

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE  
INGENIERÍA EN ENERGIA**



**UNS**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DEL SANTA

**“SOBREOFERTAS DE GENERACIÓN DE ENERGIA PARA LA  
INTERCONEXIÓN REGIONAL ELECTRICA PERU - CHILE”**

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

**TESISTA:**

**Bach. VÍCTOR ANTONIO ARTEAGA AGREDA**

**ASESOR :**

**Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN**

**NUEVO CHIMBOTE - MARZO  
2018**





**UNS**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DEL SANTA

## CONSTANCIA DE ASESORAMIENTO DE TESIS

YO, ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN, doy conformidad de haber sido asesor del informe de tesis titulado: "SOBREOFERTA DE GENERACION DE ENERGIA PARA LA INTERCONEXION REGIONAL ELECTRICA PERU - CHILE"; Que tiene como autor al Bachiller Víctor Antonio Arteaga Agreda, que ha sido elaborado de acuerdo al Reglamento de Normas y Procedimientos para obtener el Título de Ingeniero en Energía.

Nuevo Chimbote, Marzo, del 2018.

---

Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN  
ASESOR



**UNS**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DEL SANTA

## HOJA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

“SOBREOFERTA DE GENERACION DE ENERGIA PARA LA  
INTERCONEXION REGIONAL ELECTRICA PERU - CHILE”

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍA

Revisado y Aprobado por el Jurado Evaluador

Mg. Gualberto Antenor Mariños Castillo  
PRESIDENTE

M. Sc. Julio Escate Ravello  
SECRETARIO

Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán  
VOCAL


**DEDICATORIA:**

**A MIS QUERIDOS PADRES:  
SR VICTOR ANTONIO ARTEGA ACUÑA  
Y A LA  
SRA. MARIA CONSUELO AGREDA MURPHI  
POR SU AMOR DE SIEMPRE Y SU  
DENODADO ESFUERZO  
Y DEDICACIÓN EN LA REALIZACIÓN  
DE MI CARRERA PROFESIONAL  
Y GUIARME EN EL CAMINO DE LA VIDA  
A DIOS POR SU APOYO INFINITO Y  
POR SER NUESTRO GUÍA  
EN NUESTRA CARRERA.**

## INDICE

INDICE

RESUMEN

CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Realidad Problemática	2
1.2 Antecedentes	3
1.3 Justificación	6
1.4 Hipótesis	8
1.6 Objetivos	8
CAPITULO II: MARCO TEORICO	
2.1 Sistemas Interconectados	10
2.2 Interconexiones Eléctricas	20
2.3 Generación de energía eléctrica	25
2.4 Principales proyectos energéticos que influyen en la sobreoferta de generación En el Perú.	52
CAPITULO III: MATERIALES Y METODO	55
3.1 Materiales	56
3.2 Metodología de cálculo	64
CAPITULO IV: CALCULOS Y DISCUSION DE RESULTADOS	65
4.1 Análisis de la oferta de energía del Perú	66
4.2 Análisis del costo de generación de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado	

Norte Grande de Chile	76
4.3 Incremento de la sobreoferta de energía.	82
4.4 Determinación del precio de la energía de venta y comercialización	87
4.5 Simulación de la venta de energía	90
4.6 Discusión de Resultados	93
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	96
Conclusiones	97
Recomendaciones	99
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	100
ANEXOS	105

## RESUMEN DE CUADROS , GRAFICOS Y FIGURAS

### FIGURAS

Figura N° 1 Esquema básico del flujo de potencia	11
Figura N° 2 Topología de un sistema radial	14
Figura N° 3 Topología de un sistema en anillo	14
Figura N° 4 Topología de un sistema en red	14
Figura N° 5 Áreas del SEIN	16
Figura N° 6 Sistema Eléctrico Área Sur del SEIN	17
Figura N° 7 Sistema Eléctrico Norte Grande de Chile	20
Figura N° 8 Sistema de Interconexión Regional Perú-Chile	24
Figura N° 9 Descomposición jerárquica temporal de un sistema hidrotermico	28
Figura N° 10 Diagrama de carga 07 de marzo del 2017 SEIN	30
Figura N° 11 Diagrama de carga con bloques representativo SEIN	32
Figura N° 12 Central Hidroeléctrica de HUINCO	35
Figura N° 13 Central Hidroeléctrica de CAHUA	36
Figura N° 14 Central Termoeléctrica de San Nicolas	38
Figura N° 15 Central Termoeléctrica Las Flores	39
Figura N° 16 Central Termoeléctrica Dolorespata 1 MW	40
Figura N° 17 Central Termoeléctrica Ciclo Combinado de KALLPA	41
Figura N° 18 Montaje de Paneles FV Central Fotovoltaica RUBI de 144 MW	44
Figura N° 19 Central Eólica Wayra 126 MW	45
Figura N° 20 Central RSU Huaycoloro	46
Figura N° 21 Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Ilo	53
Figura N° 22 Gasoducto sur del Perú.	54
Figura N° 23 Ficha técnica Central Termoeléctrica Ilo Reserva Fria	61
Figura N° 24 Ficha técnica Central Termoeléctrica Ilo 4 Nodo Energético del Sur	61
Figura N° 25 Ficha técnica Central Termoeléctrica Puerto Bravo Nodo Energético del Sur	62



Figura N° 26 Ficha técnica Central Solar Fotovoltaica RUBI	62
Figura N° 27 Secuencia Metodológica	64
Figura N° 28 Ficha técnica del Gasoducto Sur Peruano	83
Figura N° 29 Arreglo de convertidor Back to Back de HVDC	89
Figura N° 30 HVDC Arreglo de línea de transmisión	90
Figura N° 31 Hoja N° 1 Simulación del flujo de potencia desde la S.E Montalvo y S,E Los Héroes. Estado Actual del SEIN-Zona Sur.	91
Figura N° 32 Hoja N°2 Simulación del flujo de Potencia desde la S.E los Héroes a la S.E Parinacota –Estado Final	92

#### CUADROS

Cuadro N°1 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN	57
Cuadro N°2 Centrales Termoeléctricas Convencionales conformantes del SEIN	58
Cuadro N°3 Centrales de Generación RER conformantes del SEIN	59
Cuadro N°4 Plan de Obras de Generación de Corto Plazo-Zona Sur	59
Cuadro N° 5 Proyección de la Demanda al 2016-2019 en el SEIN	59
Cuadro N° 6 Capacidad de energía instalada SING Chile	60
Cuadro N° 7 Demanda Electrica Sistema Eléctrico Norte Grande-Chile	60
Cuadro N° 8 Potencia Firme Centrales Hidroeléctricas	67
Cuadro N°9 Potencia Firme Centrales Termoeléctricas	70
Cuadro N°10 Potencia Firme Centrales de generación RER	71
Cuadro N°11 Aportación de la Maxima Demanda y Reserva Firme	72
Cuadro N° 12 CVT de las Centrales Termoeléctricas conformantes del SEIN	74
Cuadro N°13 Despacho de la generación de energía en el SEIN en función a la potencia Firme	75
Cuadro N° 14 Oferta Efectiva de generación SING-Chile	77
Cuadro N° 15 Oferta firme de generación SING-Chile	78
Cuadro N° 16 Orden de despacho de generación SING-Chile	81
Cuadro N° 17 Alternativas de Comercializacion por sobreoferta de generación	88

Grafico N° 1 Comportamiento del Precio nudo de generación SING Chile	76
Grafico N° 2 Comparativo entre precios de generación de energía	88

## RESUMEN

En los últimos años el sistema eléctrico peruano ha tenido un crecimiento vertiginoso en su oferta y demanda , así tenemos que se cuenta con una oferta de generación de 11,983.7 MW , repartidas entre centrales termoeléctricas , hidroeléctricas y con recursos energéticos renovables , para cubrir una máxima demanda de 6,583.7 MW , contabilizándose una reserva efectiva de 45 % y una reserva firme de 31.47 % , valor con el cual el Sistema Eléctrico presenta una alta confiabilidad y seguridad en la operación. Esto ha provocado una sobreoferta en la generación de energía que se presenta como un nicho de mercado para su comercialización, en este caso el SING-Chile, el cual es uno de los 4 sistemas eléctricos conformantes de Chile , quien actualmente adolece de un déficit de generación para la cobertura de su demanda, además posee un alto costo de nodo de generación entre 52.137 a 60.052 U\$/MWh.

