Fuente: Elaboración Propia

En la figura anterior se obtienen los valores de proyección de la máxima demanda, los cuales son para el año 2,029 (horizonte de proyección de 10 años)

Crecimiento Medio: 12,249 MW

Crecimiento Optimista: 12,840.6 MW

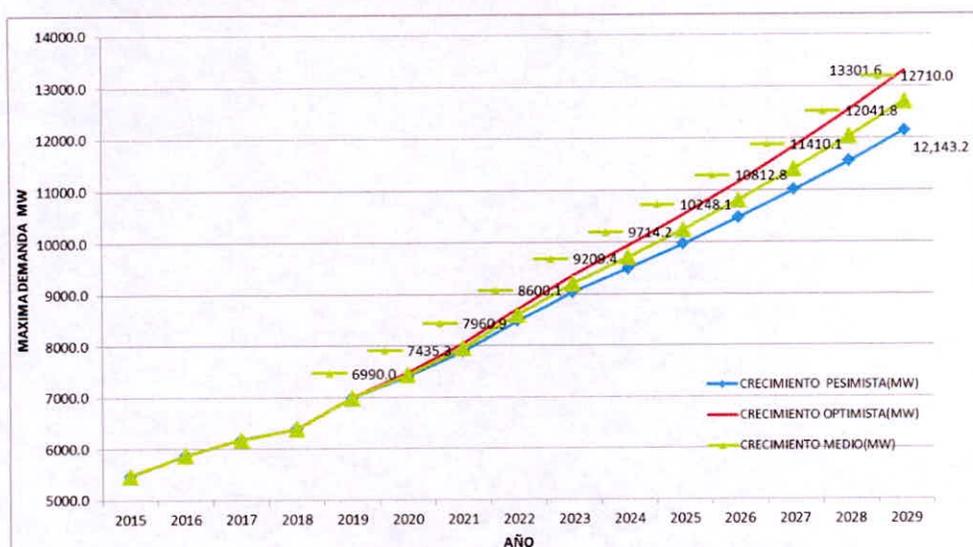
Crecimiento Pesimista: 11,682.2 MW

INSERCIÓN DE CARGAS A LA DEMANDA FUTURA.

Se tiene en cuenta el ingreso de las cargas especiales, en el siguiente orden en función al Cuadro N° 11.

- Carga Ingresante Año 2,020 = 42 MW
- Carga Ingresante Año 2,021 = 99 MW
- Carga Ingresante Año 2,022= 188 MW
- Carga Ingresante Año 2,023 = 132 MW

Figura N° 16 Proyección de la Máxima Demanda Total al Año 2029



Fuente: Elaboración Propia

Con el ingreso de las cargas especiales al SEIN, se tienen los siguientes valores previstos para la máxima demanda total proyectada al año 2,029:

Crecimiento Medio: 12,710 MW

Crecimiento Pesimista: 12,143.2 MW

Crecimiento Optimista: 11,301.6 MW

4.4 PROYECCION DE LA OFERTA DE GENERACION:

4.4.1 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 según los cuadros N° 5, 6 y 7 se determina la potencia nueva a ofertar, para el cual se tiene el año 2,023 y 2,024 fecha a la cual se ha programado el ingreso de 1,774.1 y 1,940.2 MW. Así mismo se ha programado el ingreso al SEIN de un total de 5,746.6 MW hasta el año 2,025, de los cuales el 57.6 % (3,308 MW) son generados por centrales hidroeléctricas, el 25.5 % (1,435.5 MW) generado por centrales eólicas y el 16.7 % (960 MW) es generado por centrales solares fotovoltaicas. Por lo tanto, la oferta nueva de generación incluye tan solo centrales de energía con recursos energéticos renovables, tan solo se tiene un ingreso previsto para el año 2,023 de la central de cogeneración de AJE PERU con gas natural de 6.6 MW.

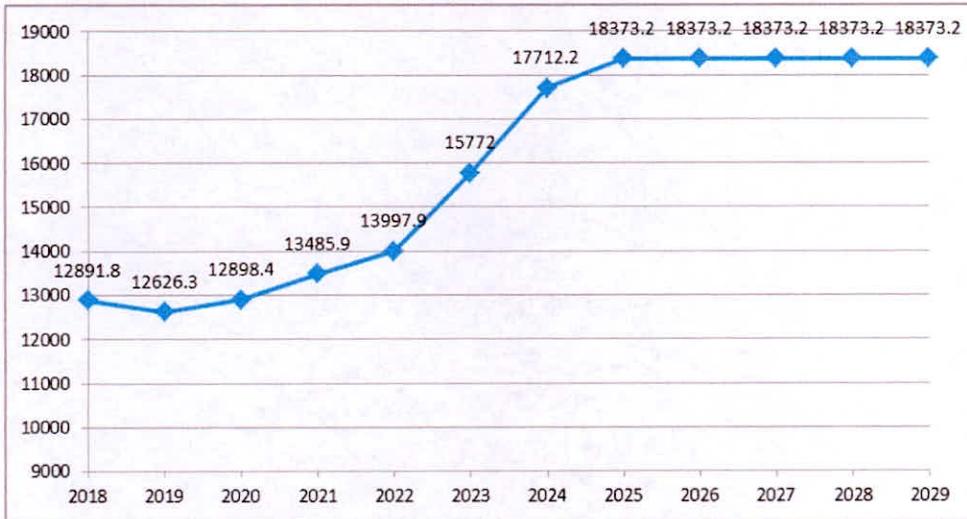
Cuadro N° 20 Cuadro de Obras de Generación de Energía ingresante al SEIN hasta el Año 2,025

AÑO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL	%
TOTAL INGRESO(MW)	271.8	587.5	512	1774.1	1940.2	661	5746.6	100.0%
HIDROELECTRICAS(MW)	235.8	193	202	1535.4	1010.8	131	3308	57.6%
TERMoeLECTRICAS(MW)				6.5			6.5	0.1%
EOLICAS(MW)	36	214.5	310	60	595	250	1465.5	25.5%
SOLARES(MW)		180		170	330	280	960	16.7%
RSU(MW)				2.2	4.4		6.6	0.1%

Fuente: Elaboración Propia

Seguidamente se presenta la figura N° 17 con la proyección de la oferta de generación de energía en la cual se incluyen las obras de generación a ingresar al SEIN desde el año 2,020 al año 2,025, observándose que hasta el año 2,025 se obtiene una reserva de generación de energía del orden de 18,373.2 MW, incrementándose la oferta de generación en 5,746.6 MW. Después del año 2,025 no existe aún obras de generación previstas o en estudio para el incremento de la oferta de generación de energía.

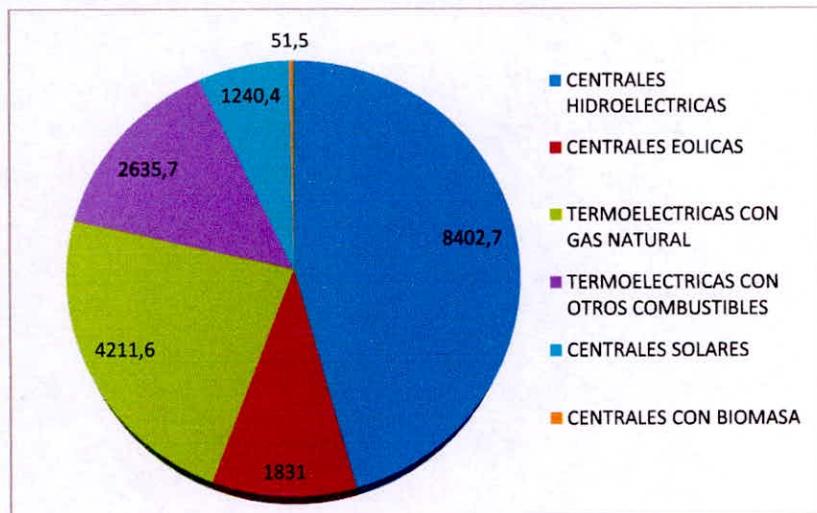
Figura N° 17 Proyección de la Oferta de generación al año 2,029



Fuente: Elaboración Propia

Así mismo se presenta la proyección de la oferta de la generación de energía para el año 2,025, en donde las centrales hidroeléctricas ofertan 8,402.7 MW (45.7 %), las centrales termoeléctricas con gas natural ofertan 4,211.6 MW (22.9 %), las centrales termoeléctricas con petróleo BD5 y R500 ofertan 2,635.7 MW (14.3%), las centrales eólicas ofertan 1,831 MW (10 %), las centrales solares fotovoltaicas ofertan 1,240.4 MW (6.8 %) y las centrales de biomasa ofertan 51.5 MW (0.3 %).

Figura N° 18 Proporción de la generación de energía ofertada para el año 2,029



Fuente: Elaboración Propia

4.5 CASOS DE ESTUDIO Y APLICACIÓN DE LAS CONTINGENCIAS:

Se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las Centrales Solares con tecnología fotovoltaica no participan en la cobertura de la máxima demanda.
- Para el valor de las Centrales Termoeléctricas (incluidas las solares y RSU) se contempla la tasa de Indisponibilidad de 5.24 % ,para las Centrales Hidroeléctricas se aplica el factor de planta de 63.5 % y para las centrales eólicas se aplica un factor de planta promedio de 51.6 % con relación al cuadro N°4
- En las contingencias se tiene en cuenta la cercanía de la Reserva Firme con la Reserva Firme Objetivo la cual es igual a 23.45 %.

4.5.1 CASO EN ESTUDIO 1: CRECIMIENTO MEDIO.

a. CONDICIONES DE PROYECCION AL 2,029.

- **SIN CONTINGENCIAS EN EL SISTEMA DE GENERACION:**

Se tiene la primera proyección hacia el año 2,029, en el cual el valor de la reserva firme es inferior al valor de la reserva firme objetivo, alcanzando un valor de 21.9 % para el año 2,025 fecha a la cual ya no se cuentan con nuevas obras de generación de energía. Mientras que la reserva total se mantiene en valores entre 47.9% a 34.8 % (valores superiores a la del margen de reserva firme objetivo. Este margen de reserva total se consigue con el ingreso de las nuevas obras de generación de energía eléctrica.

Cuadro N° 21 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 sin contingencias-
Crecimiento medio

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO (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)	EXCESO R.T (MW)
2015	5468,2	7697,5	7192,1	917,5	2229,3	12,8%	29,0%	1686,5	-769,0	542,75
2016	5871,4	8459,9	7764,0	1271,6	2588,5	16,4%	30,6%	1820,7	-549,1	767,82
2017	6181,9	8950,0	9594,6	3010,9	2768,2	31,4%	30,9%	2249,9	761,0	518,25
2018	6382,8	9429,7	9594,6	2884,6	3047,0	30,1%	32,3%	2249,9	634,7	797,07
2019	6990,0	12626,3	9665,2	2675,2	5636,3	27,7%	44,6%	2266,5	408,7	3369,80
2020	7393,3	12898,4	9833,5	2440,2	5505,1	24,8%	42,7%	2310,9	129,3	3194,20
2021	7819,9	13485,9	10066,7	2246,8	5666,0	22,3%	42,0%	2365,7	-118,9	3300,30
2022	8271,1	13997,9	10355,0	2083,8	5726,8	20,1%	40,9%	2433,4	-349,6	3293,35
2023	8748,4	15772,0	11369,2	2620,8	7023,6	23,1%	44,5%	2671,8	-51,0	4351,88
2024	9253,2	17712,2	12322,2	3069,1	8459,0	24,9%	47,8%	2895,7	173,3	5563,33
2025	9787,1	18773,2	12534,4	2747,3	8986,1	21,9%	47,9%	2945,6	-198,2	6040,56
2026	10351,8	18773,2	12534,4	2182,6	8421,4	17,4%	44,9%	2945,6	-763,0	5475,85
2027	10949,1	18773,2	12534,4	1585,3	7824,1	12,6%	41,7%	2945,6	-1360,3	4878,55
2028	11580,8	18773,2	12534,4	953,6	7192,4	7,6%	38,3%	2945,6	-1992,0	4246,79
2029	12249,0	18773,2	12534,4	285,3	6524,2	2,3%	34,8%	2945,6	-2660,2	3578,57

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 898.1 MW de Potencia Efectiva y de 788.5 MW de Potencia firme en condiciones de Indisponibilidad. Su efecto en la oferta de energía no es muy significativo, ya que la potencia efectiva ofertada se reduce desde 13,997.9 MW (Para el año 2,022 en Cuadro N° 21) a 13,099.8 MW (Cuadro N° 22) alcanzando la reserva total un valor de 36.9 %, en los años posteriores la reserva total se incrementa con la entrada de nuevos proyectos de generación de energía, decayendo hasta un valor de 31.5 % hacia el año 2,029. Mientras que el valor de la reserva firme se ve afectada decreciendo progresivamente hasta el año 2,029 (periodo en el cual se presenta un posible problema de déficit de energía). Estas condiciones de contingencia y en el escenario de crecimiento medio provocan valores de reserva firme inferiores al valor de la reserva firme objetivo desde el año 2,020.

Cuadro N° 22 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 con Indisponibilidad del Complejo Hidroenergetico del Mantaro-Crecimiento medio

AÑO	CRECIMIENTO MEDIO (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)	EXCESO R.T (MW)
2015	5468,2	7697,5	7192,1	917,5	2229,3	12,8%	29,0%	1686,5	-769,0	542,8
2016	5871,4	8459,9	7764,0	1271,6	2588,5	16,4%	30,6%	1820,7	-549,1	767,8
2017	6181,9	8950,0	9594,6	3010,9	2768,2	31,4%	30,9%	2249,9	761,0	518,3
2018	6382,8	9429,7	9594,6	2884,6	3047,0	30,1%	32,3%	2249,9	634,7	797,1
2019	6990,0	12626,3	9665,2	2675,2	5636,3	27,7%	44,6%	2266,5	408,7	3369,8
2020	7393,3	12000,3	9045,0	1651,7	4607,0	18,3%	38,4%	2125,6	-473,9	2481,4
2021	7819,9	12587,8	9278,2	1458,3	4767,9	15,7%	37,9%	2180,4	-722,1	2587,5
2022	8271,1	13099,8	9566,5	1295,3	4828,7	13,5%	36,9%	2248,1	-952,8	2580,6
2023	8748,4	14873,9	10580,7	1832,3	6125,5	17,3%	41,2%	2486,5	-654,2	3639,1
2024	9253,2	16814,1	11533,7	2280,6	7560,9	19,8%	45,0%	2710,4	-429,9	4850,5
2025	9787,1	17875,1	11745,9	1958,8	8088,0	16,7%	45,2%	2760,3	-801,5	5327,8
2026	10351,8	17875,1	11745,9	1394,1	7523,3	11,9%	42,1%	2760,3	-1366,2	4763,0
2027	10949,1	17875,1	11745,9	796,8	6926,0	6,8%	38,7%	2760,3	-1963,5	4165,7
2028	11580,8	17875,1	11745,9	165,1	6294,3	1,4%	35,2%	2760,3	-2595,2	3534,0
2029	12249,0	17875,1	11745,9	-503,2	5626,1	-4,3%	31,5%	2760,3	-3263,4	2865,8

Fuente: Elaboración Propia

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

La aplicación de la Indisponibilidad del ducto de Camisea , a través del cual se abastecen de gas natural ubicadas en los departamentos de Ica y Lima , provocan el

retiro del sistema eléctrico un total de 3,574.9 MW en Potencia efectiva y 3,387.6 MW en potencia firme. Dentro de estas centrales de energía tenemos las siguientes:

Central termoeléctrico de ciclo combinado de Kallpa de 863.4 MW

Central termoeléctrico de ciclo combinado de Chilca de 815.2 MW

Central termoeléctrico de ciclo combinado de Fénix de 567.2 MW

Central termoeléctrico de ciclo combinado de Santo Domingo 303.3 MW

Central termoeléctrico de ciclo combinado de Ventanilla 471.3 MW

Entre las 5 centrales de ciclo combinado detalladas se suma un total de 3,020.4 MW de potencia efectiva (84.5 % de la Potencia efectiva de las Centrales Termoeléctricas que utilizan gas natural)

Cuadro N° 23 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 EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME SEIN (MW)	RESERVA FIRME (MW)	RESERVA TOTAL (MW)	RESERVA FIRME (%)	RESERVA TOTAL (%)	RESERVA OBJETIVO (MW)	DEFICIT R.O (MW)	EXCESO R.T (MW)
2015	5468,2	7697,5	7192,1	917,5	2229,3	12,8%	29,0%	1686,5	-769,0	542,8
2016	5871,4	8459,9	7764,0	1271,6	2588,5	16,4%	30,6%	1820,7	-549,1	767,8
2017	6181,9	8950,0	9594,6	3010,9	2768,2	31,4%	30,9%	2249,9	761,0	518,3
2018	6382,8	9429,7	9594,6	2884,6	3047,0	30,1%	32,3%	2249,9	634,7	797,1
2019	6990,0	12626,3	9665,2	2675,2	5636,3	27,7%	44,6%	2266,5	408,7	3369,8
2020	7393,3	9323,5	6445,9	-947,4	1930,2	-14,7%	20,7%	1514,8	-2462,2	415,4
2021	7819,9	13485,9	6679,1	-1140,8	5666,0	-17,1%	42,0%	1569,6	-2710,4	4096,4
2022	8271,1	10423,0	6967,4	-1303,8	2151,9	-18,7%	20,6%	1637,3	-2941,1	514,5
2023	8748,4	12197,1	7981,6	-766,8	3448,7	-9,6%	28,3%	1875,7	-2642,5	1573,1
2024	9253,2	14137,3	8934,6	-318,5	4884,1	-3,6%	34,5%	2099,6	-2418,2	2784,5
2025	9787,1	15198,3	9146,8	-640,3	5411,2	-7,0%	35,6%	2149,5	-2789,8	3261,7
2026	10351,8	15198,3	9146,8	-1205,0	4846,5	-13,2%	31,9%	2149,5	-3354,5	2697,0
2027	10949,1	15198,3	9146,8	-1802,3	4249,2	-19,7%	28,0%	2149,5	-3951,8	2099,7
2028	11580,8	15198,3	9146,8	-2434,0	3617,5	-26,6%	23,8%	2149,5	-4583,5	1468,0
2029	12249,0	15198,3	9146,8	-3102,2	2949,3	-33,9%	19,4%	2149,5	-5251,7	799,8

Fuente: Elaboración Propia

Según el Cuadro N° 23 se tiene la proyección de la oferta, demanda y de la reserva para un crecimiento medio y con indisponibilidad del ducto de gas natural. Para el año 2,020 la oferta de energía en potencia efectiva se reduce en 27.7 %, mientras que la potencia firme se reduce en 34.45 %. Con lo cual el efecto de la reducción de la oferta de energía reduce la reserva total de generación hacia un valor de 20.7 %, mientras que la reserva firme decrece a un valor de déficit de -14.7 %. La presencia de esta indisponibilidad afecta notablemente en los años posteriores de análisis , así tenemos que para la reserva total de generación esta alcanza valores 23.8 % el año 2,028 (valor de la reserva total inferior al valor de la reserva firme objetivo) , mientras que para la reserva firme los valores son negativos , durante los 10 años de análisis, con lo cual se

concluye que la indisponibilidad del ducto de gas natural puede provocar déficit de reserva firme y la escases de potencia que oscila entre – 7 % hasta valores de -33.9%. Para el año 2,029 se necesita un total de 5,251.7 MW adicionales como potencia firme para poder compensar el déficit de reserva firme objetivo, para poder compensar la posible indisponibilidad del ducto de gas natural.

4.5.2 CASO EN ESTUDIO 2: CRECIMIENTO OPTIMISTA DE LA DEMANDA DE 6.27 %.

a. CONDICIONES DE PROYECCION AL 2,029.

- **SIN CONTINGENCIAS EN EL SISTEMA DE GENERACION:**

Se tiene la proyección hacia el año 2,029 para un crecimiento optimista de la demanda con una tasa de crecimiento de 6.27 %, en el cual el valor de la reserva firme es inferior al valor de la reserva firme objetivo, alcanzando un valor de 19.7 % para el año 2,025 fecha a la cual ya no se cuentan con nuevas obras de generación de energía garantizadas.

Mientras que la reserva total se mantiene en valores entre 41.5 % a 31.6 % (valores superiores a la del margen de reserva firme objetivo). Este margen de reserva total se consigue con el ingreso de las nuevas obras de generación de energía eléctrica.

Cuadro N° 24 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 sin contingencias-
Crecimiento optimista

AÑO	CRECIMIENTO OPTIMO (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)	EXCESO R.T (MW)
2015	5468.2	7697.5	7192.1	917.5	2229.3	12.8%	29.0%	1686.5	-769.0	542.8
2016	5871.4	8459.9	7764.0	1271.6	2588.5	16.4%	30.6%	1820.7	-549.1	767.8
2017	6181.9	8950.0	9594.6	3010.9	2768.2	31.4%	30.9%	2249.9	761.0	518.3
2018	6382.8	9429.7	9594.6	2884.6	3047.0	30.1%	32.3%	2249.9	634.7	797.1
2019	6990.0	12626.3	9665.2	2675.2	5636.3	27.7%	44.6%	2266.5	408.7	3369.8
2020	7428.3	12898.4	9833.5	2405.2	5470.1	24.5%	42.4%	2310.9	94.4	3159.3
2021	7894.0	13485.9	10066.7	2172.7	5591.9	21.6%	41.5%	2365.7	-193.0	3226.2
2022	8389.0	13997.9	10355.0	1966.0	5608.9	19.0%	40.1%	2433.4	-467.4	3175.5
2023	8915.0	15772.0	11369.2	2454.2	6857.0	21.6%	43.5%	2671.8	-217.6	4185.3
2024	9473.9	17712.2	12322.2	2848.3	8238.3	23.1%	46.5%	2895.7	-47.5	5342.5
2025	10068.0	18773.2	12534.4	2466.4	8705.2	19.7%	46.4%	2945.6	-479.1	5759.7
2026	10699.2	18773.2	12534.4	1835.2	8074.0	14.6%	43.0%	2945.6	-1110.4	5128.4
2027	11370.1	18773.2	12534.4	1164.3	7403.1	9.3%	39.4%	2945.6	-1781.2	4457.6
2028	12083.0	18773.2	12534.4	451.4	6690.2	3.6%	35.6%	2945.6	-2494.1	3744.7
2029	12840.6	18773.2	12534.4	-306.2	5932.6	-2.4%	31.6%	2945.6	-3251.8	2987.1

Fuente: Elaboración Propia

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

El efecto de la indisponibilidad del Complejo Hidroenergetico del Mantaro (898.1 MW de Potencia efectiva y 788.5 MW de Potencia firme ofertada) en un escenario optimista del crecimiento de la demanda en 6.27 % no es significativo sobre la reserva total , la cual oscila entre los valores de 43.7 % y 28.2 % (valores superiores al valor de la reserva firme objetivo) , mientras que el efecto es considerable sobre el valor de la reserva firme ,la cual decae desde un valor de 17.9 % (año 2,020) hasta un valor de déficit de energía para los años 2,028 y 2,029 , e los cuales se presentan déficit de reserva firme en un valor de -2.9% y -9.3 %. Siendo necesario para el año 2,029 un total de 3,866 MW de potencia firme adicional para alcanzar el valor de la reserva firme objetivo.

Cuadro N° 25 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 con Indisponibilidad del Complejo Hidroenergetico del Mantaro-Crecimiento optimista

AÑO	CRECIMIENTO OPTIMO (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)	EXCESO R.T (MW)
2015	5468.2	7697.5	7192.1	917.5	2229.3	12.8%	29.0%	1686.5	-769.0	542.8
2016	5871.4	8459.9	7764.0	1271.6	2588.5	16.4%	30.6%	1820.7	-549.1	767.8
2017	6181.9	8950.0	9594.6	3010.9	2768.2	31.4%	30.9%	2249.9	761.0	518.3
2018	6382.8	9429.7	9594.6	2884.6	3047.0	30.1%	32.3%	2249.9	634.7	797.1
2019	6990.0	12626.3	9665.2	2675.2	5636.3	27.7%	44.6%	2266.5	408.7	3369.8
2020	7428.3	12000.3	9045.0	1616.7	4572.0	17.9%	38.1%	2125.6	-508.8	2446.4
2021	7894.0	12587.8	9278.2	1384.2	4693.8	14.9%	37.3%	2180.4	-796.2	2513.4
2022	8389.0	13099.8	9566.5	1177.5	4710.8	12.3%	36.0%	2248.1	-1070.6	2462.7
2023	8915.0	14873.9	10580.7	1665.7	5958.9	15.7%	40.1%	2486.5	-820.8	3472.5
2024	9473.9	16814.1	11533.7	2059.8	7340.2	17.9%	43.7%	2710.4	-650.7	4629.7
2025	10068.0	17875.1	11745.9	1677.9	7807.1	14.3%	43.7%	2760.3	-1082.3	5046.9
2026	10699.2	17875.1	11745.9	1046.7	7175.9	8.9%	40.1%	2760.3	-1713.6	4415.6
2027	11370.1	17875.1	11745.9	375.8	6505.0	3.2%	36.4%	2760.3	-2384.4	3744.8
2028	12083.0	17875.1	11745.9	-337.1	5792.1	-2.9%	32.4%	2760.3	-3097.4	3031.9
2029	12840.6	17875.1	11745.9	-1094.7	5034.5	-9.3%	28.2%	2760.3	-3855.0	2274.3

Fuente: Elaboración Propia

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

La aplicación de la Indisponibilidad del ducto de Camisea , a través del cual se abastecen de gas natural ubicadas en los departamentos de Ica y Lima , provocan el retiro del sistema eléctrico un total de 3,574.9 MW en Potencia efectiva y 3,387.6 MW en potencia firme.

Según el Cuadro N° 26 se tiene la proyección de la oferta, demanda y de la reserva para un crecimiento optimista de la demanda y con indisponibilidad del ducto de gas

natural. Para el año 2,020 la oferta de energía en potencia efectiva se reduce en 27.7 %, mientras que la potencia firme se reduce en 34.45 %. Con lo cual el efecto de la reducción de la oferta de energía reduce la reserva total de generación hacia un valor de 20.3 %, mientras que la reserva firme decrece a un valor de déficit de -15.2 %. La presencia de esta indisponibilidad afecta notablemente en los años posteriores de análisis , así tenemos que para la reserva total de generación, esta alcanza valores 20.5% el año 2,028 (valor de la reserva total inferior al valor de la reserva firme objetivo) , mientras que para la reserva firme los valores son negativos , durante los 10 años de análisis, con lo cual se concluye que la indisponibilidad del ducto de gas natural puede provocar déficit de reserva firme y la escases de potencia que oscila entre – 6 % hasta valores de -40.4 %.

Para el año 2,029 se necesita un total de 5,843.3 MW adicionales como potencia firme para poder compensar el déficit de reserva firme objetivo y para poder enfrentar la posible indisponibilidad del ducto de gas natural.

Cuadro N° 26 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 con Indisponibilidad del Ducto de Gas Natural de Camisea a Pisco-Crecimiento optimista

AÑO	CRECIMIENTO OPTIMO (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)	EXCESO R.T (MW)
2015	5468.2	7697.5	7192.1	917.5	2229.3	12.8%	29.0%	1686.5	-769.0	542.8
2016	5871.4	8459.9	7764.0	1271.6	2588.5	16.4%	30.6%	1820.7	-549.1	767.8
2017	6181.9	8950.0	9594.6	3010.9	2768.2	31.4%	30.9%	2249.9	761.0	518.3
2018	6382.8	9429.7	9594.6	2884.6	3047.0	30.1%	32.3%	2249.9	634.7	797.1
2019	6990.0	12626.3	9665.2	2675.2	5636.3	27.7%	44.6%	2266.5	408.7	3369.8
2020	7428.3	9323.5	6445.9	-982.4	1895.2	-15.2%	20.3%	1514.8	-2497.2	380.4
2021	7894.0	13485.9	6679.1	-1214.9	5591.9	-18.2%	41.5%	1569.6	-2784.5	4022.3
2022	8389.0	10423.0	6967.4	-1421.6	2034.0	-20.4%	19.5%	1637.3	-3058.9	396.7
2023	8915.0	12197.1	7981.6	-933.4	3282.1	-11.7%	26.9%	1875.7	-2809.1	1406.5
2024	9473.9	14137.3	8934.6	-539.3	4663.4	-6.0%	33.0%	2099.6	-2639.0	2563.7
2025	10068.0	15198.3	9146.8	-921.2	5130.3	-10.1%	33.8%	2149.5	-3070.7	2980.8
2026	10699.2	15198.3	9146.8	-1552.4	4499.1	-17.0%	29.6%	2149.5	-3701.9	2349.6
2027	11370.1	15198.3	9146.8	-2223.3	3828.2	-24.3%	25.2%	2149.5	-4372.8	1678.7
2028	12083.0	15198.3	9146.8	-2936.2	3115.3	-32.1%	20.5%	2149.5	-5085.7	965.8
2029	12840.6	15198.3	9146.8	-3693.8	2357.7	-40.4%	15.5%	2149.5	-5843.3	208.2

Fuente: Elaboración Propia

4.5.3 CASO EN ESTUDIO 3: CRECIMIENTO PESIMISTA DE LA DEMANDA DE 5.27 %.

a. CONDICIONES DE PROYECCION AL 2,029.