Se determina el estado real del SEIN y del SING-Chile, así como se determinan los precios de generación al reconvertir las Centrales Termoeléctricas de la Reserva Fría de Ilo , Nodo Energético del Sur de Ilo y Puerto Bravo , determinándose los precios de generación entre 37.50 a 39.18 U\$/MWh, valor que resulta favorable para la integración regional eléctrica entre Perú y Chile.

Se presenta como alternativa que la venta de la sobreoferta de energía se puede realizar vía la S.E Los Héroes en Tacna con la S.E Parinacota en Arica, hasta un límite de potencia de 362 MW, según las condiciones actuales de la transmisión.

**PALABRA CLAVE:** Sobreoferta de generación de energía eléctrica

## ABSTRACT

In recent years the Peruvian electricity system has had a vertiginous growth in its supply and demand, so we have a generation offer of 11,983.7 MW, distributed between thermoelectric plants, hydroelectric plants and renewable energy resources, to cover a maximum demand of 6,583.7 MW, accounting for an effective reserve of 45% and a firm reserve of 31.47%, a value with which the Electric System presents high reliability and safety in the operation. This has caused an oversupply in the generation of energy that appears as a market niche for its commercialization, in this case the SING-Chile, which is one of the four electrical systems of Chile, which currently suffers from a deficit of generation to cover its demand, also has a high cost of generation node between 52,137 to 60,052 U \$ / MWh.

The real state of the SEIN and of the SING-Chile is determined, as well as the generation prices are determined when reconverting the Thermoelectric Power Plants of the Cold Reservoir of Ilo, the Energy Node of the South of Ilo and Puerto Bravo, determining the generation prices between 37.50 to US \$ 39.18 / MWh, a value that is favorable for the regional electricity integration between Peru and Chile.

It is presented as an alternative that the sale of the oversupply of energy can be made via the S.E Los Heroes in Tacna with the S.E Parinacota in Arica, up to a power limit of 362 MW, according to the current conditions of the transmission.

**KEYWORD:** Electric power generation oversupply

**CAPITULO I**  
**INTRODUCCION**

## 1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

Debido a la concentración de grandes proyectos en el sur del país, a diferencia de la zonas centro y norte, el crecimiento de la demanda superará al crecimiento de la oferta en la zona sur durante el periodo 2013 – 2018 (18,3 versus 7,1 por ciento anual). En el escenario analizado se tiene próximamente un conjunto de obras de generación y transmisión de energía, así como la construcción del mega proyecto del Gasoducto sur del Perú , esto como previsión del déficit en la zona sur desde el año 2015, cuyo exceso de demanda se agudizaría al 2018. No obstante, dada la existencia de superávit de sobreoferta de energía a nivel nacional, el déficit en la zona sur podría ser cubierto por el exceso de oferta del centro en condiciones óptimas de operación del sistema de transmisión eléctrica , se prevee a futuro una sobreoferta de energía en el sur del País , dado a la presencia de las Centrales del Nodo Energético del Sur y de la Central de Reserva fría de Ilo , que suman 1,600 MW producidos con Biodiesel.

Actualmente, la zona sur importa electricidad desde el centro del país a través de una única línea principal de transmisión que es altamente vulnerable a fallas y congestión (Mantaro, en Huancavelica – Socabaya, en Arequipa, doble terna de 220 kV) y a través de la doble terna de 500 kV desde Chilca-Montalvo en Ilo , garantizando su suministro a los grandes proyectos mineros a establecerse en el sur peruano a mediano plazo tal como son las ampliaciones de la Empresa Cerro Verde y Las Bambas , cuya máxima demanda no supera los 100 MW.( BCRP , 2016)

Durante la última década, Chile ha soportado altos y crecientes costos eléctricos debidos principalmente a la dinámica de los precios del carbón y el diésel, al estancamiento de nuevos proyectos de generación eléctrica y a la volatilidad climática. En primer orden las relaciones diplomáticas con Argentina y Chile se han resquebrajado produciéndose el cierre de importaciones de gas natural, el cual es el combustible de mayor significancia en la matriz energética chilena. En segundo orden de importancia, el consumo se ve afectado pues los hogares, al enfrentar un mayor precio de la electricidad, cuentan con un menor ingreso real disponible y tienden a reducir la compra de bienes intensivos en electricidad, así como también de otros bienes. Ante los cambios en patrones de consumo, las firmas reasignan su

producción, causando flujos y desempleo de recursos, amplificando así el efecto del aumento en el costo de la electricidad. (Centro de Estudios públicos de Chile, 2016)

En tercer lugar, los recursos desplazados se emplean en sectores menos productivos, disminuyendo así la eficiencia agregada. Asimismo, mayores costos eléctricos afectan la intensidad de uso del capital, volviendo obsoleto al capital menos eficiente en electricidad. Finalmente, el aumento en los costos marginales de producción y la incertidumbre sobre la evolución futura de los precios de la electricidad asociados al retraso de proyectos eléctricos frena inversiones en firmas intensivas en energía eléctrica, afectando particularmente a la minería. (Centro de Estudios públicos de Chile, 2016)

En función a lo descrito, enunciemos el siguiente problema:

**¿CUALES SON LAS CARACTERISTICAS FAVORABLES PARA QUE LA SOBREFERTA DE GENERACION DE ENERGIA DE LA ZONA SUR DEL PERU PERMITAN LA INTERCONEXION REGIONAL ELECTRICA PERU-CHILE?**

## **1.2 ANTECEDENTES:**

Se tienen los siguientes informes o tesis que sirven como antecedentes:

### **REFERENTE A INTERCONEXIONES ELECTRICAS REGIONALES**

ARAGON CASTRO y EUSEBIO PADILLA (2013) en su tesis para optar el Grado de magister en Energética en la Universidad Nacional de Ingeniería, concluye lo siguiente: Las interconexiones eléctricas y la integración eléctrica regional, han demostrado que aportan muchos beneficios a los países participantes, por lo que los países de la Comunidad Andina adoptaron el acuerdo de Integración Eléctrica Regional mediante la Decisión 536, suscrita el año 2002. Perú y Ecuador concluyeron la instalación del enlace de interconexión Zorritos-Machala el año 2004, sin embargo éste sólo pudo ser utilizado en muy pocas ocasiones, debido a restricciones técnicas, a la falta de acuerdos comerciales entre ambos países y la imposibilidad de implementar el modelo de transacciones establecida en la Decisión CAN 536. La estacionalidad de los excedentes exportables del Perú está determinada por los periodos mensuales de lluvias y estiaje (Mayo-Noviembre), debido a la alta

proporción de generación hidroeléctrica, sin embargo los excedentes exportables están constituidos por generación termoeléctrica a gas natural o petróleo.

CLARO, GAMIO, URIARTE y DE BIÈVRE (2,014 ) en su informe elaborado para el Instituto de Estudios Internacionales de la PCUP del Perú y el Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad Nacional de Chile concluyen lo siguiente : es posible inferir que la integración eléctrica entre el Perú y Chile podría traer importantes beneficios económicos y ambientales para estos países. Más específicamente, desde una perspectiva económica, bajo las condiciones actuales tendría sentido que exista una interconexión mediante la cual Perú le venda electricidad a Chile. Lo anterior se debe a que el Perú presenta precios de electricidad más bajos que Chile y a que actualmente tiene una capacidad instalada de generación de 8.612 MW y de esta potencia se está aprovechando en su máximo hasta 4579 MW. De este modo, la interconexión traería importantes beneficios económicos, ya que se generaría más donde es más barato y menos donde es más caro. Si bien esto reportaría importantes beneficios para los consumidores chilenos y los generadores peruanos, podría suponer beneficios menores para los consumidores peruanos y los generadores chilenos.

MORALES ANZOLA (2,010) en su tesis para optar el Título de Ciencias Políticas de la Pontificia Universidad Javeriana de Colombia, concluye lo siguiente: La integración eléctrica es una herramienta que permite la cooperación y la interdependencia de mercado para dar mayor y mejor calidad en la cobertura eléctrica. Podemos decir que lo que se evidencia con la presente investigación sobre la interconexión entre Centro y Suramérica, y tomando a Manuel Castell (1999), donde denomina una "sociedad en red", es que la interconexión eléctrica crea un sistema red de electricidad interconectado con diferentes puntos de producción y comercialización que se retroalimentan. En Colombia, el desarrollo del potencial hidroeléctrico modifica las relaciones geopolíticas con los países de UNASUR, ya que al constituirse como una potencia media eléctrica, gracias a la expansión del sistema integrado de redes, se comienza a generar un proceso de interdependencia eléctrica, donde la integración física de infraestructura permite aumentar los rendimientos constantes,



disminuyendo los costos del transporte. En este sentido, Colombia tiene una herramienta importante a la hora de negociar con terceros debido a su sobreoferta de generación de energía.

TORRES CABRERA (2,014) en su tesis para optar el Grado de magister en ciencias con mención en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Chile , concluye lo siguiente : Las limitaciones técnicas de los sistemas involucrados son una restricción importante para la implementación de una interconexión puesto que a pesar de contar con altos niveles de disponibilidad de exportación de energía por efecto del patrón de demanda, el sistema de transmisión puede representar un importante cuello de botella. En el caso de aplicación Bolivia – Chile sólo se llega a aprovechar una pequeña parte del potencial total de energía identificada para exportación. Para el sistema Boliviano se determinó un potencial de exportación de alrededor de 350 MW con una disponibilidad del 78% del total de horas anuales. Para el sistema Chileno se determinó un potencial de exportación de alrededor de 175 MW con una disponibilidad del 79% y se encontró que únicamente es posible aprovechar menos del 50% de este potencial identificado. Esto se puede atribuir a la falta de generación en toda la franja occidental de Bolivia , el cual es su principal restricción.

#### **REFERENTE A SOBROFERTA DE GENERACION DE ENERGIA**

MENDIOLA, AGUIRRE y AGRUILAR ( 2,012 ), su informe técnico elaborado para la Universidad ESAN , concluyen lo siguiente: Desde la llegada del gas de Camisea al city Gate de Lurín, el sector energía ha evolucionado hacia una mayor participación de la generación termoeléctrica (en promedio 20% entre 2002 y 2010), lo que ha sido incentivado sobre todo por el menor costo del gas y por la menor inversión que se requiere para implementar nuevos proyectos de este tipo. Este hecho ha llevado a una progresiva recomposición de la matriz energética, la cual ha pasado de una proporción de 86% / 14% entre fuentes hidroeléctricas y térmicas en 2001 a 57% / 43% en 2010 (considerando la máxima demanda de los últimos diez años). El crecimiento de la demanda de energía eléctrica a una tasa constante de 6% se explica por la mayor cobertura de abastecimiento de energía a la población, el crecimiento del PBI y, en especial, la fuerte demanda del sector minero.

PUMAY y PALOMINO ( 2,013) en su tesis para optar el Título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en Perú, concluyen lo siguiente : 1. El Oferta de Generación en el Sistema Interconectado Nacional está compuesto por un total de 96 centrales de generadoras de energía con una Potencia Efectiva de 7,148.2 , repartidas en 45 Centrales Hidroeléctricas con una Potencia Efectiva de 3,126.5 MW que representan el 43.74% y 51 Centrales Termoeléctricas con una Potencia Efectiva de 4,021.7 MW que representan el 56.26 % , con lo cual el parque de generación en el Perú al año 2,012 es mayoritariamente térmico, con una gran influencia del gas natural con un total de 3,217.5 MW que representa el 45 % del total de la Potencia Efectiva de generación del Perú.

### 1.3 JUSTIFICACIÓN

Actualmente el Perú tiene reservas energéticas, principalmente concentradas en la zona sur del sistema eléctrico interconectado nacional, por encima del 45 % que seguirán aumentando con los proyectos de generación que se culminarán en los próximos dos años, sin embargo el incremento de la demanda ha disminuido al igual que la del PBI. El escenario de “sobreoferta” que ya atraviesa y es latente en el sector eléctrico peruano es motivo de preocupación por parte de empresarios y funcionarios quienes tienen diferentes ópticas para resolver este tema. En este contexto la exportación de electricidad recobra vigencia pues es una oportunidad de abrir un mercado para la electricidad peruana a pesar de la polémica natural que despierta entre los sectores más conservadores.

Estamos en un momento crucial para elaborar la regulación y viabilizar los proyectos que permitan la integración eléctrica con los países de la región quienes serían los consumidores de la abundante oferta eléctrica peruana. La interconexión regional promovida por el SINEA Sistema de Interconexión Eléctrica Andina, es una oportunidad para que el Perú coloque su “sobreoferta” de electricidad a Chile, Colombia, Ecuador y Bolivia, y así mismo tome la iniciativa y el liderazgo ante esta problemática.

Un grupo de empresas generadoras de energía eléctrica señala que en la actualidad hay un exceso de capacidad instalada (sobreoferta en la producción), mientras que la demanda baja haciendo inviable la ejecución de nuevos proyectos, más aun consideran dejar sin efecto la promoción de la central térmica de Quillabamba, que cuando esté operativa sumará 200 MW adicionales al sistema eléctrico sur perteneciente al SEIN . Sustentan que construir la central térmica de Quillabamba ahondará las distorsiones en el mercado eléctrico y pondrá en riesgo la sostenibilidad del sector, porque al momento de entrar en servicio aumentará la capacidad de la máxima demanda del sistema eléctrico al 80%. y así mismo ejecutar nuevos proyectos arriesgará sostenibilidad del mercado eléctrico, pues se aumentará las tarifas que pagarán los usuarios. (Diario el correo, 2016)

Existe diálogos entre las Autoridades de Tacna interesadas en interconexión con Chile porque dejaría réditos de más de S/100 millones. En la actualidad, al Perú le sobra más del 45% de la energía que produce. Este margen de reservas puede incrementarse con el potencial que se tiene para la generación de más electricidad. Por ello, el país tiene la suficiente oferta para abastecer al norte y centro de Chile, según la consultora Laub & Quijandría Energy Group, quien participó ayer del I Encuentro de Autoridades y Empresarios de Tacna y Arica. El evento, organizado por el Consejo Empresarial Chileno - Peruano, se desarrolló por dos horas en la Caja Municipal de Tacna.

En el Perú se ha desarrollado en años anteriores diversos proyectos para la generación de energía; sin embargo, debido al estancamiento de importantes proyectos mineros el mercado eléctrico peruano siguió en desarrollo. Se tiene previsto que el potencial para el desarrollo de proyectos hidroenergéticos en el Perú es de 70 MW y 10 MW con centrales de energías renovables, mientras que Chile necesita urgente darle confiabilidad a una demanda de 16 MW. (La republica, 2017)

Tener una capacidad de energía eléctrica superior al 45 % permite al Perú poder abastecer su demanda interna y pensar en la exportación; por que llegar a las zonas rurales no tiene ningún impacto fuerte en el sector eléctrico. La electrificación rural que es un reto de este gobierno demanda la inversión del Estado que actualmente ya tiene el presupuesto, el cual es orientado al uso de los recursos energéticos renovables.

#### 1.4 HIPÓTESIS

Se plantea la siguiente hipótesis : **LAS CARACTERISTICAS FAVORABLES PARA QUE LA SOBROFERTA DE GENERACION DE ENERGIA DE LA ZONA SUR DEL PERU PERMITA LA INTERCONEXION REGIONAL ELECTRICA PERU-CHILE, IMPLICA LA RECONVERSION A GAS NATURAL DE LAS CENTRALES DE RESERVIA FRIA Y DEL NODO ENERGETICO DEL SUR PARA OBTENER UN COSTO DE GENERACION DE ENERGIA MENOR A 50 U\$/MWh.**

#### 1.5 OBJETIVOS:

##### **OBJETIVO GENERAL.**

Determinar las características más favorables para que la sobreoferta de generación de energía en la zona sur del Perú permita la interconexión regional eléctrica Perú-Chile.

##### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Cuantificar la demanda y oferta de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú.
- Determinar la oferta y déficit de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Norte grande SING de Chile.
- Estimar la reducción de los costos variable combustibles de la Centrales Termoeléctricas del Nodo Energético del sur y de la Reserva fría al reconvertir sus instalaciones de BD5 a Gas Natural.
- Determinar el Precio de venta de energía para la Interconexión regional eléctrica Perú-Chile.
- Simular el comportamiento de la red de transmisión para la interconexión regional eléctrica Perú-Chile.

**CAPITULO II**  
**MARCO TEORICO**

## **2.1 SISTEMAS INTERCONECTADOS :**

### **2.1.1 SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

#### **A. GENERALIDADES.**

##### **SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA:**

Se entiende por Sistema Eléctrico de Potencia a un complejo organismo que reúne diversas actividades pudiéndose agrupar ellas en torno a la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, esto es generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía primaria tales como el gas natural, carbón y agua , transmisión eléctrica vía una compleja red de líneas de alta tensión y distribución de ella hacia los puntos de consumo a una menor tensión o voltaje. Se define también como el “conjunto de máquinas eléctricas convertidores, transformadores, líneas y aparata eléctrica convenientemente conectados y coordinados mediante los cuales generamos, transportamos, distribuimos y utilizamos la energía eléctrica. (Palomino & Pumay , 2013)

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible. Un sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas (UNAM , 2010)

Desde finales del siglo XIX y durante todo el siglo XX, el crecimiento de los sistemas eléctricos ha ido a la par del avance tecnológico de la sociedad, hasta el punto de considerar el consumo de energía eléctrica como uno de los indicadores más claros del grado de desarrollo de un país. Los primeros sistemas eléctricos estaban aislados unos de otros; el crecimiento de la demanda de electricidad, y de la consiguiente capacidad de generación y de transporte, supuso un rápido proceso de concentración empresarial y de interconexión de esos pequeños sistemas dando lugar a otros mucho más grandes,

tanto en potencia como en extensión geográfica, que son los que existen actualmente. (Mheducation, 2006)

La modelación del sistema eléctrico de potencia es la base esencial para estudiar y analizar su comportamiento tanto en condiciones normales como en situaciones de emergencia. La modelación considera tanto el comportamiento individual de cada elemento que conforma la red como el comportamiento interconectado entre ellos. Una modelación apropiada de los componentes de un sistema eléctrico de potencia servirá de base para realizar con confianza análisis de flujos de potencia, estabilidad de tensión, estabilidad dinámica y transitoria, fallas en líneas y componentes, localización de compensadores, etc. La modelación que se presenta en estas notas se relaciona con el estado estable o estacionario siendo el objetivo principal el obtener modelos de secuencia positiva, negativa y cero partiendo de modelos trifásicos magnéticamente acoplados. (Díaz Alemán y Fernández Galindo, 2014)

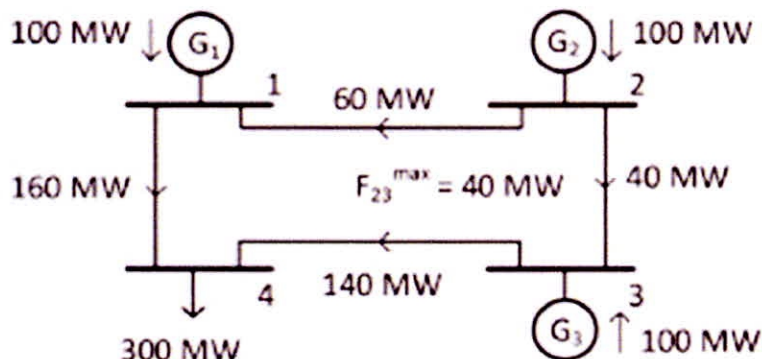


Figura N° 1 Esquema básico del flujo de potencia

Fuente: Sanguenza y Harnisch (2016)

## B. COMPONENTES:

### • EMPRESAS DE GENERACION:

La generación de energía eléctrica tiene lugar en las centrales eléctricas. La mayor parte de las centrales son hidráulicas y térmicas, tanto convencionales (carbón, fuel y gas): en ellas una turbina, hidráulica o de vapor/gas respectivamente, mueve el alternador que

produce la energía eléctrica. Actualmente se está ampliando el tipo de centrales y así, aunque aun con una potencia instalada mucho menor que las anteriores, ya existen centrales de turbina de gas, de cogeneración (aprovechando el calor residual de ciertos procesos industriales para generar vapor), de ciclo combinado (que combinan una turbina de gas con un ciclo térmico clásico agua/vapor), basadas en energías renovables (eólicas, fotovoltaicas, de biogas obtenido a partir de la biomasa o de residuos sólidos urbanos, etc.). Los generadores de la central producen la energía en media tensión, a de 6 a 20 kV, tensión que se eleva mediante los transformadores de salida de la central, para ser inyectada en la red de transmisión. La frecuencia del sistema de corriente alterna que se genera es fija y está normalizada: 50 Hz en Europa y 60 Hz. en América. (UNED, 2013)

- **LINEAS DE TRANSMISION:**

Son los elementos que en mayor cantidad integran un SEP y los que están más expuestos a la ocurrencia de fallas. La Línea de transmisión se caracteriza por tener efectos inductivo y capacitivo. El efecto inductivo está determinado por la impedancia serie y en menor grado por la carga. El efecto capacitivo queda determinado por la admitancia en derivación la cual se ve incrementada por el nivel de tensión y longitud de la línea. (Díaz Alemán y Fernández Galindo, 2014)

La red de transmisión y distribución está formada por las líneas que llevan esa energía hasta los consumidores. La transmisión se hace en alta tensión (500, 220 y 132 kV) para disminuir las pérdidas. La red de alta tensión es una red geográficamente extensa, va más allá de las fronteras de los países, y mallada; en los nudos de esa malla, donde las líneas se interconectan (es decir, a donde llegan y de donde salen), se encuentran las subestaciones en las que están los transformadores, para cambiar a los niveles de tensión de las líneas, los elementos de mando y de protección, que sirven para manipular y proteger la red (interruptores, seccionadores, fusibles, pararrayos, etc.), y los elementos de medida, que permiten conocer en todo momento la situación del sistema y los valores de las variables más importantes. De algunas de esas subestaciones salen líneas a menor tensión que forman las redes de distribución en media tensión (de



66 a 1 kV) que finalmente, y conforme llegan hasta los últimos consumidores, se transforman en otras redes de baja tensión (440, 380 y 220 V) (UNED, 2013)

- **BARRAS DE POTENCIA:**

Se refiere a las barras o nodos, al área donde se recibe y distribuye la energía eléctrica, ya sea de generadores o estaciones transformadoras.. Las fuentes y cargas se conectan a estas barras, cada una a través de un interruptor y seccionador. De ahí, se ingresa o retira de servicio, ya sea para mantenimiento o por falla (cortocircuito). Es la representación para el Modelo Matemático de Estimación de Estado de los elementos físicos llamados Barrajes (Elemento físico de las subestaciones o Tableros). Dentro del modelo de cálculo de estimación de estados del SEP, la red que se modela debe categorizar sus Nodos en varios tipos de barras:

**BARRA DE GENERACIÓN:** nodo al cual se conectan los generadores del SEP. En ella se define el voltaje constante y especificado. También se define en ella la potencia activa.

**BARRA DE CARGA:** nodo al cual están conectadas las diferentes cargas del SEP, suelen la mayoría de las barras que conforman el SEP. En ella se calcula el voltaje y las potencias activas y reactivas.

**BARRA BASE:** se le asigna voltaje de referencia igual a 1 p.u. = voltaje nominal del SEP.

**BARRA DE CONTROL:** asignada para control del voltaje en las iteraciones del programa de cálculo de la estimación de estado del SEP.

**BARRA FLOTANTE:** elegida para lograr la convergencia del programa de cálculo de la estimación de estado del SEP. Se utiliza para lograr el balance de potencia activa demandada y consumida.