- SIN CONTINGENCIAS EN EL SISTEMA DE GENERACION:

Se tiene la proyección hacia el año 2,029 para un crecimiento pesimista de la demanda con una tasa de crecimiento de 5.27 %, en el cual el valor de la reserva firme es inferior al valor de la reserva firme objetivo, alcanzando un valor de 23.1 % para el año 2,021, teniendo en cuenta que para esa fecha se cuenta con nuevas centrales de generación nuevas ingresando al SEIN.

Mientras que la reserva total se mantiene en valores entre 49 % a 37.8 % (valores superiores a la del margen de reserva firme objetivo). Este margen de reserva total se consigue con el ingreso de las nuevas obras de generación de energía eléctrica.

Cuadro N° 27 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 sin contingencias-
Crecimiento pesimista

AÑO	CRECIMIENTO PESIMISTA (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)	EXCESO R.T (MW)
2015	5468.2	7697.5	7192.1	917.5	2229.3	12.8%	29.0%	1686.5	-769.0	542.8
2016	5871.4	8459.9	7764.0	1271.6	2588.5	16.4%	30.6%	1820.7	-549.1	767.8
2017	6181.9	8950.0	9594.6	3010.9	2768.2	31.4%	30.9%	2249.9	761.0	518.3
2018	6382.8	9429.7	9594.6	2884.6	3047.0	30.1%	32.3%	2249.9	634.7	797.1
2019	6990.0	12626.3	9665.2	2675.2	5636.3	27.7%	44.6%	2266.5	408.7	3369.8
2020	7358.4	12898.4	9833.5	2475.1	5540.0	25.2%	43.0%	2310.9	164.3	3229.2
2021	7746.2	13485.9	10066.7	2320.6	5739.7	23.1%	42.6%	2365.7	-45.1	3374.1
2022	8154.4	13997.9	10355.0	2200.6	5843.5	21.3%	41.7%	2433.4	-232.8	3410.1
2023	8584.1	15772.0	11369.2	2785.0	7187.9	24.5%	45.6%	2671.8	113.3	4516.1
2024	9036.5	17712.2	12322.2	3285.7	8675.7	26.7%	49.0%	2895.7	390.0	5780.0
2025	9512.7	18773.2	12534.4	3021.7	9260.5	24.1%	49.3%	2945.6	76.1	6314.9
2026	10014.0	18773.2	12534.4	2520.3	8759.2	20.1%	46.7%	2945.6	-425.2	5813.6
2027	10541.8	18773.2	12534.4	1992.6	8231.4	15.9%	43.8%	2945.6	-953.0	5285.8
2028	11097.3	18773.2	12534.4	1437.1	7675.9	11.5%	40.9%	2945.6	-1508.5	4730.3
2029	11682.2	18773.2	12534.4	852.2	7091.0	6.8%	37.8%	2945.6	-2093.4	4145.5

Fuente: Elaboración Propia

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

El efecto de la indisponibilidad del Complejo Hidroenergetico del Mantaro (898.1 MW de Potencia efectiva y 788.5 MW de Potencia firme ofertada) en un escenario pesimista del crecimiento de la demanda en 5.27 % no es significativo sobre la reserva total , la cual oscila entre los valores de 46.8 % y 34.6 % (valores superiores al valor de la reserva firme objetivo) , mientras que el efecto es considerable sobre el valor de la reserva firme ,la cual decae desde un valor máximo de 21.7 % a 0.5 % (año 2,029), no produciéndose déficit de energía.

Cuadro N° 28 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 con Indisponibilidad del Complejo Hidroenergetico del Mantaro-Crecimiento pesimista

AÑO	CRECIMIENTO PESIMISTA (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)	EXCESO R.T (MW)
2015	5468.2	7697.5	7192.1	917.5	2229.3	12.8%	29.0%	1686.5	-769.0	542.8
2016	5871.4	8459.9	7764.0	1271.6	2588.5	16.4%	30.6%	1820.7	-549.1	767.8
2017	6181.9	8950.0	9594.6	3010.9	2768.2	31.4%	30.9%	2249.9	761.0	518.3
2018	6382.8	9429.7	9594.6	2884.6	3047.0	30.1%	32.3%	2249.9	634.7	797.1
2019	6990.0	12626.3	9665.2	2675.2	5636.3	27.7%	44.6%	2266.5	408.7	3369.8
2020	7358.4	12000.3	9045.0	1686.6	4641.9	18.6%	38.7%	2125.6	-438.9	2516.3
2021	7746.2	12587.8	9278.2	1532.1	4841.6	16.5%	38.5%	2180.4	-648.3	2661.3
2022	8154.4	13099.8	9566.5	1412.1	4945.4	14.8%	37.8%	2248.1	-836.0	2697.3
2023	8584.1	14873.9	10580.7	1996.5	6289.8	18.9%	42.3%	2486.5	-489.9	3803.3
2024	9036.5	16814.1	11533.7	2497.2	7777.6	21.7%	46.3%	2710.4	-213.2	5067.2
2025	9512.7	17875.1	11745.9	2233.2	8362.4	19.0%	46.8%	2760.3	-527.1	5602.1
2026	10014.0	17875.1	11745.9	1731.8	7861.1	14.7%	44.0%	2760.3	-1028.4	5100.8
2027	10541.8	17875.1	11745.9	1204.1	7333.3	10.3%	41.0%	2760.3	-1556.2	4573.0
2028	11097.3	17875.1	11745.9	648.6	6777.8	5.5%	37.9%	2760.3	-2111.7	4017.5
2029	11682.2	17875.1	11745.9	63.7	6192.9	0.5%	34.6%	2760.3	-2696.6	3432.6

Fuente: Elaboración Propia

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

La aplicación de la Indisponibilidad del ducto de Camisea , a través del cual se abastecen de gas natural ubicadas en los departamentos de Ica y Lima , provocan el retiro del sistema eléctrico un total de 3,574.9 MW en Potencia efectiva y 3,387.6 MW en potencia firme.

Según el Cuadro N° 29 se tiene la proyección de la oferta, demanda y de la reserva para un crecimiento pesimista de la demanda y con indisponibilidad del ducto de gas natural. Para el año 2,020 la oferta de energía en potencia efectiva se reduce en 27.7 %, mientras que la potencia firme se reduce en 34.45 %. Con lo cual el efecto de la reducción de la oferta de energía reduce la reserva total de generación hacia un valor de 21.1 % (para el año 2,021), y luego se incrementa presentando valores inferiores a la reserva firme objetivo tan solo en los años 2,022 y 2,029, mientras que la reserva firme decrece a valores de déficit de -1 % y -27.7 %.

Para el año 2,029 se necesita un total de 4,684.9 MW adicionales como potencia firme para poder compensar el déficit de reserva firme objetivo y para poder enfrentar la posible indisponibilidad del ducto de gas natural.

Cuadro N° 29 Proyección de la Oferta, Demanda y Reserva al Año 2,029 con Indisponibilidad del Ducto de Gas Natural de Camisea a Pisco-Crecimiento pesimista

AÑO	CRECIMIENTO PESIMISTA (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)	EXCESO R.T (MW)
2015	5468.2	7697.5	7192.1	917.5	2229.3	12.8%	29.0%	1686.5	-769.0	542.8
2016	5871.4	8459.9	7764.0	1271.6	2588.5	16.4%	30.6%	1820.7	-549.1	767.8
2017	6181.9	8950.0	9594.6	3010.9	2768.2	31.4%	30.9%	2249.9	761.0	518.3
2018	6382.8	9429.7	9594.6	2884.6	3047.0	30.1%	32.3%	2249.9	634.7	797.1
2019	6990.0	12626.3	9665.2	2675.2	5636.3	27.7%	44.6%	2266.5	408.7	3369.8
2020	7358.4	9323.5	6445.9	-912.5	1965.1	-14.2%	21.1%	1514.8	-2427.3	450.3
2021	7746.2	13485.9	6679.1	-1067.0	5739.7	-16.0%	42.6%	1569.6	-2636.6	4170.1
2022	8154.4	10423.0	6967.4	-1187.0	2268.6	-17.0%	21.8%	1637.3	-2824.3	631.3
2023	8584.1	12197.1	7981.6	-602.6	3613.0	-7.5%	29.6%	1875.7	-2478.2	1737.3
2024	9036.5	14137.3	8934.6	-101.9	5100.8	-1.1%	36.1%	2099.6	-2201.5	3001.2
2025	9512.7	15198.3	9146.8	-365.9	5685.6	-4.0%	37.4%	2149.5	-2515.4	3536.1
2026	10014.0	15198.3	9146.8	-867.3	5184.3	-9.5%	34.1%	2149.5	-3016.7	3034.8
2027	10541.8	15198.3	9146.8	-1395.0	4656.5	-15.3%	30.6%	2149.5	-3544.5	2507.0
2028	11097.3	15198.3	9146.8	-1950.5	4101.0	-21.3%	27.0%	2149.5	-4100.0	1951.5
2029	11682.2	15198.3	9146.8	-2535.4	3516.1	-27.7%	23.1%	2149.5	-4684.9	1366.6

Fuente: Elaboración Propia

4.6 DISCUSION DE RESULTADOS:

- En la tesis de ANAYA MORALES, hace mención que el mercado de generación cuenta con limitaciones para su crecimiento, básicamente a falta de promociones en el sector eléctrico, lo cual puede traer como consecuencia futuros déficit de energía. El presente informe no coincide con la tesis inicialmente mencionada, debido a que se ha tenido una oferta de generación creciente entre los años 2,015 al 2,018, básicamente debido al ingreso de las centrales termoeléctricas con gas natural y al ingreso al sistema eléctrico de las centrales de generación de energía RER. Del mismo modo se está actualmente promoviendo el ingreso de centrales de generación de energía del tipo RER e hidroeléctricas a corto plazo (periodo 2,020- 2,025) con una potencia efectiva de 5,746.6 MW.
- El presente informe coincide con la tesis de CERVANTES SILVA, en la cual se afirma que la implementación de las centrales de energía RER permitirán cubrir la demanda futura del sistema eléctrico en función a diversos escenarios de comportamiento. Se tienen proyectos garantizados para ingresar al SEIN en un 99.9 % del Tipo RER y Centrales hidroeléctricas, así tenemos una potencia efectiva de 1,465.5 MW (25.5 % de la nueva oferta de generación) generado por centrales termoeléctricas, 960 MW de potencia efectiva generada por centrales solares fotovoltaicas (16.7 % de la nueva oferta de

generación) y 3,308 MW de potencia efectiva generada por centrales hidroeléctrica (57.6 % de la nueva oferta de generación). Con lo cual para diversos escenarios de crecimiento de la demanda para el año 2,025 la reserva total de generación está garantizada en 47.9 %, 46.4% y 49.3 % (para los crecimientos medio, optimista y pesimista de la demanda respectivamente). Mientras que la reserva firme tiene valores de 21.9 %, 14.3 % y 24.1 % para los escenarios de crecimiento de la demanda.

- En la tesis de CHONG FUENTES, manifiesta que la sobreestima de la demanda se genera sobrecostos operativos del despacho energético, por el contrario, una subestimación produce una reducción de electricidad entregada provocando desabastecimientos e inestabilidad energética para lo cual son necesario los estudios de proyección. El presente informe coincide con la tesis anterior , en el sentido de que las proyecciones futuras de la demanda y de las indisponibilidades (sucesos fortuitos) que pueden suceder tal como la indisponibilidad del complejo hidroenergetico del Mantaro o de la indisponibilidad del ducto de gas natural de Camisea a Pisco (el cual ha ocurrido en dos ocasiones 2,015 y 2,017) permiten conocer cuál es el posible estado de la reserva de la energía , así por ejemplo la segunda indisponibilidad (más crítica) , la reserva total para crecimiento medio , optimista y pesimista de la demanda para el año 2,20 se mantiene en valores de 20.7 % , 20.3 % y 37.4 % , mientras que la reserva firme toma los valores negativos de -14.7 b% , -15.2% y -14.2% , con lo cual existe posibilidades de déficit de energía , debido a la dependencia actual de la matriz de generación de energía por el gas natural.
- Se coincide con la tesis de FERNANDEZ JIMENEZ en donde manifiesta que las subastas RER han permitido dar un dinamismo al sector eléctrico en México, de la misma manera según la DL N.º 1002 “PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES”, se ha contemplado para el Perú que el 5 % de la demanda debe ser cubierta por generación de energía eléctrica con RER. Para esto en el Perú se han realizado cuatro

subastas de energía, ofertándose a la actualidad un total 690.8 MW de potencia efectiva con centrales solares fotovoltaicas, eólicas y con biomasa. Además, estas tienen prioridad en el despacho de energía al margen de su costo de operación.

- En la tesis de DIAZ AVILA se manifiesta que el sistema eléctrico peruano ha presentado en el pasado reciente problemas en la confiabilidad de suministro de energía eléctrica, lo cual ha estado asociado a un margen de reserva de generación reducido en diferentes períodos para lo cual ha creado mecanismos de aseguramiento de la estabilidad del sistema, en este caso la potencia firme de generación, es un valor potencia que toma en cuenta los distintos factores que afectan a la potencia efectiva máxima generada (tal es el caso el factor de planta para las centrales hidroeléctricas y centrales eólicas, y el factor de indisponibilidad para las centrales termoeléctricas); esto nos permita hallar una potencia firme y una reserva firme de la generación que con cierto grado de seguridad se puede tener disponible en la cobertura de la demanda eléctrica. Para esto tiene una reserva firme para el crecimiento de la demanda en escenarios medio, optimista y pesimista para el año 2,025 (fecha hasta el cual se tienen garantizadas el ingreso de nuevas centrales de generación) de 21.9 %, 19.7 % y 24.1 %, en el cual tan solo el último valor es superior al Margen de reserva firme objetivo del sistema peruano el cual toma un valor de 23.45 %.
- En la tesis de DE LA CRUZ SANDOVAL manifiesta que en Chile el margen de reserva pasó de 50% en 2000 a 20% en el 2008, lo que generó racionamiento de energía eléctrica asociado principalmente a factores hidrológicos y a la restricción del ducto de transporte de gas natural. En el presente informe se coincide con lo concluido en la tesis, debido a que las indisponibilidades tomadas en cuenta como son: indisponibilidad del complejo hidroenergético del Mantaro (equivalente a 898.1 MW de Potencia efectiva y 788.5 MW de Potencia firme) y la indisponibilidad del ducto de gas natural de Camisea a Pisco (equivalente a 3,574.9 MW en Potencia efectiva y 3,387.6 MW en

potencia firme) afectan notablemente a la oferta de generación , provocando valores de reserva firme negativos, con lo cual de presentarse estas indisponibilidades provocarían déficit de energía para cubrir la demanda en el SEIN.

- En la tesis de PUMAY MELGAREJO, Paul y PALOMINO NARVAEZ, Carlos se aplicó la técnica de suavizamiento exponencial de la serie de tiempo de la demanda analizada, y se obtuvo una tasa de crecimiento de 6.59% para los periodos 2,002 a 2,012, mientras que en el presente estudio también se utiliza la misma técnica de suavizamiento exponencial para el periodo de tiempo entre 2,006 a 2,019 obteniéndose un valor de la tasa de crecimiento de 5.76 %.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

- La Oferta total de generación en el Perú para el año 2,019 es de 12,626.3 MW como potencia efectiva, con una máxima demanda de 6,990 MW y una reserva total de generación de 5,636.6 MW , lo que representa un valor de la reserva de 44.64 % , con respecto a la potencia firme esta es igual a 9,665.2 MW y el valor de la reserva firme es igual a 27.67% , valor que supera a la reserva firme objetivo el cual es 23.45%.
- Se determino la tasa de proyección de la demanda de la serie de tiempo comprendido entre los años 2,006 al año 2,019 obteniéndose un valor promedio de 5.77% mediante la técnica de suavizamiento exponencial. Para la cual se plantean tres escenarios de proyección para el comportamiento de la máxima demanda, y son los escenarios: crecimiento medio (5.77 %), crecimiento optimista (6.27 %) y un crecimiento pesimista (5.27%). Estimándose los valores de máxima demanda para un horizonte de 10 años. La máxima demanda para el año 2,029 es de 12,710 MW para un escenario de crecimiento medio.
- Se tienen garantizados un total de 5,746.6 MW en futuras obra de generación de energía garantizadas hasta el año 2,025 , de las cuales el 99.9% son provenientes de energías limpias, así tenemos : 3,308 MW serán generadas por centrales hidroeléctricas (57.6 %) , 1,465.5 MW serán generadas por centrales eólicas(25.5%) , 960 MW generados por centrales solares fotovoltaicas (16.7 %) , mientras que las centrales termoeléctricas aportaran tan solo el 0.2 % (1 central con RSU y una central de cogeneración con gas natural). Alcanzando una oferta total de generación con una potencia efectiva de 18,373.2 MW.
- Se ha determinado el valor de la reserva de generación para los diversos escenarios de crecimiento de la demanda en un horizonte de estudio de 10 años, así tenemos para un escenario de crecimiento medio la reserva total varía entre 47.9 a 34.8 % , mientras que la reserva firme tiene valores entre 24.8 a 21.9 % (2,025). Para el caso del crecimiento optimista de la demanda la reserva total varía entre 46.5 a 31.5 8 % , mientras que la reserva

firme tiene valores entre 24.5 a 19.7 % (2,025). Indicando que los valores de reserva firme decrecen con valores inferiores al valor de la reserva firme objetivo que es 23.45 %.

- Se han considerado dos contingencias, las cuales son la indisponibilidad del complejo hidrenergético del Mantaro y la indisponibilidad del ducto de gas natural desde Camisea a Pisco. Siendo la indisponibilidad más significativa la referida al ducto de gas natural, para lo cual se presentan los siguientes valores de reserva: la reserva total alcanza valores de 10.3 % para el año 2,020, mientras que la reserva total valores negativos los cuales son un indicador de déficit de energía, por ejemplo para el año 2,020 la reserva firme es de -15.2, siendo necesarios contar con una potencia efectiva de generación de 2,497.2 MW para poder alcanzar el valor de la reserva firme objetivo.
- El comportamiento de la oferta de generación en los últimos años a superado en crecimiento al valor de la máxima demanda del SEIN en los últimos años, y en lo referente a su crecimiento se encuentran disponibles un total de 5,746.6 MW en futuras obra de generación de energía garantizadas hasta el año 2,025, con el cual la reserva total queda garantizada con un valor superior al 25 %, mas no se puede afirmar lo mismo con respecto a la reserva firme, la cual en ciertos escenarios presentado valores inferiores al valor del margen de reserva firme objetivo de 23.45 %

RECOMENDACIONES

- Referente a las técnicas de proyección se utilizó la técnica de suavizamiento exponencial, debido a que la serie de tiempo no presentaba valles o periodos cíclicos pronunciados, pero también podría aplicarse otras técnicas como la de medias móviles, ARIMA que permitan determinar el grado de acercamiento de los resultados obtenidos con diversas técnicas de proyección.
- Aunque aun no se cuenta con estudios de mediano plazo (con un horizonte superior al año 2,025) sería adecuado identificar los tipos de centrales RER que podrían intervenir para cubrir la demanda futura de energía. La identificación está relacionada a la ubicación geográfica y potencia efectiva.
- Si bien es cierto se ha determinado el costo de la energía en el SEIN en función a la máxima demanda histórica, un trabajo complementario a este estudio estaría dado por la determinación del precio de la energía futura teniendo en cuenta las nuevas obras de generación próximas a acoplarse al SEIN
- Con respecto a las centrales solares fotovoltaicas, estas no son consideradas en la cobertura de la máxima demanda que por lo general son en las horas nocturnas (horas punta entre 6.00 p.m. a 11.00 p.m.), sería adecuado realizar simulaciones futuras en las cuales este tipo de centrales almacenan energía en baterías durante las horas del día, y la energía eléctrica generada la inyecta a la red durante las horas de máxima demanda.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

TESIS

ANAYA MORALES, Willy. DETERMINANTES DEL PRECIO SPOT DE GENERACION ELECTRICA EN EL PERU: 1993-2007. Tesis para optar el Grado de Magister en Economía. Pontificia Universidad católica del Perú. 2,008. 69 p.

CERVANTES SILVA, Eduardo. "EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO 2012-2021." Tesis para optar el título de Ingeniero economista en la Universidad Nacional de Ingeniería. Perú. 2,013. 293 p.

CABRERA CHIRRE, María Azucena. "ANÁLISIS DE LA EXPERIENCIA PERUANA EN LA REESTRUCTURACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS". Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional de Ingeniería en Perú. 2,013. 56p.

CHONG FUENTES, Manuel. ° PROYECCIÓN DE SERIES DE TIEMPO PARA EL CONSUMO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A CLIENTES RESIDENCIALES EN ECUADOR". Tesis para optar el grado de Magister en Economía de Recursos Naturales y del Medio Ambiente. Universidad de Concepción. Chile. 2,016. 66p.

DE LA CRUZ SANDOVAL, Ricardo. "REMUNERACIÓN A LA POTENCIA Y COMPOSICIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA". Tesis para optar el Grado de Magister en Economía Aplicada. Universidad de Chile. 2,010. 79 p.

DIAZ AVILA, Joseph. "EVALUACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO ". Tesis para optar el Grado de Magister en Regulación de Servicios públicos. Pontificia Universidad Católica del Perú. 2,011. 99 p.

FERNANDEZ JIMENEZ, Dora. "ANÁLISIS DE LAS ENERGÍAS LIMPIAS PARA LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA". Tesis para optar el título de Ingeniero Químico Petrolero de la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas de México. 2,018. 79 p.

PALOMINO NARVAEZ, Carlos y PUMAY MELGAREJO, Paul. "ESTUDIO DE LA PROYECCIÓN DE LA RESERVA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO DEL PERÚ". Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. Perú. 2,014. 191 p.

ORTIZ NUÑEZ, Jorge. "DISEÑO DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA DE BIOMASA CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA PUNO, EN EL CERRO DE CANCHARANI - DEPARTAMENTO DE PUNO". Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Nacional del Altiplano en Puno. Perú. 2,017. 98 p.

ROJAS BISMARCK, Jean. "DISEÑO DE UNA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 30MW, PARA SU ANÁLISIS TÉCNICO, OPERATIVO Y ECONÓMICO EN EL SEIN; UBICADA EN TACNA - 2017". Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Eléctrico en la Universidad de Señor de Sipán. Perú. 2,018. 144p.

SANCHEZ, Valdivieso. "REMUNERACION DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SEIN ANALISIS Y PROPUESTAS". Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Nacional de Ingeniería en Perú. 2,007. 228p.

ARAGON CASTRO y EUSEBIO PADILLA. "EL SISTEMA ELÉCTRICO DE INTERCONEXIÓN PERÚECUADOR Y SU INCIDENCIA EN LOS COSTOS TOTALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ. Tesis para optar el Grado de Magister en Energética en la Universidad nacional de Ingeniería. Perú. 2,013. 253 p.

VEGA MOORE y FLORES VILLA. "ANALISIS DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA EN CONDICIONES DE EMERGENCIA DE LA ZONA NORTE PIURA-TUMBES MEDIANTE LA CENTRAL DE RESERVA FRIA DE TALARA DE 200 MW". Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. Perú. 2,014.170 p.

TEXTOS

HENRIQUEZ, Gilberto. "Tecnologías de generación de energía eléctrica". Editorial Camión Escolar. España. 2,009. 202 p.
ISBN 6070505921

DUFO LOPEZ, Rodolfo. "Generación de Energía Eléctrica Con Fuentes Renovables". Ed EAE. México. 2,011. 552 p.
ISBN 9783844343366

GUEVARA, Robert. Módulo de Centrales Termoeléctricas. Universidad Nacional del Santa. 2018.83 p.

MONTEMAYOR, Enrique. "Métodos de pronósticos para negocios". Editorial Digital del Tecnológico de Monterrey. México. 2,013. 260 p.
ISBN 9786075012582

OKOMURO SUZUKI, Pablo. EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD EN EL PERÚ*. Comité Económico del Sistema Eléctrico Peruano. Perú. 2,018. 17 p

MIRANDA, Alberto, SALAZAR, Carlos, BARBOZA, Donald, CHAVEZ, Édison y VALDIVIA, Yajaira. La Industria de la Electricidad en el Perú. 25 años de aportes al crecimiento económico del Perú. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN. Perú. 2,015. 178 p.
ISBN 9786124735004

SKIBA, Yuri. Métodos Y Esquemas Numéricos: Un Análisis Computacional. Universidad Autónoma de Mexico.2005. 456 p.
ISBN 9703220231

LINKOGRAFIA

OLADE. Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Perú. Organización Latinoamericana de Energía. 2,015. [Consulta: 12 de junio del 2,019]. Disponible en:
<http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Informe-Final-PERU.pdf>

IAE. Centrales Eléctricas. Portal del Instituto Argentino de Energía. Argentina. 2,015. [Consulta: 13 de agosto del 2,019]. Disponible en:
<http://www.iae.org.ar/archivos/educ6.pdf>

RUDNICK, Hugh. La Energía eólica. Capitulo IV. Pontificia Universidad Católica de Chile. [Consulta: 17 de agosto del 2,019]. Disponible en:
<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/CapituloEolico.pdf>

DE ESPONA, Rafael. EL MODERNO CONCEPTO INTEGRADO DE SEGURIDAD ENERGÉTICA. Instituto Español de Estudios estratégicos. España. [Consulta: 20 de agosto del 2,019]. Disponible en:
http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_opinion/2013/DIEEEO32-2013_SeguridadEnergetica_RafaelJ.Espona.pdf

ECURED. Central Hidroeléctrica. Portal de ECURED. Cuba. 2,018. [Consulta: 17 de agosto del 2,019]. Disponible en:
https://www.ecured.cu/Central_hidroel%C3%A9ctrica

ESAN. Energías renovables: ¿en qué consiste la teoría de subastas? Página Electrónica de la Escuela Superior de Administración de Negocios. 2,018. [Consulta: 13 de junio del 2,019]. Disponible en:
<https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2018/08/energias-renovables-en-que-consiste-la-teoria-de-subastas/>

DIARIO GESTION. Perú es el quinto país más atractivo de América Latina para invertir en energías renovables. Diario GESTION. 2,019. [Consulta: 16 de agosto del 2,019]. Disponible en:

<https://gestion.pe/economia/peru-quinto-pais-atractivo-america-latina-invertir-energias-renovables-272247-noticia/>

OSINERGMIN. Información general de la página web del OSINERGMIN. Gobierno del Perú. 2,019. [Consulta: 16 de agosto del 2,019]. Disponible en:

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/quienes_somos

OSINERGMIN. Normas Legales Resolución N° 027-2017 OS/CD Fijación del margen de Reserva Firme Objetivo 2017-2021. Normas legales publicadas en el Diario el Peruano. 2,017. [Consulta: 14 de junio del 2,019]. Disponible en:

<http://www.osterlingfirm.com/Documentos/webma/normas/R-27-2017-OS-CD.pdf>

ROJAS, Adolfo. Incentivos y Riesgos de Invertir en Generación Eléctrica en el Perú. BUSINESS DEVELOPMENT LATAM BLOG LATAM. Peru. 2,016. [Consulta: 14 de agosto del 2,019]. Disponible en:

<https://sustainableearth.com/2016/11/11/incentivos-y-riesgos-de-invertir-en-generacion-electrica-en-el-peru-14/>

COES. Información general del portal web del Comité Económico del Sistema Eléctrico Peruano. COES. 2,019. [Consulta: 18 de agosto del 2,019]. Disponible en:

<http://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/QuienesSomos>

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS DEL PERU. Información general de la página web del ministerio de energía y minas. Gobierno del Perú. 2,019. [Consulta: 16 de agosto del 2,019]. Disponible en:

http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=10&idTitular=268&idMenu=sub266&idCateg=222