El número o cantidad de Barras, es un parámetro para establecer que tan “robusto” es un SEP. (Stevenson, 1995)

### C. **TOPOLOGIA DE UN SISTEMA ELECTRICO:**

Un sistema eléctrico dependiendo de su confiabilidad se puede clasificar en tres tipos:

- **SISTEMA RADIAL** (menos confiabilidad y más económico) En un sistema radial las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una falla en la alimentación produce una interrupción en el suministro. (UNAM,2010)

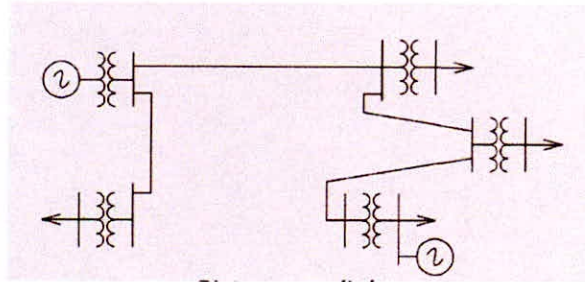


Figura N° 2 Topología de un sistema radial

Fuente: UNAM (2010)

- Sistema en anillo (mayor confiabilidad y más caro) Con un sistema en anillo se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro.(UNAM, 2010)

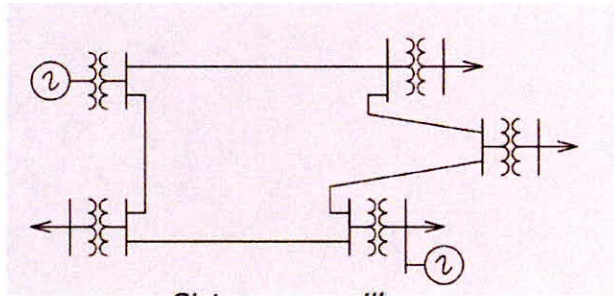


Figura N° 3 Topología de un sistema en anillo

Fuente: UNAM (2010)

- Red (mayor confiabilidad y costo) Con éste tipo de sistema se aumenta el número de interconexiones y en consecuencia, la seguridad del servicio.(UNAM, 2010)

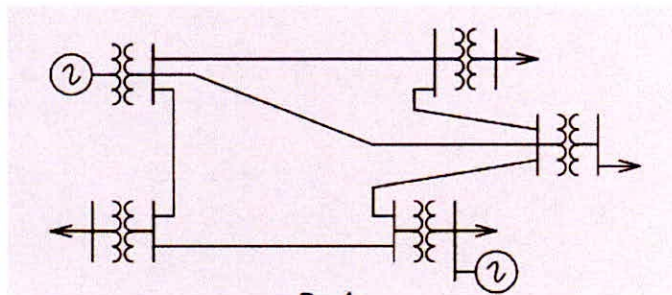


Figura N° 4 Topología de un sistema en red

Fuente: UNAM (2010)

## **2.1.2 SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL DEL PERÚ:**

### **A. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL-PERU:**

El SEIN es el Sistema eléctrico interconectado nacional es un conjunto de redes de muy alta y alta tensión (500, 220 y 110 kV) , en el cual se acoplan centrales de generación de energía termoeléctricas, hidroeléctricas y de recursos energéticos renovables del Perú , que abastece al 88% de la población peruana conectada, geográficamente se ubica en 23 departamentos del País( Salvo Loreto). La seguridad del suministro del SEIN depende de la disponibilidad de las unidades de generación y de la oportuna ejecución de las actividades de mantenimiento programado. La adecuada calidad y continuidad del servicio eléctrico se garantiza teniendo unidades óptimas condiciones de operación, tanto las que están sincronizadas al SEIN, como las que se encuentran en calidad de "disponibles para su conexión a la red" tan pronto sean requeridas por el coordinador de la operación del sistema (en tiempo real). (COES, 2017)

El SEIN es la red integrada de transmisión del Perú y cubre aproximadamente el 85 % de la población del país. La energía se distribuye a través de una extensa red de líneas de transmisión de alta tensión y subestaciones que conectan las plantas de generación eléctrica de la nación a la red de distribución de baja tensión. La red de transmisión de alta tensión existente en Perú se ha ampliado en años recientes con el beneficio de suministrar energía a un mayor porcentaje de la población y cubrir la totalidad geográfica del Perú , incrementando la fiabilidad de la red de transmisión e interconectando nuevas plantas de generación. Los planes son continuar ampliando la red de transmisión de alta tensión en Perú, incluso a áreas en el sur del Perú donde se interconectarán varias cargas mineras en años venideros y está en construcción el proyecto de generación con gas natural hacia el sur del Perú, con el acoplamiento de centrales de recursos energéticos renovables. (Deloitte Financial Advisory Services,2015)

El SEIN está conformado por áreas operativas, ligadas tanto al ámbito geográfico del país, como a aspectos propios de la red de transmisión; estas áreas se pueden resumir en tres (03) áreas: área norte, área centro y área sur, las cuales se encuentran interconectadas con los enlaces de transmisión Paramonga – Chimbote, en el caso de las

áreas norte y centro, y la interconexión Mantaro – Socabaya en el caso de las áreas centro y sur. (Vega y Flores , 2013)

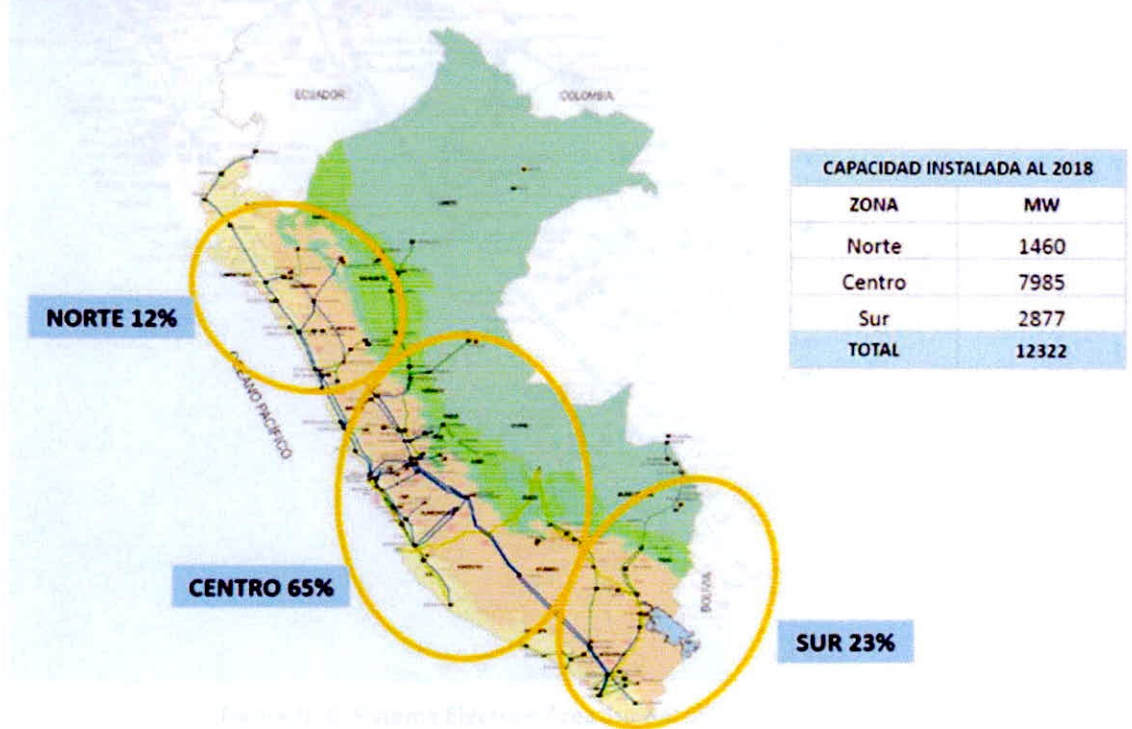


Figura N° 5 Áreas del SEIN

Fuente: (Vega y Flores, 2013)

### 2.3.3 SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO DEL PERÚ

#### A. CARACTERÍSTICAS

##### B. SISTEMA SUR DEL SEIN:

El Área Sur del SEIN está compuesta de subsistemas eléctricos, esta Área geográfica está compuesta por los departamentos de Arequipa, Cuzco, Apurímac, Moquegua, Tacna, Puno y Puerto Maldonado. Esta Área está cubierta por centrales termoeléctricas, hidroeléctricas y con recursos energéticos renovables, y soportada por líneas de 220 y 500 kV que le dan una sostenibilidad a la generación de energía y la transmisión. Así mismo está unida a la zona centro del Perú, mediante:

2 ternas de 500 kV Chilca- Montalvo

1 Terna de 500 kV y 2 terna de 220 kV de Mantaro –Cotaruse. (Garayar Bonilla, 2017)

transmisión y también un conjunto de Servicios Complementarios que permiten tener una operación factible y segura del sistema. (Silva Ortega ,2015)

Para diciembre de 2017, Chile cuenta con una capacidad instalada neta de generación eléctrica de 22,535 GW. El total de la capacidad instalada esta categorizada en 66.1 % termoeléctrico, 15.1 % hidroeléctrico y 18.8 % con energías renovables no convencionales. Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados:

- El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abastece desde Arica a Antofagasta con un 23.5 % de la capacidad instalada en el país, representando una potencia instalada de 5,288 MW.
- El Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre Taltal y Chiloé con un 75.8 % de la capacidad instalada en el país, con un total de 17.08 GW
- El Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,3 % de la capacidad, con un total de 62 MW.
- El Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,4 % de la capacidad instalada en el país, representando un total de 104 MW. (CNE de Chile , 2017)

El sector de la generación se caracteriza por la perfecta separación de la operación del sistema con el mercado de los contratos. Esta característica se hace explícita en la mayoría de los mercados eléctricos competitivos existentes, observándose principalmente dos corrientes; la de establecer un despacho según los costos variables de generación y la de hacer ofertas de precios y despachar sobre la base de estas. Los grandes generadores se organizan en torno al CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga), organismo que tiene por función la coordinación de la operación del sistema, destacándose los siguiente: garantizar la operación a mínimo costo, preservar la seguridad de servicio y coordinar a la empresas de generación – transmisión. (Spinoza Pérez y Juárez Segre, 2012)

Para balancear los montos de energía contratados con los realmente generados, se valorizan las transferencias entre generadores (déficits o excedentes) al costo marginal de corto plazo. Finalmente se observa a las distribuidoras comprando a precio regulado o precio de nudo y a los clientes libres a precios libres, es decir, libres en duración, condiciones y precio. El precio de nudo corresponde a un precio ponderado actualizado

de los costos marginales teóricos de generación de los próximos 16 trimestres. Es calculado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía a través del modelo GOL (Gestión Óptima del Laja, nace con la necesidad de estimar la demanda que requieren las centrales del SIC para abastecerlo, programa la operación de las centrales en un horizonte de 10 años, gestionando la óptima utilización de las aguas del Laja. (Spinoza Pérez y Juárez Segre, 2012)

- B. SISTEMA ELECTRICO NORTE GRANDE-CHILE:** El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende entre Tarapacá y Antofagasta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185, 142 km<sup>2</sup>, equivalente a 24,5% del territorio continental. En esta zona predomina un clima de extrema sequedad, lo que explica la aridez del paisaje, diversificado tanto por el relieve transversal como por la altura, lo que ha gravitado de modo decisivo en la distribución y densidad de población. Esta se ubica principalmente en el borde costero. En la actualidad, la población alcanza al 6.1 % del total nacional y está concentrada en algunas ciudades y poblados muy distanciados entre sí. Se pueden identificar las siguientes características importantes del SING: Escasos recursos de agua para usos de generación eléctrica. Centros de consumo de electricidad separados por grandes distancias y Consumo de energía corresponde principalmente a empresas mineras. A la fecha de constitución del CDEC - SING, el Sistema tenía una potencia instalada de 5,288 MW generado por centrales termoeléctricas con gas natural, carbón y petróleo. (Hrudnick, 2015)

Se pueden identificar las siguientes características importantes del SING:

Escasos recursos de agua para usos de generación eléctrica.

Centros de consumo de electricidad separados por grandes distancias.

Consumo de energía corresponde principalmente a empresas mineras ( CDEG Chile, 2017)

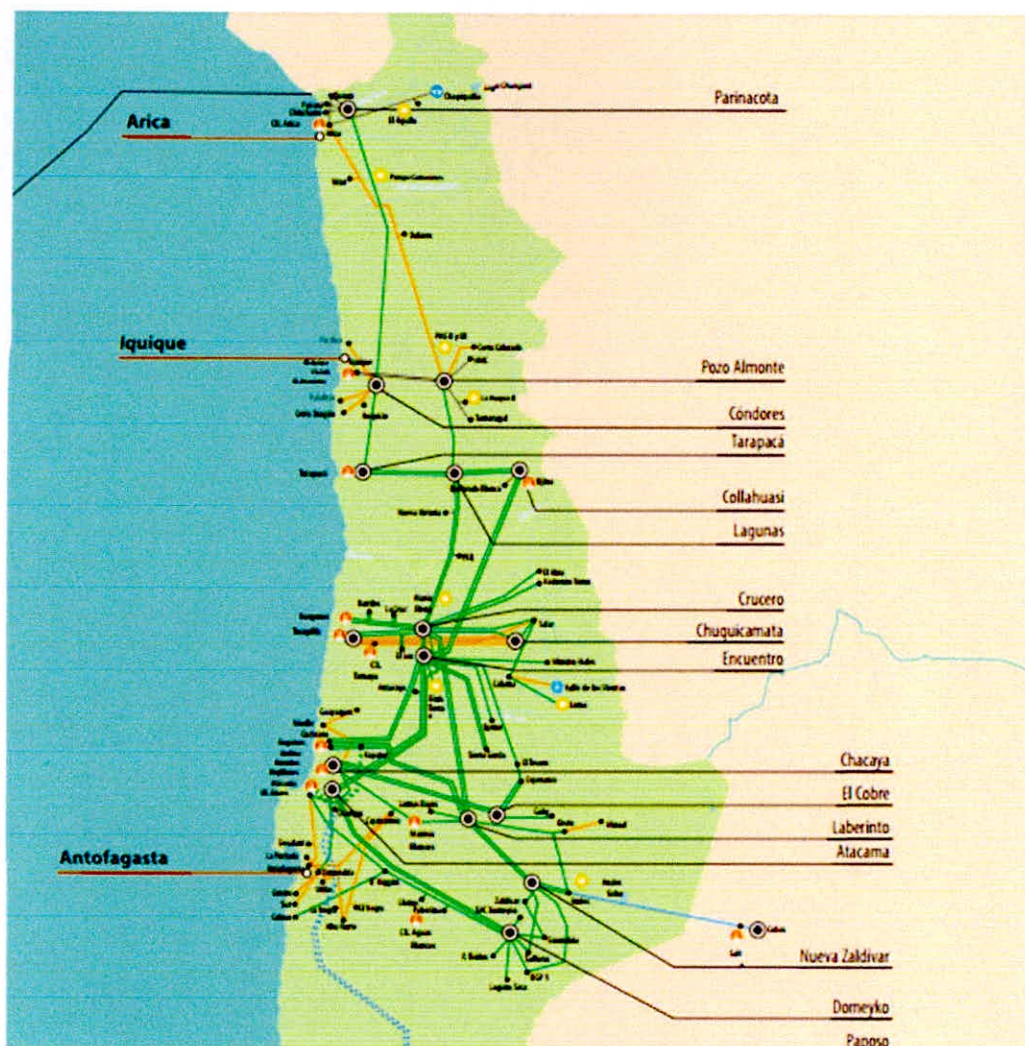


Figura N° 7 Sistema Eléctrico Norte Grande de Chile

Fuente: Coordinador Eléctrico nacional de Chile

## 2.2 INTERCONEXIONES ELECTRICAS:

### 2.2.1 GENERALIDADES:

Las interconexiones internacionales 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, 2013)

La función de transmisión consiste en transportar la electricidad durante periodos largos de tiempo en una dirección determinada, una línea con esta función puede transmitir grandes cantidades de energía de un sistema a otro y eventualmente puede funcionar en sentido contrario. Un caso típico es una línea que se construye para transportar el excedente de potencia de un país a otro y abastecer su demanda, o parte de ella, por un lapso específico de tiempo, o de manera permanente, dependiendo de la oportunidad en la cual el país deficitario pueda ampliar su propia generación o que le resulte económicamente más conveniente la importación. También se da este tipo de interconexión cuando se construye asociada a infraestructura de generación; un ejemplo típico es la interconexión Paraguay-Brasil asociada a la CH Itaipú. (Aragón Castro, 2013)