DAMMERT, Alfredo. Aspectos esenciales de la industria eléctrica. Pontificia universidad católica del Perú. 2,008. [Consulta: 16 de Julio del 2,019]. Disponible en:
<http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/LDE-2008-02-05.pdf>

GEOTUTORIALES. Pronóstico de Demanda con Media Móvil Simple. Gestión de Operaciones. 2011. [Consulta: 20 de diciembre del 2016]. Disponible en:
<http://www.gestiondeoperaciones.net/proyeccion-de-demanda/pronostico-de-demanda-con-media-movil-simple/>

INGENIERIA INDUSTRIAL ONLINE: Suavización exponencial simple. Ingeniería Industrial online. 2014. [Consulta: 14 de mayo del 2017]. Disponible en:
<https://www.ingenieriaindustrialonline.com/herramientas-para-el-ingeniero-industrial/pron%C3%B3stico-de-ventas/suavizaci%C3%B3n-exponencial-simple/>

CONSULTORA EQUILIBRIUM. Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación. Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. Perú. 2,018. [Consulta: 16 de Julio del 2,019]. Disponible en:
<http://www.equilibrium.com.pe/sectorialelectrmar18.pdf>

VILLAREAL, Fernanda. “Introducción a los Modelos de Pronósticos”. Universidad Nacional del Sur. Argentina. 2,016. [Consulta: 16 de junio del 2,019]. Disponible en:
[http://www.matematica.uns.edu.ar/uma2016/material/Introduccion a los Modelos de Pronosticos.pdf](http://www.matematica.uns.edu.ar/uma2016/material/Introduccion%20a%20los%20Modelos%20de%20Pronosticos.pdf)

ANEXOS

1. CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES
SUBASTAS (04 hojas)
2. CONCESIONES DEFINITIVAS Y AUTORIZACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA (03 hojas)
3. CONCESIONES TEMPORALES DE CENTRALES DE GENERACIÓN (01 hoja)
4. GENERACIÓN ELÉCTRICA A INGRESAR AL SEIN (PERIODO: 2013-2023) (03 hojas)

CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES (Subastas)

Subasta	Firma de Contrato	Tipo	Proyecto	Adjudicatario	Energía Anual (MW.h)	Potencia Instalada (MW)	Monto de Inversión (Mio US\$)	Precio Ofertado (Ctvs. US\$/kW.h)	Puesta en Operación Comercial	Estado (*)
1ra	31.03.2010	C.S.	Panamericana Solar (Ilo)	Consortio Panamericana	50,676	20,0	87,0	21,500	31.12.2012	En operación
1ra	31.03.2010	C.S.	Majes Solar 20T (Arequipa)	Grupo T Solar Global S.A.	37,630	20,0	73,6	22,250	31.10.2012	En operación
1ra	31.03.2010	C.S.	Repartición Solar 20T (Arequipa)	Grupo T Solar Global S.A.	37,440	20,0	73,5	22,300	31.10.2012	En operación
1ra	31.03.2010	C.S.	Tacna Solar	Consortio Tacna	47,196	20,0	85,0	22,500	31.10.2012	En operación
1ra	31.03.2010	C.E.	Marcona	Parque Eólico Marcona S.R.L. (Cobra Perú)	148,378	32,0	43,6	6,552	25.04.2014	En operación
1ra	31.03.2010	C.E.	Talara	Energía Eólica	119,673	30,0	71,1	8,700	30.08.2014	En operación
1ra	31.03.2010	C.E.	Cupisnique	Energía Eólica	302,952	80,0	198,9	8,500	30.08.2014	En operación
1ra	31.03.2010	C.B.	Cogenerac. Paramonga	Agro Industrial Paramonga	115,000	23,0	31,0	5,200	31.03.2010	En operación
1ra	31.03.2010	C.B.	Huaycoloro	Petramas S.A.C.	28,295	4,0	10,5	11,000	12.11.2011	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Sta. Cruz II Huallanca	Hidroeléctrica Santa Cruz	33,000	6,5	13,2	5,500	01.07.2010	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Sta. Cruz I Huallanca	Hidroeléctrica Santa Cruz	29,500	6,0	12,2	5,500	29.05.2009	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Nuevo Imperial	Hidrocañete S.A.	25,000	4,0	7,5	5,599	20.04.2012	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Yanapampa	Eléctrica Yanapampa S.A.	28,000	4,1	9,0	5,600	23.02.2013	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Huasahuasi II (Caripa)	Hidroeléctrica. Santa Cruz	42,500	8,0	14,5	5,700	25.04.2012	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Huasahuasi I (Caripa)	Hidroeléctrica. Santa Cruz	42,500	7,9	17,4	5,800	01.10.2012	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Chancay (Huaral)	SINERSA	143,000	19,2	49,1	5,900	04.08.2016	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Poechos 2	SINERSA	50,000	10,0	20,3	6,000	27.05.2009	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Roncador (Unidad 1)	Maja Energía SAC	14,060	2,0	4,1	6,000	01.04.2010	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Roncador (Unidad 2)	Maja Energía SAC	14,060	2,0	4,1	6,000	01.12.2010	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	La Joya	Generadora Energía SAC	54,662	9,6	19,4	6,000	01.10.2009	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Ángel I (Puno)	Generadora de Energía del Perú S.A.	131,045	19,9	26,0	5,997,000	30.08.2018	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Ángel II (Puno)	Generadora de Energía del Perú S.A.	131,045	19,9	20,2	5,999,000	30.08.2018	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Ángel III (Puno)	Generadora de Energía del Perú S.A.	131,045	19,9	22,7	5,998,000	30.08.2018	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Purmacana (Barranca)	Eléctrica Santa Rosa	9,000	1,8	2,8	6,000	01.07.2011	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Shima (San Martín)	Energía Hidro S.A.C.	32,922	5,0	12,9	6,400	13.09.2019	En actualización de estudios. Solicitó ampliación de plazo de la POC.
1ra	31.03.2010	C.H.	Carhuaquero IV	Duke Energy Egenor	66,500	10,0	20,3	7,000	22.05.2008	En operación
1ra	31.03.2010	C.H.	Caña Brava	Duke Energy Egenor	21,500	6,0	12,2	7,000	19.02.2009	En operación
1ra	28.05.2010	C.H.	Las Pizarras	Eléctrica Río Doble S.A.	85,000	18,0	39,6	6,400	30.04.2013	En operación

CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES (Subastas)

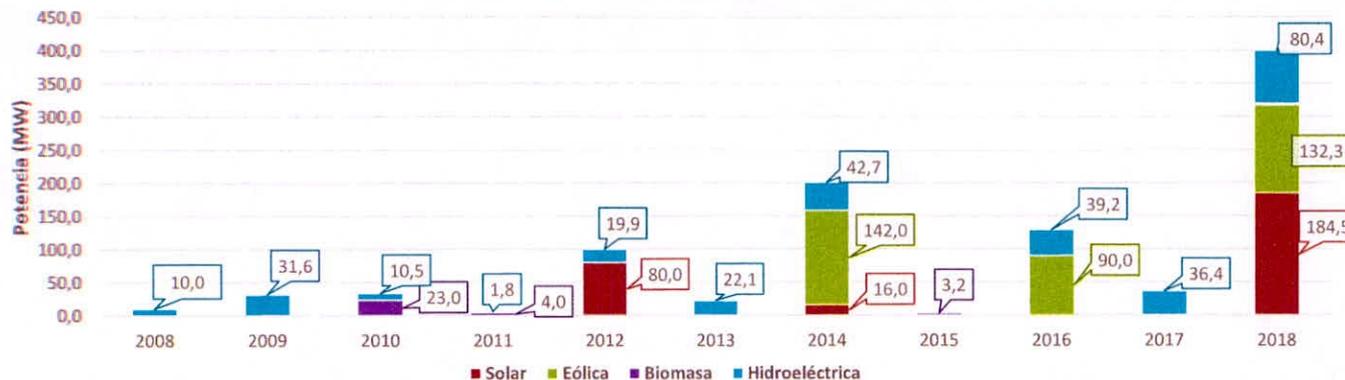
Subasta	Firma de Contrato	Tipo	Proyecto	Adjudicatario	Energía Anual (MW.h)	Potencia Instalada (MW)	Monto de Inversión (Mio US\$)	Precio Ofertado (Ctvs. US\$/kW.h)	Puesta en Operación Comercial	Estado (*)
2da	30.09.2011	C.S.	Moquegua (Moquegua)	Moquegua FV S.A.C.	43,000	16,0	43,0	11,990	31.12.2014	En operación
2da	30.09.2011	C.E.	Tres Hermanas (Ica)	Consortio Tres Hermanas - Cobra Perú S.A.	415,760	90,0	185,7	8,900	11.03.2016	En operación
2da	30.09.2011	C.B.	La Gringa V (Lima)	Consortio Energía Limpia	14,016	3,2	5,1	9,999	31.08.2015	En operación
2da	30.09.2011	C.H.	Canchayllo (Junín)	Empresa de Generación Canchayllo S.A.C.	25,160	3,7	10,0	4,740	31.12.2014	En operación
2da	30.09.2011	C.H.	Runatullo III (Junín)	Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C.	120,000	20,0	31,1	5,645	22.11.2014	En operación
2da	30.09.2011	C.H.	El Carmen (Huánuco)	Generación Andina S.A.C.	45,000	8,4	15,0	5,590	28.10.2019	Reiniciando labores de construcción
2da	30.09.2011	C.H.	8 de Agosto (Huánuco)	Generación Andina S.A.C.	140,000	19,0	51,0	5,390	28.10.2019	Reiniciando labores de construcción
2da	30.09.2011	C.H.	Renovandes H1 (Junín)	Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.R.L.	150,000	20,0	71,6	5,390	20.03.2018	En operación
2da	28.12.2011	C.H.	Huatziroki (Junín)	Empresa Generación Hidráulica Selva S.A.	72,270	19,2	23,2	4,760	07.01.2021	Proyecto paralizado desde marzo 2014
2da	30.09.2011	C.H.	Manta (Áncash)	Peruana de Inversiones en Energía Renovable S.A.	127,500	19,8	43,6	5,200	30.09.2019	En construcción
3ra	18.02.2014	C.H.	Runatullo II (Junín)	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C.	80,000	19,0	35,6	5,559	24.12.2014	En operación
3ra	18.02.2014	C.H.	Potrero (Cajamarca)	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A.	134,211	19,9	45,8	5,177	29.04.2017	En operación
3ra	18.02.2014	C.H.	Yarucaya (Lima)	Huaura Power Group S.A.	115,000	16,5	37,2	5,050	17.08.2017	En operación
3ra	18.02.2014	C.H.	Santa Lorenza I (Huánuco)	Empresa de Generación Eléctrica Santa Lorenza S.A.C.	140,000	18,7	41,7	6,480	31.12.2018	En construcción. Solicitó ampliación de la POC hasta el 12.03.2020.
3ra	18.02.2014	C.H.	Karpa (Huánuco)	Hidroeléctrica Karpa S.A.C.	115,000	19,0	57,6	5,570	30.06.2018	En proceso de Arbitraje
3ra	18.02.2014	C.H.	Carhuac (Lima)	Andean Power S.A.	97,000	20,0	30,0	5,480	07.11.2018	En construcción
3ra	18.02.2014	C.H.	Laguna azul (Arequipa)	CH Mamacocha S.R.L.	130,000	20,0	52,0	6,200	14.03.2020	En etapa de Trato Directo
3ra	18.02.2014	C.H.	Colca (Junín)	Empresa de Generación Eléctrica Colca S.A.C.	70,196	12,1	22,4	5,689	16.12.2018	Proyecto paralizado. Solicitó ampliación de la POC.
3ra	18.02.2014	C.H.	Zaña 1 (Cajamarca)	Electro Zaña S.A.C.	80,940	13,2	36,2	5,750	29.12.2018	En construcción. Solicitó ampliación de plazo de la POC hasta el 03.11.2019.

CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES (Subastas)

Subasta	Firma de Contrato	Tipo	Proyecto	Adjudicatario	Energía Anual (MW.h)	Potencia Instalada (MW)	Monto de Inversión (Mio US\$)	Precio Ofertado (Ctvs. US\$/kW.h)	Puesta en Operación Comercial	Estado (*)
3ra	18.02.2014	C.H.	Hydrika 1 (Áncash)	Hydrika 1 S.A.C.	35,610	6,6	22,4	5,490	01.11.2018	En etapa de Trato Directo
3ra	18.02.2014	C.H.	Hydrika 2 (Áncash)	Hydrika 2 S.A.C.	20,020	4,0	8,2	5,450	06.07.2018	En etapa de Trato Directo
3ra	18.02.2014	C.H.	Hydrika 3 (Áncash)	Hydrika 3 S.A.C.	50,810	10,0	30,6	5,390	21.10.2018	En etapa de Trato Directo
3ra	18.02.2014	C.H.	Hydrika 4 (Áncash)	Hydrika 4 S.A.C.	44,790	8,0	18,6	5,550	02.10.2018	En etapa de Trato Directo
3ra	18.02.2014	C.H.	Hydrika 5 (Áncash)	Hydrika 5 S.A.C.	57,930	10,0	21,9	5,390	17.06.2018	En etapa de Trato Directo
4ta	17.05.2016	C.H.	Rucuy	Empresa de Generación Eléctrica Río Baños S.A.C.	110,000	20,0	42,0	4,000	09.08.2016	En operación
4ta	17.05.2016	C.S.	Intipampa (Moquegua)	Engie Energía Perú	108	40,0	52,4	4,850	31.03.2018	En operación
4ta	17.05.2016	C.B.	Huaycoloro II (Santa Catalina)	Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C.	14,500	2,4	2,5	7,700	29.08.2018	En operación
4ta	17.05.2016	C.B.	Callao	Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C.	14,500	2,4	2,5	7,700	31.12.2017	Proyecto atrasado. Solicitó ampliación de plazo de la POC hasta el 31.12.2018
4ta	17.05.2016	C.S.	Rubí	Enel Green Power Perú S.A.	41,500	144,5	165,0	4,790	30.01.2018	En operación
4ta	17.05.2016	C.E.	Wayra I (Ica)	Enel Green Power Perú S.A.	57,300	132,3	165,8	3,783,000	19.05.2018	En operación
4ta	17.05.2016	C.H.	Her 1 (Lima)	Enel Generación Perú S.A.	4,660	0,7	3,2	5,820	30.08.2018	En operación
4ta	17.05.2016	C.H.	Ayanunga (Huánuco)	Energética Monzón	131,650	20,0	48,3	4,398	31.12.2018	En construcción.
4ta	17.05.2016	C.E.	Duna (Cajamarca)	GR Taruca S.A.C.	81,000	18,4	25,9	5,179	14.10.2020	En elaboración de estudios y obtención de permisos
4ta	17.05.2016	C.E.	Huambos (Cajamarca)	GR Paino S.A.C.	84,600	18,4	25,9	4,679	14.10.2020	En elaboración de estudios y obtención de permisos
4ta	17.05.2016	C.H.	Hydrika 6 (Áncash)	Hydrika 6 S.A.C.	60,000	8,9	21,0	4,590	17.04.2019	En etapa de Trato Directo
4ta	17.05.2016	C.H.	Alli (Ayacucho)	Concesionaria Hidroeléctrica Sur Medio S.A.	69,320	14,5	29,5	4,540	30.12.2020	En elaboración de estudios.
4ta	17.05.2016	C.H.	Kusa (Ayacucho)	Concesionaria Hidroeléctrica Sur Medio S.A.	72,530	15,6	26,9	4,540	30.12.2020	En elaboración de estudios.
TOTAL					5,037,460	1283,0	2552,0			

CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES (Subastas)

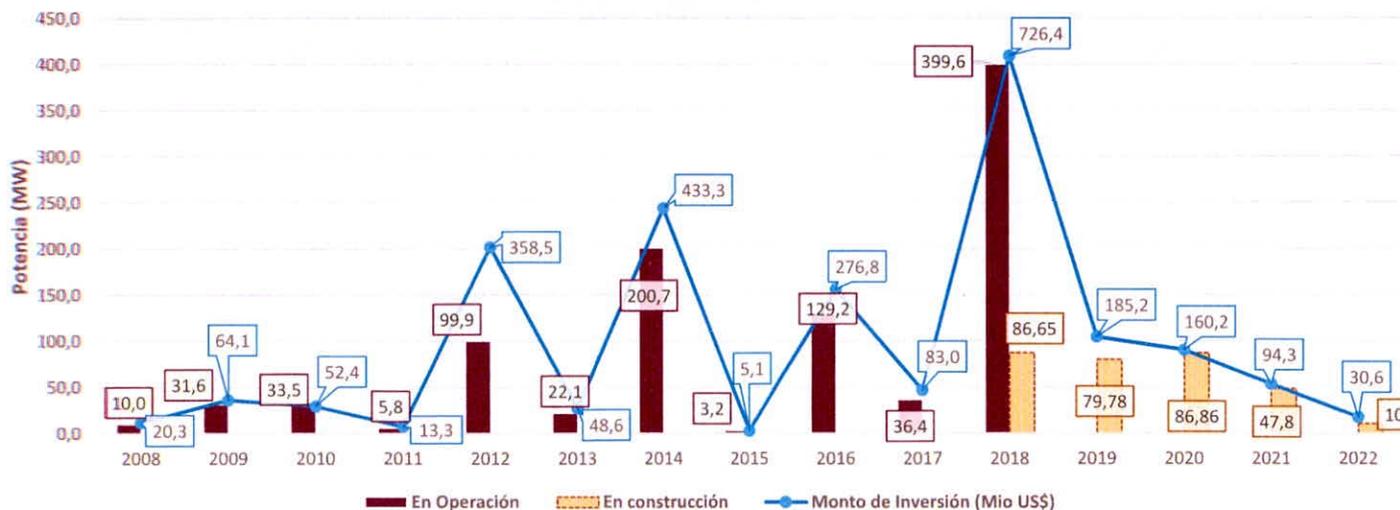
POTENCIA INGRESADA AL SEIN POR FUENTE DE GENERACIÓN



POTENCIA A INGRESAR AL SEIN POR FUENTE DE GENERACIÓN



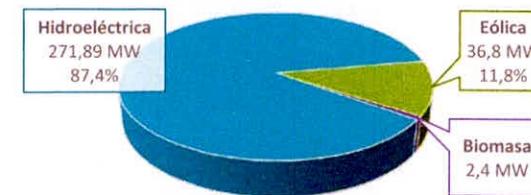
POTENCIA E INVERSIÓN POR AÑO



EN OPERACIÓN



EN CONSTRUCCIÓN



C.S. : Central Solar
C.E. : Central Eólica

C.B. : Central Biomasa
C.H. : Central Hidroeléctrica

CONCESIONES DEFINITIVAS Y AUTORIZACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

(Contratos de Concesiones Definitivas y Autorizaciones Otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas)

Ítem	N° de Contrato	Resolución y Fecha de Publicación	Tipo	Central	Empresa	Potencia (MW)
1	327-2009	R.D. N° 006-2010-GRL-GRDE-DREM (31.01.2010)	Concesión MINEM	C.H. TINGO	COMPAÑÍA HIDROELÉCTRICA TINGO S.A.C.	8,8
2	190-2001	R.S. N° 021-2011-EM (07.04.2011)	Concesión MINEM	C.H. TARUCANI	TARUCANI GENERATING COMPANY S.A.	49,0
3	386-2011	R.M. N° 482-2011-MEM/DM (13.11.2011)	Primera Subasta RER	C.H. ÁNGEL II	GENERADORA ENERGÍA S.A.C.	20,0
4	387-2011	R.M. N° 484-2011-MEM/DM (13.11.2011)	Primera Subasta RER	C.H. ÁNGEL III	GENERADORA ENERGÍA S.A.C.	20,0
5	001-2012-GRH/DREMH-AT	R.D. N° 058-2012-GR-HUANUCO/DREMH (12.05.2012)	Segunda Subasta RER	C.H. EL CARMEN	GENERACIÓN ANDINA S.A.C.	8,4
6	404-2012	R.M. N° 365-2012-MEM/DM (28.07.2012)	Tercera Subasta RER	C.H. ZAÑA I	ELECTRO ZAÑA S.A.C.	13,2
7	400-2012	R.M. N° 024-2013-MEM/DM (06.02.2013)	Segunda Subasta RER	C.H. RENOVANDES H1	EMPRESA DE GENERACIÓN SANTA ANA S.R.L.	20,0
8	361-2013	R.M. N° 338-2013-MEM/DM (24.08.2013)	Segunda Subasta RER	C.H. MANTA	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍA RENOVABLE S.A.	19,8
9	359-2010	R.M. N° 435-2013-MEM/DM (25.10.2013)	Concesión MINEM	C.H. RAURA II (Viroc)	AMAZONAS GENERACIÓN S.A.	12,2
10	No aplica	R.M. N° 466-2013-EM/DGE (30.10.2013)	Reserva Fría	C.T. IQUITOS NUEVA	Genrent del Perú S.A.C.	70,0
11	211-2003	R.S. N° 007-2014-EM (05.02.2014)	Proinversión	C.H. PUCARÁ	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DEL CUSCO S.A.	178,0
12	384-2011	R.M. N° 221-2014-MEM/DM (20.05.2014)	Concesión MINEM	C.H. COLA I	HIDROELÉCTRICA COLA S.A.	10,4
13	363-2011	R.S. N° 060-2014-EM (09.08.2014)	Proinversión	C.H. MOLLOCO	Generadora Eléctrica Molloco S.A.C. - GEMSAC	302,0
14	454-2014	R.S. N° 070-2014-EM (05.10.2014)	Concesión MINEM	C.H. CURIBAMBA	EDEGEL S.A.A.	195,0
15	458-2014	R.S. N° 073-2014-EM (28.10.2014)	Concesión MINEM	C.H. CHADÍN 2	AC ENERGÍA S.A.	600,0
16	456-2014	R.S. N° 076-2014-EM (05.11.2014)	Concesión MINEM	C.H. VERACRUZ	COMPAÑÍA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C.	730,0
17	No aplica	R.M. N° 011-2015-MEM/DM (25.01.2015)	Autorización MINEM	C.T. CHILCA 1 - Ampliación	ENERSUR S.A.	112,8
18	469-2015	R.M. N° 155-2015-MEM/DM (08.04.2015)	Tercera Subasta RER	C.H. KARPA	HIDROELÉCTRICA KARPA S.A.C.	19,0
19	No aplica	R.M. N° 229-2015-MEM/DM (20.05.2015)	Seguridad Energética	C.T. ILO - Nudo Energético del Sur	ENERSUR S.A.	735,0
20	425-2013	R.M. N° 269-2015-MEM/DM (03.06.2015)	Tercera Subasta RER	C.H. CARHUAC	ANDEAN POWER S.A.C.	20,0
21	-	R.D. N° 073-2015-GRL-GRDE-DREM (15.08.2015)	Concesión RER	C.H. RAPAZ II	EMPRESA COMUNAL HIDROELECTRICA SAN CRISTOBAL DE RAPAZ S.A.C.	1,3
22	-	R.D. N° 063-2015-GRL-GRDE-DREM (16.08.2015)	Concesión RER	C.B. LA GRINGA V	ENERGIA LIMPIA S.A.C.	3,2
23	374-2011	R.S. N° 048-2015-EM (09.09.2015)	Concesión MINEM	C.H. BELO HORIZONTE	ODEBRECHT	180,0
24	473-2015	R.M. N° 414-2015-MEM/DM (23.09.2015)	Tercera Subasta RER	C.H. SANTA LORENZA I	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA LORENZA S.A.C.	18,7
25	398-2012	R.M. N° 421-2015-MEM/DM (13.10.2015)	Segunda Subasta RER	C.H. 8 DE AGOSTO	GENERACIÓN ANDINA S.A.C.	19,0
26	198-2002	R.M. N° 488-2015-MEM/DM (12.11.2015)	Largo Plazo	C.H. QUITARACSA	ENERSUR S.A.	112,0
27	No aplica	R.M. N° 517-2015-MEM/DM (03.12.2015)	Autorización MINEM	C.T. LA GRINGA VI	PROGENERÉ S.A.C.	12,0
28	464-2015	R.M. N° 558-2015-MEM/DM (08.01.2016)	Concesión MINEM	C.H. TULUMAYO IV S.A.C.	EJEJUNIN TULUMAYO IV S.A.C.	56,2
29	No aplica	R.M. N° 578-2015-MEM/DM (10.01.2016)	Autorización MINEM	C.T. GUAYABAL	PACIFIC STRATUS ENERGY DEL PERÚ S.A.	20,2
30	No aplica	R.M. N° 576-2015-MEM/DM (10.01.2016)	Autorización MINEM	C.T. HUAYURÍ	PACIFIC STRATUS ENERGY DEL PERÚ S.A.	42,0
31	CDGRER 003-2010	R.D. N° 150-2015-GRA/DREM (04.03.2016)	Concesión RER	C.H. HUALLIN - I	ASOCIACIÓN SANTA LUCÍA DE CHACAS	
32	403-2012	R.M. N° 095-2016-MEM/DM (17.03.2016)	Concesión RER	C.S. MOQUEGUA FV	MOQUEGUA FV S.A.C.	16,0
33	451-2014	R.M. N° 178-2016-MEM/DM (25.05.2016)	Segunda Subasta RER	C.E. TRES HERMANAS	PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C.	90,0
34	001-2016	R.D. N° 025-2016-GRA/DREM (15.04.2016)	Tercera Subasta RER	C.H. HYDRIKA 4	HYDRIKA 4 S.A.C.	8,9
35	003-2016	R.D. N° 027-2016-GRA/DREM (15.04.2016)	Tercera Subasta RER	C.H. HYDRIKA 1	HYDRIKA 1 S.A.C.	8,9
36	-	R.D. N° 021-2016-DRSEMT/GOB.REQ.TACNA (17.05.2016)	Concesión RER	C.H. ARICOTA 3	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	9,6
37	189-2001	R.M. N° 171-2016-MEM/DM (19.05.2016)	Concesión MINEM	C.H. MARAÑÓN	HIDROELECTRICA MARAÑÓN S.C.R.L.	88,3
38	253-2005	R.M. N° 212-2016-MEM/DM (10.06.2016)	Concesión MINEM	C.H. LA VIRGEN	LA VIRGEN S.A.C.	64,0

CONCESIONES DEFINITIVAS Y AUTORIZACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

(Contratos de Concesiones Definitivas y Autorizaciones Otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas)

Ítem	N° de Contrato	Resolución y Fecha de Publicación	Tipo	Central	Empresa	Potencia (MW)
39	426-2013	R.M. N° 213-2016-MEM/DM (13.06.2016)	Concesión MINEM	C.H. OLMOS 1	SINDICATO ENERGÉTICO S.A. - SINERSA	53,0
40	No aplica	R.M. N° 227-2016-MEM/DM (16.06.2016)	Seguridad Energética	C.T. PUERTO BRAVO - Nodo Energético del Sur	SAMAY I S.A.	720,0
41	481-2016	R.M. N° 255-2016-MEM/DM (25.06.2016)	Tercera Subasta RER	C.H. LAGUNA AZUL	HIDROELECTRICA LAGUNA AZUL S.R.L.	20,0
42	No aplica	R.M. N° 270-2016-MEM/DM (15.07.2016)	Reserva Fría	C.T. PUERTO MALDONADO	INFRAESTRUCTURA Y ENERGÍAS DEL PERÚ S.A.C.	20,1
43	No aplica	R.M. N° 282-2016-MEM/DM (15.07.2016)	Autorización MINEM	C.T. SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS (Turbina de Vapor-Ciclo Combinado)	TERMOCHILCA	99,6
44	No aplica	R.M. N° 288-2016-MEM/DM (20.07.2016)	Reserva Fría	C.T. PUCALLPA	INFRAESTRUCTURA Y ENERGÍAS DEL PERÚ S.A.C.	45,7
45	343-2009	R.M. N° 319-2016-MEM/DM (29.07.2016)	Proinversión	C.H. CHAGLLA	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA S.A.	406,0
46	No aplica	R.M. N° 289-2016-MEM/DM (02.08.2016)	Autorización MINEM	C.T. PUERTO CALLAO	APM TERMINALS CALLAO S.A.	13,0
47	201-2002	R.M. N° 300-2016-MEM/DM (06.08.2016)	Concesión MINEM	C.H. CENTAURO I y III	CORPORACIÓN MINERA DEL PERÚ S.A.	25,0
48	No aplica	R.M. N° 334-2016-MEM/DM (08.08.2016)	Autorización MINEM	C.T. NUEVA ESPERANZA	EMPRESA ELÉCTRICA NUEVA ESPERANZA S.R.L.	135,0
49	494-2016	R.M. N° 478-2016-MEM/DM (22.11.2016)	Concesión MINEM	C.H. SAN GABÁN III	HYDRO GLOBAL PERÚ S.A.C.	205,8
50	405-2012	R.M. N° 470-2016-MEM/DM (23.11.2016)	Primera Subasta RER	C.H. CHANCAY	SINDICATO ENERGÉTICO S.A. - SINERSA	19,2
51	453-2014	R.M. N° 470-2016-MEM/DM (23.11.2016)	Concesión MINEM	C.H. RUCUY	Empresa de Generación Eléctrica Río Baños S.A.C.	20,0
52	001-2016	R.D.R. N° 166-2016-GRSM/DREM (24.11.2016)	Concesión RER	C.B. Complejo Industrial de Palmawasi	INDUSTRIAS DEL ESPINO S.A.	1,9
53	No aplica	R.M. N° 489-2016-MEM/DM (02.12.2016)	Autorización MINEM	C.T. N° 02	KIMBERLY CLARK PERU S.R.L.	2,5
54	No aplica	R.M. N° 490-2016-MEM/DM (02.12.2016)	Autorización MINEM	C.T. N° 01	KIMBERLY CLARK PERU S.R.L.	2,0
55	407-2012	R.M. N° 001-2017-MEM/DM (18.01.2017)	Concesión MINEM	C.H. CATIVEN I-II	COMPAÑÍA MINERA PODEROSA S.A.	29,0
56	484-2016	R.M. N° 035-2017-MEM/DM (25.01.2017)	Concesión MINEM	C.H. COELVIHIDRO II	CONSORCIO ELÉCTRICO DE VILLACURI S.A.C.	15,0
57	No aplica	R.G.R. N° 002-2017-GOBIERNO REGIONAL DEL CALLAO-GRDE (28.01.2017)	Modificación Autorización	C.T. LA PAMPILLA	REFINERÍA LA PAMPILLA S.A.A.	4,5
58	267-2005	R.M. N° 154-2017-MEM/DM (29.04.2017)	Modificación Concesión RER	C.H. PIAS 1	CONSORCIO MINERO HORIZONTE S.A.	11,0
59	450-2014	R.M. N° 177-2017-MEM/DM (18.05.2017)	Concesión RER	C.H. PALLCA	CARBON LATAM PERU S.A.C.	10,1
60	316-2008	R.M. N° 190-2017-MEM/DM (24.05.2017)	Modificación Concesión RER	C.H. LAS PIZARRAS	RÍO DOBLE S.A.	18,0
61	No aplica	R.M. N° 217-2017-MEM/DM (07.06.2017)	Modificación Autorización	C.T. Malacas (Reemplazo de TG1 por TG6)	ENEL GENERACIÓN PIURA S.A.C.	51,4
62	No aplica	R.G. N° 026-2017/GREM.M-GRM (12.06.2017)	Autorización MINEM	C.T. CAMPAMENTO SAN GABRIEL	COMPAÑÍA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	2,6
63	501-2017	R.M. N° 256-2017-MEM/DM (22.06.2017)	Concesión RER	C.T. SAN JACINTO	AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.A.	21,7
64	No aplica	R.D. N° 85-2017-GRC-GRDE-DREM-CUSCO (21.07.2017)	Autorización MINEM	C.T. PLANTA	REPSOL EXPLORACION PERU S.A.	6,0
65	336-2009	R.M. N° 315-2017-MEM/DM (02.08.2017)	Transferencia de Concesión	C.H. CARPAPATA III	UNION ANDINA DE CEMENTOS S.A.A.	12,8
66	504-2017	R.M. N° 312-2017-MEM/DM (01.08.2017)	Concesión RER	C.S. INTIPAMPA	ENGIE ENERGIA PERU S.A.	40,0
67	507-2017	R.M. N° 328-2017-MEM/DM (02.08.2017)	Concesión RER	C.S. RUBI	ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	144,5
68	No aplica	R.D. N° 057-2017/GOBIERNO REGIONAL PIURA-420030-DR (16.09.2017)	Autorización MINEM	C.T. PLANTA PESQUERA EXALMAR	EXALMAR S.A.A.	2,768,0
69	002-2016	R.D. N° 060-2017-GRA/DREM (20.09.2017)	Rectifican Resolución de Concesión RER	C.H. HYDRIKA 2	HYDRIKA 2 S.A.C.	3,8
70	001-2017	R.D. N° 012-2017/GRA/DREM (20.09.2017)	Concesión RER	C.H. HYDRIKA 6	HYDRIKA 6 S.A.C.	8,9

CONCESIONES DEFINITIVAS Y AUTORIZACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
(Contratos de Concesiones Definitivas y Autorizaciones Otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas)

Ítem	N° de Contrato	Resolución y Fecha de Publicación	Tipo	Central	Empresa	Potencia (MW)
71	No aplica	R.G.R. N° 233-2017-GOBIERNO REGIONAL DEL CALLAO-GRDE (19.10.2017)	Modificación Autorización	C.T. PESQUERA DIAMANTE	PESQUERA DIAMANTE S.A.	2,625,0
72	No aplica	R.M. N° 426-2017-MEM/DM (19.10.2017)	Modificación Autorización	C.T. IQUITOS NUEVA	GENRENT DEL PERU S.A.C.	78,9
73	No aplica	R.M. N° 467-2017-MEM/DM (24.11.2017)	Autorización MINEM	C.T. AJE	AJEPER S.A.	6,5
74	512-2017	R.M. N° 508-2017-MEM/DM (07.12.2017)	Concesión RER	C.E. PARQUE EOLICO HUAMBOS	GR PAINO S.A.C.	18,4
75	513-2017	R.M. N° 509-2017-MEM/DM (07.12.2017)	Concesión RER	C.E. PARQUE EOLICO DUNA	GR TARUCA S.A.C.	18,4
76	485-2016	R.M. N° 520-2017-MEM/DM (13.12.2017)	Modificación Concesión	C.E. WAYRA I	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	160,0
77	No aplica	R.M. N° 516-2017-MEM/DM (22.12.2017)	Modificación Autorización	C.T. CERRO VERDE	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	21,9
78	499-2017	R.M. N° 548-2017-MEM/DM (06.01.2018)	Concesión RER	C.H. HER 1	EDEGEL S.A.A.	0,7
79	421-2013	R.M. N° 007-2018-MEM/DM (10.01.2018)	Modificación Concesión RER	C.H. POTRERO	EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	19,9
80	511-2017	R.M. N° 022-2018-MEM/DM (18.01.2018)	Concesión	C.H. TINGO I, II y III	ENERGORET S.A.C.	406,0
81	459-2014	R.M. N° 015-2018-MEM/DM (20.01.2018)	Modificación Concesión RER	C.H. YARUCAYA	HUAURA POWER GROUP S.A.	16,5
82	358-2010	R.M. N° 014-2018-MEM/DM (22.01.2018)	Modificación Concesión	C.H. CERRO DEL ÁGUILA	KALLPA GENERACIÓN S.A.	525,0
83	380-2011	R.M. N° 045-2018-MEM/DM (08.02.2018)	Modificación Concesión	C.H. SANTA TERESA	LUZ DEL SUR S.A.A.	98,0
84	No aplica	R.M. N° 009-2018-MEM/DM (08.02.2018)	Autorización MINEM	C.T. SURPACK	SURPACK S.A.	2,6
85	01-2016	R.D. N° 000022-2018-GRJ/GRDE/DREM-DR (16.02.2018)	Modificación Concesión RER	C.H. MARCA	ACQUA ENERGÍA S.R.L.	7,5
86	02-2016	R.D. N° 000021-2018-GRJ/GRDE/DREM-DR (16.02.2018)	Modificación Concesión RER	C.H. MIRAFLORES	ACQUA ENERGÍA S.R.L.	9,4
87	03-2016	R.D. N° 000023-2018-GRJ/GRDE/DREM-DR (16.02.2018)	Modificación Concesión RER	C.H. CASCA	ACQUA ENERGÍA S.R.L.	6,8
88	04-2016	R.D. N° 000024-2018-GRJ/GRDE/DREM-DR (16.02.2018)	Modificación Concesión RER	C.H. ALCAPARROSA	ACQUA ENERGÍA S.R.L.	7,9
89	No especifica	R.D. N° 025-2018-GRL-GRDE-DREM (28.02.2018)	Concesión RER	C.B. DOÑA CATALINA	PETRAMAS S.A.C.	2,4
90	No aplica	R.D. N° 187-2017-GRL-GRDE-DREM (12.03.2018)	Autorización MINEM	C.T. SOLPACK	SOLPACK S.A.C.	4,2
91	510-2017	R.M. N° 100-2018-MEM/DM (28.03.2018)	Concesión	C.H. LIMACPUNCO, TTIO y CAPIRI	ARAZA S.A.C.	195,0
92	385-2011	R.M. N° 103-2018-MEM/DM (30.03.2018)	Modificación Concesión RER	C.H. ÁNGEL I	GENERADORA ENERGÍA S.A.C.	20,0

C.H. : Central Hidroeléctrica
 C.T. : Central Termoeléctrica
 C.E. : Central Eólica
 C.S. : Central Solar

CONCESIONES TEMPORALES DE CENTRALES DE GENERACIÓN

CENTRALES HIDRAULICAS								
N°	Proyecto	Departamento	Titular de la Concesión	Potencia (MW)	Resolución de Otorgamiento	Fecha de Publicación	Fecha de Inicio de Estudios	Fecha de Culminación de Estudios
1	C.H. Tantamayo	Huánuco y Áncash	HIDROELÉCTRICA TANTAMAYO S.A.C.	20,0	R.M. N° 097-2016-MEM/DM	16/03/2016	17/03/2016	17/03/2018
2	C.H. Paucartambo	Pasco y Junín	ANCORP INVERSIONES MZN S.A.C.	63,0	R.M. N° 145-2016-MEM/DM	29/04/2016	30/04/2016	30/03/2018
3	C.H. Esperanza	Ayacucho	MONSPI PERÚ S.A.C.	20,0	R.M. N° 229-2016-MEM/DM	19/06/2016	20/06/2016	20/06/2018
4	C.H. Lares, Yanatile I, II y III	Cusco	TRE BD S.A.C.	90,9	R.M. N° 450-2016-MEM/DM	11/11/2016	12/11/2016	12/11/2018
5	C.H. Chimu	La Libertad	HIDROELECTRICA CHIMU S.A.	50,0	R.M. N° 117-2017-MEM/DM	29/03/2017	30/03/2017	30/02/2019
6	C.H. Nueva Granada	Cusco	HIDROELECTRICA NUEVA GRANADA S.A.C.	22,0	R.M. N° 227-2017-MEM/DM	9/06/2017	10/06/2017	10/04/2018
8	C.H. San Gabán I	Puno	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	110,0	R.M. N° 430-2017-MEM/DM	27/10/2017	28/10/2017	28/09/2019
9	C.H. Auka	Ayacucho	LEVEL INGENIEROS S.A.C.	20,0	R.M. N° 485-2017-MEM/DM	25/11/2017	26/11/2017	26/11/2019

CENTRALES EÓLICAS								
N°	Proyecto	Departamento	Titular de la Concesión	Potencia (MW)	Resolución de Otorgamiento	Fecha de Publicación	Fecha de Inicio de Estudios	Fecha de Culminación de Estudios
1	C.E. Parque Caravelí	Arequipa	IBEREOLICA CARAVELI S.A.C.	214,5	R.M. N° 337-2016-MEM/DM	11/08/2016	12/08/2016	13/01/2018
2	C.E. Tamborero	Ancash	SOLAR INVESTMENT S.A.C.	60,0	R.M. N° 397-2015-MEM/DM	31/08/2016	1/09/2016	1/09/2018
3	C.E. Punta Lomitas Sur	Ica	ENGIE ENERGIA PERU S.A.	100,0	R.M. N° 192-2017-MEM/DM	23/05/2017	24/05/2017	24/05/2019
4	C.E. Pampa Lomitas	Ica	ENGIE ENERGIA PERU S.A.	150,0	R.M. N° 176-2017-MEM/DM	25/05/2017	26/05/2017	26/05/2019

CENTRALES SOLARES								
N°	Proyecto	Departamento	Titular de la Concesión	Potencia (MW)	Resolución de Otorgamiento	Fecha de Publicación	Fecha de Inicio de Estudios	Fecha de Culminación de Estudios
1	C.S. Hiperion	Arequipa	HIPERION SOLAR S.A.C.	100	R.M. N° 122-2016-MEM/DM	17/04/2016	18/04/2016	18/04/2018
2	C.S. Majes II	Arequipa	SW ENERGIAS LIMPIAS DEL SUR S.A.	80	R.M. N° 415-2017-MEM/DM	13/10/2017	14/10/2017	18/10/2019

GENERACIÓN ELÉCTRICA A INGRESAR AL SEIN (PERIODO: 2013-2023)