Una interconexión internacional puede desarrollar funciones de interconexión propiamente dicha y de integración de mercados, de manera progresiva o simultánea, lo que se denomina función mixta. Puede tratarse de un enlace construido específicamente como apéndice de una planta de generación y que está destinado a exportar parte de su producción (función de transmisión); y que al vincular los sistemas eléctricos de los países, permite optimizar la energía hidráulica, empleando las condiciones de complementariedad hídrica (función de interconexión), y luego, mejorar la competencia en los mercados mayoristas e ambos países (función de integración), por lo general la mayoría de interconexiones internacionales se orientan a una función mixta, no es muy frecuente encontrar a una interconexión cumpliendo sólo una función. (Orejuela Puente, 2006)

La función de integración de mercados produce resultados favorables en razón de que los mercados integrados puedan funcionar de una manera optimizada, distinta a cuando la interconexión no existía, además de permitir la competencia de un mayor número de agentes generadores o comercializadores de ambos 51 países y de atraer inversionistas



privados para la construcción de nuevas centrales destinados a un mercado de mayor magnitud. (Aragón Castro, 2013)

Función de interconexión propiamente dicha, consiste en transportar electricidad en cualquiera de los dos sentidos, dependiendo de las circunstancias económicas y técnicas de los sistemas eléctricos que vincula. Estas condiciones pueden variar hora a hora, dependiendo de los precios horarios de cada sistema. Un enlace internacional que funciona como línea de interconexión puede producir varios beneficios tales como: Mejorar la confiabilidad de los sistemas que están interconectados, porque incrementa las opciones de suministro disponibles bajo condiciones de falta de generación o fallas en el sistema, reducir los requerimientos de generación de reserva fría o rotante para mantener condiciones de operación apropiadas y optimizar el uso de los recursos de generación más económicos existentes en los sistemas interconectados. (Orejuela Puente, 2006)

#### **2.2.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS INTERCONEXIONES ELECTRICAS:**

La posibilidad de interconexión con el fin de vender y comprar energía fuera del país incentiva la competencia en el mercado nacional de los países involucrados, permite un mejor aprovechamiento de los recursos de potencia instalada existentes con capacidad de generación disponible y nuevas inversiones en las líneas de transmisión. Si se abre la alternativa de compartir la infraestructura permite enfrentar mejor las temporadas de mayor demanda en cada lugar. Es que hay periodos en que la demanda puede ser mayor o menor en un lado que en el otro, lo cual generaría un excedente en un lugar posible de transmitir al otro país, Si existe una situación de sequía, es posible paliar los efectos de los excedentes del país vecino. Eso viéndolo del punto de vista económico atraería inversiones a una región que cuenta con recursos para generar, pero que hoy no se justifican por el nivel de consumo interno. El beneficio de una posible integración sería el respaldo que este sistema podría brindarle a una parte de la futura demanda, ante la pérdida eventual de generación. Como toda integración, ésta permite optimizar los recursos existentes en ambos sistemas, minimizando costos y riesgos. En un sistema interconectado la potencia adicional incrementaría la inercia del sistema en conjunto. El

intercambio de capacidad, permite a cada sistema programar generación adicional en períodos más largos (Rubio Aguiar y Torres Nuñez, 2002)

Las Interconexiones que producen beneficios globales, pueden provocar perjuicios unilaterales a actores o países. De esta forma, es posible que para el país exportador los precios locales tiendan al alza, mientras que para el país importador, que se aprovecha de un costo marginal menor, pueda ver disminuidos sus precios locales. Lo anterior señala la conveniencia de prestar atención a los mecanismos de asignación de los beneficios, de manera que tanto el país importador, como el exportador se vean favorecidos y motivados a llevar a cabo la interconexión eléctrica. Otro de los problemas vinculados a la importación y exportación de electricidad es de las reservas energéticas primarias del país productor. Por el lado de las fuentes renovables resalta el caso de las reservas hidráulicas y por el lado de las fuentes no renovables está el de las reservas de gas natural. (Rubio Aguiar y Torres Nuñez, 2002)

#### **2.2.4 PROYECTO DE INTERCONEXION ELECTRICA PERU-CHILE:**

Al igual que en gran parte del mundo, el consumo energético de Chile y Perú ha crecido de manera sostenida durante las últimas décadas. Sin embargo, este crecimiento ha sido bastante más pronunciado en el caso chileno que en el peruano. Mientras entre 1980 y 2009 el consumo energético chileno prácticamente se triplicó, en el caso del Perú este se duplicó. El consumo eléctrico en ambos países también ha crecido significativamente durante el mismo período. De manera similar al consumo energético total, el crecimiento del consumo eléctrico ha sido más intenso en Chile que en Perú. Fenómenos similares se pueden observar desde una perspectiva individual. Si bien en ambos países el consumo eléctrico per cápita ha aumentado significativamente desde 1980, este crecimiento ha sido bastante más pronunciado en Chile. Sin embargo, si se compara el consumo eléctrico per cápita de ambos países con el promedio mundial, se aprecia que mientras Chile presenta cifras relativamente superiores, en Perú el consumo eléctrico por individuo está muy por debajo de los estándares globales. Esto en parte se debe a que mientras Chile presenta la más alta tasa de acceso a la electricidad en Sudamérica (98,5%), el Perú presenta una de las más bajas (85,7%). ( Uriarte , Gamio , de Bièvre y Claro, 2013)

Es un proyecto 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)



Figura N° 8 Sistema de Interconexión Regional Perú-Chile

Fuente: Consultora Deloitte

La interconexión Perú – Chile aprovechará parte de la nueva producción de energía eléctrica en las plantas eléctricas del Nudo Energético del Sur y la Reserva Fría de Ilo principalmente. La subestación Los Héroes de 220 kV, en Tacna, Perú, es la principal subestación más cercana a la frontera con Chile. Montalvo, una subestación de 500 kV / 220 kV Page es la principal subestación en el sur del Perú a la que se conectarán las nuevas plantas generadoras. Actualmente hay un circuito de 220 kV entre Montalvo y Los Héroes, y de ahora al 2018 se construirá un circuito más de 220 kV. La subestación Los Héroes, de 220 kV, será la subestación para la interconexión en Perú. ( Consultora Deloitte, 2016)

La interconexión Perú – Chile propuesta se realizará en la parte norte del sistema de potencia chileno, es decir, con el sistema SING. La Subestación de Parinacota, de 220 kV, en la provincial de Arica, es la principal subestación más cercana a la frontera peruana como se muestra en la Ilustración 7-2. Actualmente no hay una planta de generación importante en el área de Arica, salvo por algo de generación solar fotovoltaica y generación de diésel. Un circuito de 220 kV entre Parinacota y Cóndores sirve de línea troncal para esta área y una línea de transmisión de 110 kV sirve de respaldo. Se espera que haya una segunda línea de transmisión de 220 kV, Cóndores – Pozo Almonte – Parinacota, en servicio para 2018. La segunda línea de transmisión de 220 kV es vital para la interconexión Perú – Chile. La subestación Parinacota de 220 kV será la subestación para la interconexión del lado chileno. (Consultora Deloitte, 2016)

## **2.3 GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA**

### **2.3.1 OFERTA DE GENERACION:**

- A. GENERALIDADES:** Se denomina Oferta de generación de energía a la sumatoria de potencias efectivas de las centrales de generación de energía en condición de disponibilidad e indisponibilidad pertenecientes a un sistema eléctrico de potencia (Guevara, 2014)

La energía proviene de los recursos naturales conocidos como fuentes de energía primaria. Pueden ser renovables —agua (energía hídrica), calor de la tierra (geotermia), viento (energía eólica), sol (energía solar), energía de los océanos y de la biomasa— o no renovables —petróleo, gas natural y carbón mineral. La energía se produce a partir de los recursos naturales, gracias a un principio básico conocido como la primera ley de la termodinámica o principio de conservación de la energía, el que dice: “la energía no se crea ni se destruye, solo se transforma”. A partir de este principio, durante muchos años la humanidad ha logrado desarrollar tecnología que permite transformar la energía contenida en los recursos naturales en fuentes de energía secundaria, las cuales son utilizadas para el desarrollo de las actividades diarias de los seres humanos. Como fuentes de energía secundaria podemos mencionar: petróleos combustibles, alquitrán, diesel, gasoholes , gas natural licuado (GNL), electricidad, gas licuado de petróleo.(Sauma, 2016)

La oferta de energía eléctrica también depende de una serie de factores además del precio de la electricidad y de los combustibles. En particular, depende de la tecnología utilizada, la calidad de los recursos, la localización de los recursos, y la cultura organizacional, entre otros factores. Normalmente, se analiza la relación entre la oferta y el precio de la electricidad, asumiendo que todos los otros factores se mantienen constantes (supuesto de *Ceteris Paribus*). .(Sauma, 2016)

La producción de energía tiene asociados los siguientes riesgos corporativos:

- Riesgo de indisponibilidad en las centrales de generación, descrito como eventos internos o externos que afecten la operación de las centrales y que impacten su disponibilidad.
- Riesgo regulatorio, normativo y de cumplimiento, descrito como el incumplimiento o desconocimiento de las leyes, normas y/o regulación.
- Riesgo hídrico y de variabilidad del clima, descrito como la variabilidad climática e hidrológica que impacta negativamente la producción de energía de las centrales hidroeléctricas.