CENTRALES	TIPO	NOMBRE DEL PROYECTO	EMPRESA	Monto de Inversión	POTENCIA INSTALADA AL AÑO 2011 (MW)	POTENCIA A INGRESAR (MW)													OBSERVACIONES	
						2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL 2012-2023		
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	C.H.	Pias I (Pataz - La Libertad)	Aguas y Energía	27,512278		12,6												12,6	En operación	
	C.H.	Huanza (Santa Eulalia - Lima)	Empresa de Generación Huanza	251			96,8												96,8	En operación
	C.H.	Machupicchu (Cusco)	EGEMSA	148,8				101,8											101,8	En operación
	C.H.	Cheves (Lima)	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CHEVES S.A. - SN POWER	505,8				168,2											168,2	En operación
	C.H.	Santa Teresa (Cusco)	LUZ DEL SUR S.A.A.	154,5				98,2											98,2	En operación
	C.H.	Quitaraca	ENERSUR	464				112,0											112,0	En operación
	C.H.	Carpapata III	GENERACIÓN ELÉCTRICA ATOCONGO S.A.	51,6					12,8										12,8	En operación
	C.H.	Cerro del Águila	CERRO DEL ÁGUILA S.A.	948					525,0										525,0	En operación
	C.H.	Chaglla	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA S.A.	1247					456,0										456,0	En operación
	C.H.	Marañon	Hidroeléctrica Marañón S.R.L.	85,6						18,4									18,4	En operación
	C.H.	LA VIRGEN (Junín)	LA VIRGEN S.A.C.	140,4							84,0								84,0	En construcción
	C.H.	CENTAURO I y III (Ancash)	CORPORACIÓN MINERA PERÚ S.A.	50,6							25,0								25,0	En construcción
	C.H.	TULUMAYO IV (Junín)	EGEJUNÍN TULUMAYO IV S.A.C.	105,2								56,2							56,2	En Estudios de Ingeniería
	C.H.	TULUMAYO V (Junín)	EGEJUNÍN TULUMAYO V S.A.C.	158,1											83,2				83,2	En Estudios de Ingeniería
	C.H.	VERACRUZ (Amazonas y Cajamarca)	COMPAÑÍA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C.	1443,7												635,0			635,0	En Estudios de Ingeniería
	C.H.	COLA I (La Libertad y Ancash)	HIDROELÉCTRICA COLA S.A.	27,7									13,1						13,1	En Estudios de Ingeniería
	C.H.	VIROC (Raura II) (Lima)	AMAZONAS GENERACIÓN S.A.	20,5									13,0						13,0	En Estudios de Ingeniería
	C.H.	NUEVA ESPERANZA (Huánuco)	NUEVA ESPERANZA ENERGY S.A.C.	15,63									9,2						9,2	En Estudios de Ingeniería
	C.H.	PALLCA (Lima)	CARBON LATAM PERU S.A.C.	31,5										10,1					10,1	En Estudios de Ingeniería
	C.H.	OLMOS 1 (Lambayeque y Piura)	SINDICATO ENERGÉTICO S.A. - SINERSA	91,3											51,0				51,0	En obras preliminares
	C.H.	CURIBAMBA (Junín)	ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.	577												195,0			195,0	En negociaciones
	C.H.	CATIVEN I-II (La Libertad)	COMPAÑÍA MINERA PODEROSA S.A.	68,610578												30,0			30,0	En obtención de permisos
	C.H.	BELO HORIZONTE (Huánuco)	ODEBRECHT S.A.C.	389,2												180,0			180,0	En Estudios de Ingeniería
	C.H.	SAN GABÁN III (Puno)	HYDRO GLOBAL PERU	438													205,8		205,8	En construcción
	C.H.	CHADIN II (Amazonas y Cajamarca)	AC ENERGÍA S.A.	2000													600,0		600,0	En Estudios de Ingeniería
	C.H.	TARUCANI (Arequipa)	TARUCANI GENERATING COMPANY S.A.	128,5								49,0							49,0	Contrato suspendido
	C.H.	PUCARÁ (Cusco)	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DEL CUSCO S.A.	360												178,0			178,0	Proyecto paralizado
	C.H.	MOLLOCO (Arequipa)	GENERADORA ELÉCTRICA MOLLOCO S.A.C. - GEMSAC	680											280,0				280,0	En Estudios de Ingeniería
SUB TOTAL CENTRALES HIDROELÉCTRICAS						12,6	0,0	96,8	480,2	993,8	18,4	249,5	10,1	331,0	666,2	635,0	805,8	4,299,4		
CENTRALES TÉRMICAS	C.T.	Kallpa IV - Ciclo Combinado - GN (Chilca)	KALLPA GENERACIÓN	10,5		293,0												293,0	En operación	
	C.T.	Maple-Etanol (Piura)	MAPLE	27,512278		35,0												35,0	En operación	
	C.T.	Tablazo (Paíta)	SUDAMERICANA DE ENERGÍA (SdE)	17,4		30,0												30,0	En operación	
	C.T.	Chilca 1 - Ciclo Combinado - GN (Chilca)	ENERSUR	374		292,0												292,0	En operación	
	C.T.	Planta de Reserva Fría de Ilo (C.T. Ilo)	ENERSUR	220,4			564,0											564,0	En operación	
	C.T.	Planta de Reserva Fría de Talara (C.T. Malacas)	EEPSA	105,87			200,0											200,0	En operación	
	C.T.	Santo Domingo de los Olleros - Ciclo Simple (GN-Chilca)	Termochilca S.A.C.	128,5			197,6											197,6	En operación	
	C.T.	Lagunas Norte (La Libertad)	Minera Barrick Misquichilca S.A.	0			12,8											12,8	En operación	

GENERACIÓN ELÉCTRICA A INGRESAR AL SEIN (PERIODO: 2013-2023)

CENTRALES	TIPO	NOMBRE DEL PROYECTO	EMPRESA	Monto de Inversión	POTENCIA INSTALADA AL AÑO 2011 (MW)	POTENCIA A INGRESAR (MW)											OBSERVACIONES		
						2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		2023	TOTAL 2012-2023
CENTRALES TERMOELÉ	C.T.	Chilca - Ciclo Combinado (Fénix)	Fénix Power Perú	857				570,1										570,1	En operación
	C.T.	Éten (Lambayeque)	CONSORCIO COBRA-ENERSA S.A.	145					230,0									230,0	En operación
	C.T.	Recka (Lambayeque)	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	102,5				181,3										181,3	En operación
	C.T.	Puerto Bravo	SAMAY I S.A.	390					720,0									720,0	En operación
	C.T.	Puerto Maldonado	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGÍA DEL PERÚ S.A.C.	11,7					20,1									20,1	En operación
	C.T.	Pucallpa	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGÍA DEL PERÚ S.A.C.	23,77					45,8									45,8	En operación
	C.T.	Ilo 4	ENERSUR	432,4					720,0									720,0	En operación
	C.T.	Chilca 2	ENERSUR	140					112,8									112,8	En operación
	C.T.	Malacas (TG6)	Enel Generación Piura	55							52,8							52,8	En operación
	C.T.	Iquitos	Genrent del Perú S.A.C.	108,7							77,7							77,7	En operación
	C.T.	SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS - Ciclo Combinado (Lima)	TERMOCHILCA	176								100,0						100,0	En operación
SUB TOTAL CENTRALES TERMOELÉCTRICAS						650,0	961,6	582,9	411,3	1,618,7	130,5	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,454,9	
C.H.	Huasahuasi I (Caripa-Tarma)	Hidroeléctrica Santa Cruz	17,4			8,0												8,0	En operación - 1ra SR
C.H.	Nuevo Imperial (Cañete)	Hidrocañete S.A.	7,5			4,0												4,0	En operación - 1ra SR
C.H.	Huasahuasi II (Caripa-Tarma)	Hidroeléctrica Santa Cruz	14,5			8,0												8,0	En operación - 1ra SR
C.S.	Majes Solar 20T (Arequipa)	Grupo T Solar Global S.A.	73,5960383			20,0												20,0	En operación - 1ra SR
C.S.	Repartición Solar 20T (Arequipa)	Grupo T Solar Global S.A.	73,5495859			20,0												20,0	En operación - 1ra SR
C.S.	Tacna Solar (Tacna)	Tacna Solar S.A.C.	85			20,0												20,0	En operación - 1ra SR
C.S.	Panamericana Solar (Ilo)	Panamericana Solar S.A.C.	87			20,0												20,0	En operación - 1ra SR
C.H.	Yanapampa (Ocos-Ancash)	Eléctrica Yanapampa S.A.	9				4,1											4,1	En operación - 1ra SR
C.H.	Las Pizarras	Eléctrica Río Doble S.A.	39,56846				18,0											18,0	En operación - 1ra SR
C.E.	Marcona (Ica)	Parque Eólico Marcona S.R.L. (Cobra Perú)	61,1					32,0										32,0	En operación - 1ra SR
C.E.	Talara (Piura)	Energía Eólica S.A.	101					30,0										30,0	En operación - 1ra SR
C.E.	Cupisnique (Guadalupe)	Energía Eólica S.A.	242					80,0										80,0	En operación - 1ra SR
C.H.	Runatullo III (Junin)	Empresa de Generación Eléctrica Junin S.A.C.	31,1					20,0										20,0	En operación - 2da SR
C.H.	Runatullo II (Junin)	Empresa de Generación Eléctrica Junin S.A.C.	35,6					20,0										20,0	En operación - 3ra SR
C.S.	Moquegua FV (Moquegua)	Solarpark Co. Tecnología	43					16,0										16,0	En operación - 2da SR
C.H.	Canchayllo (Canchayllo)	Empresa de Generación Eléctrica Canchayllo S.A.C. - EGESAC	10					5,0										5,0	En operación - 2da SR
C.B.	La Gringa V (Lima)	CONSORCIO ENERGÍA LIMPIA	5,1						3,2									3,2	En operación - 2da SR
C.E.	Tres Hermanas	PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C.	185,7						97,2									97,2	En operación - 2da SR
C.H.	Chancay	SINERSA	49,1						19,2									19,2	En operación - 1ra SR
C.H.	Rucuy	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	42						20,0									20,0	En operación - 4ta SR
C.H.	Potrero	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A.	45,98							19,9								19,9	En operación - 3ra SR
C.H.	Yarucaya	Huaura Power Group S.A.	37,2							17,5								17,5	En operación - 3ra SR
C.S.	Rubí	Enel Green Power Perú S.A.	165							144,5								144,5	En operación - 4ta SR
C.H.	Ángel I (Puno)	Generadora de Energía del Perú S.A.	26								19,9							19,9	En construcción - 1ra SR
C.H.	Ángel II (Puno)	Generadora de Energía del Perú S.A.	20,2								19,9							19,9	En construcción - 1ra SR
C.H.	Ángel III (Puno)	Generadora de Energía del Perú S.A.	22,7								19,9							19,9	En construcción - 1ra SR

GENERACIÓN ELÉCTRICA A INGRESAR AL SEIN (PERIODO: 2013-2023)

CENTRALES	TIPO	NOMBRE DEL PROYECTO	EMPRESA	Monto de Inversión	POTENCIA INSTALADA AL AÑO 2011 (MW)	POTENCIA A INGRESAR (MW)											TOTAL 2012-2023	OBSERVACIONES			
						2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022			2023		
CENTRALES RER - SUBASTAS	C.H.	Shima (San Martín)	Energía Hidro S.A.C.	12,9														5,0	5,0	En estudios - 1ra SR	
	C.H.	El Carmen (Huánuco)	Generación Andina S.A.C.	15														8,4	8,4	Proyecto paralizado - 2da SR	
	C.H.	8 de Agosto (Huánuco)	Generación Andina S.A.C.	51														19,0	19,0	Proyecto paralizado - 2da SR	
	C.H.	Renovandes H1 (Junín)	Empresa de Generación Santa Ana S.R.L.	71,6									20,0							20,0	En operación - 2da SR
	C.H.	Huatziroki (Junín)	Empresa Generación Hidráulica Selva S.A.	23,2												19,2				19,2	Proyecto paralizado - 2da SR
	C.H.	Manta (Áncash)	Peruana de Inversiones en Energía Renovable S.A.	43,1														19,8		19,8	En obras preliminares - 2da SR
	C.H.	Santa Lorenza I (Huánuco)	Empresa de Generación Eléctrica Santa Lorenza S.A.C.	41,7														18,7		18,7	En construcción - 3ra SR
	C.H.	Karpa (Huánuco)	Hidroeléctrica Karpa S.A.C.	57,6														19,0		19,0	En estudios - 3ra SR
	C.H.	Carhuac (Lima)	Andean Power S.A.	30														20,0		20,0	En construcción - 3ra SR
	C.H.	Laguna azul (Arequipa)	CH Mamacocha S.R.L.	52														20,0		20,0	Contrato suspendido - 3ra SR
	C.H.	Colca (Junín)	Empresa de Generación Eléctrica Colca S.A.C.	22,4														12,1		12,1	En construcción - 3ra SR
	C.H.	Zaña 1 (Cajamarca)	Electro Zaña S.A.C.	36,2														13,2		13,2	En construcción - 3ra SR
	C.H.	Hydrika 1 (Áncash)	Hydrika 1 S.A.C.	22,4															6,6	6,6	Proyecto paralizado - 3ra SR
	C.H.	Hydrika 2 (Áncash)	Hydrika 2 S.A.C.	8,2															4,0	4,0	Proyecto paralizado - 3ra SR
	C.H.	Hydrika 3 (Áncash)	Hydrika 3 S.A.C.	30,6															10,0	10,0	Proyecto paralizado - 3ra SR
	C.H.	Hydrika 4 (Áncash)	Hydrika 4 S.A.C.	18,6															8,0	8,0	Proyecto paralizado - 3ra SR
	C.H.	Hydrika 5 (Áncash)	Hydrika 5 S.A.C.	21,9															10,0	10,0	Proyecto paralizado - 3ra SR
	C.S.	Intipampa (Moquegua)	Engie Energía Perú S.A.	52,3														40,0		40,0	En operación - 4ta SR
	C.B.	Huaycoloro II (Lima)	Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C.	2,5															2,4	2,4	En pruebas - 4ta SR
	C.B.	Callao	Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C.	2,5															2,4	2,4	En construcción - 4ta SR
	C.E.	Wayra I (Ica)	Enel Green Power Perú S.A.	165,8															126,0	126,0	En pruebas - 4ta SR
	C.H.	Her 1 (Lima)	Enel Generación Perú S.A.A.	3,2															0,7	0,7	En construcción - 4ta SR
	C.H.	Ayanunga (Huánuco)	Energética Monzón	48,3															20,0	20,0	En construcción - 4ta SR
	C.E.	Duna (Cajamarca)	GR Taruca S.A.C.	25,9															18,4	18,4	En estudios - 4ta SR
	C.E.	Huambos (Cajamarca)	GR Paino S.A.C.	25,9															18,4	18,4	En estudios - 4ta SR
	C.H.	Hydrika 6 (Áncash)	Hydrika 6 S.A.C.	20,96															8,9	8,9	En estudios - 4ta SR
	C.H.	Alli (Ayacucho)	Concesionaria Hidroeléctrica Sur Medio S.A.	29,5															14,5	14,5	En obras preliminares - 4ta SR
	C.H.	Kusa (Ayacucho)	Concesionaria Hidroeléctrica Sur Medio S.A.	26,9															15,6	15,6	En estudios - 4ta SR
SUB TOTAL CENTRALES RER						100,0	22,1	203,0	3,2	136,4	181,9	359,0	93,0	50,1	47,8	10,0	0,0	1,206,4			
TOTAL GENERACIÓN (MW)					6,925,4	762,6	983,7	882,7	894,7	2,748,8	330,8	708,5	103,1	381,1	714,0	645,0	805,8	9,960,7			

C.H. : Central Hidroeléctrica
 C.T. : Central Termoelectrica
 C.B. : Central de Biomasa

C.S. : Central Solar
 C.E. : Central Eólica

En operación
 En construcción