- Riesgo ambiental y social, descrito como la inadecuada gestión social y biofísica para contribuir a la sostenibilidad ambiental de la Empresa y de las áreas de influencia durante la construcción u operación de centrales de generación.

#### **B. OPERACIÓN DE LA GENERACION:**

Los sistemas eléctricos en el mundo en general se dividen en tres tipos, cada uno de estos tipos de sistemas eléctricos tiene sus propias características y maneras de operar debido a las particularidades de las tecnologías que los componen.

- Los sistemas de generación térmicamente puros , tal es el caso de Francia en el cual predominan las centrales nucleares de fisión.
- Sistemas hidráulicas que se componen de centrales hidráulicas, principalmente de embalses, como el sistema noruego.
- Sistemas hidrotérmicos, que son los sistemas que se componen tanto de centrales térmicas como centrales hidráulicas de embalse, como por ejemplo el sistema interconectado Norte Grande de Chile y el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú SEIN. (Silva Ortega, 2015)

Como el recurso hídrico es escaso e inconstante y existe un amplio rango de costos que pueden tener las centrales térmicas dependiendo del combustible que utilicen, nace la problemática de operar de forma óptima los sistemas hidrotérmicos. Esto no es trivial, ya que ante un futuro hidrológico incierto se puede cometer el error de utilizar toda el agua en el corto plazo y así tener costos baratos, pero correr el riesgo de que ante una sequía no haya agua embalsada y se deba operar sólo con centrales térmicas teniendo costos altísimos o incluso llegar a costo de falla. También se puede tener el otro extremo, que es no utilizar el agua embalsada y luego llegar a casos de vertimiento del agua embalsada en un escenario de muchas lluvias y así desperdiciar energía barata. (Silva Ortega, 2015)

Los sistemas hidrotérmicos están compuestos por centrales termoeléctricas e hidroeléctricas , donde cada uno de ellos produce energía , en la que de una manera colectiva abastecen a toda una región o un país del recurso eléctrico para satisfacer una demanda , por tal motivo resulta necesario la coordinación o despacho óptimo de

operación de las unidades generadoras , obteniendo un costo de operación mínimo y satisfaciendo de manera simultánea las restricciones cada unidad de generación de energía y de la totalidad del sistema eléctrico interconectado. (Pérez Reinoso, 2012)

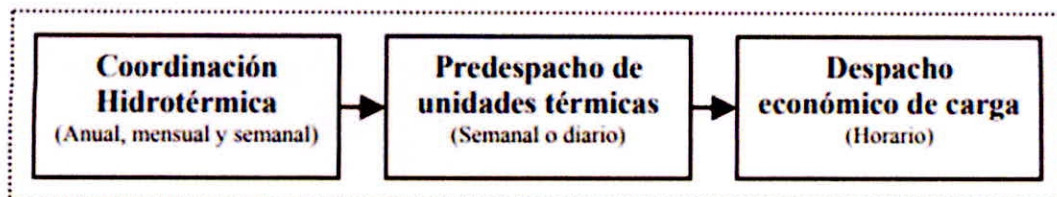


Figura N° 9 Descomposición jerárquica temporal de un sistema hidrotermico

Fuente: Pérez Reinoso (2012)

El desarrollo de los despachos económicos se basa en el análisis de los condicionamientos económicos que afectan a un determinado sistema eléctrico para definir la combinación óptima de generadores en un instante concreto para una demanda particular. En una primera aproximación a esta técnica, prescindiremos de los datos e influencia de la red, introduciéndolos más tarde de manera progresiva. El despacho económico consiste, por tanto, en que para una demanda dada consideramos qué generación tenemos (atendiendo o no a las pérdidas del sistema), declarando unos costes de producción de los generadores; y, a partir de ello, perseguimos la mejor configuración de la generación posible desde el punto de vista económico, independientemente de las empresas que haya detrás de esas centrales. Por todo ello, se trata de una optimización donde consideraremos que tenemos un nudo único dentro de la red al que inyectan energía una serie de generadores, que son absorbidas por unos demandantes. (Nuñez Jiménez, 2013)

El funcionamiento de un sistema eléctrico requiere una serie de operaciones o funciones de control cuyo número y complejidad dependerá de la dimensión del sistema y del grado de seguridad que quiera obtenerse. El despacho económico debe ser considerado como una función más a realizar dentro de un conjunto más amplio de operaciones, cuya misión es la de alcanzar la seguridad y calidad de servicio deseado con un mínimo de coste de generación y transporte. Aunque la finalidad última de las empresas es la obtención de unos beneficios, éstos siempre deberán pasar ineludiblemente por unos

condicionantes previos. Estos condicionantes son las siguientes: Seguridad y Confiabilidad del suministro y la calidad y economía del servicio .(Guevara, 2017)

La optimización es un proceso estático, en la cual, no es importante la variable tiempo. En la generación de origen hidráulico: es necesario considerar la disponibilidad de agua para la generación de cada central durante el intervalo de tiempo para el cual se realice el estudio; el proceso de optimización será dinámico y tendrá en cuenta la evolución de la demanda de potencia con el tiempo, de forma que la potencia asignada a cada central para satisfacer la demanda de potencia total no requiera una cantidad de agua superior a la disponible para generación de energía eléctrica. (Guevara,2017)

La demanda de potencia a lo largo de un día será variable, dependiendo esta variabilidad del día de la semana considerado, de la estación del año, e incluso de la ubicación geográfica en la que se halla situado el sistema. A pesar de estas matizaciones, la curva de carga presentará siempre unas características comunes; las puntas, llanos y valles; en la curva de la figura se puede distinguir un valor mínimo, la carga de base, y un valor máximo, la punta de carga. La selección de unidades que trabajan en paralelo durante un determinado intervalo de tiempo se realiza considerando el coste de operación y ciertos aspectos técnicos, como son las características de regulación o los límites de estabilidad. A los costos de operación, que incluyen costes de combustible, de mantenimiento y amortización de las instalaciones, hay que añadir el coste de arrancada y de parada que presenta cada unidad generadora. (Guevara,2017)

Cada tipo de central tendrá una zona o régimen de carga donde será más útil; de forma resumida el reparto de cargas de un sistema de potencia será atendido de la siguiente forma:

- La potencia base será atendida por unidades de regulación muy lenta, cuya potencia de salida se mantendrá sensiblemente constante y que presenten una gran producción de energía eléctrica; dentro de esta categoría se incluyen las centrales hidroeléctricas y las centrales térmicas convencionales.
- El exceso de demanda sobre la carga base puede ser atendida por unidades regulables, como pueden ser las centrales hidroeléctricas de embalse y, en caso de no existir una



generación suficiente de este tipo, por unidades térmicas de mediana potencia. Estas centrales son más regulables, aunque presentan el inconveniente de no ser grandes productoras de energía.

- Las puntas de carga serán alimentadas por unidades cuya regulación y puesta en marcha sea muy rápida; dentro de esta categoría se encuentran las mini centrales hidroeléctricas y las pequeñas unidades térmicas con turbina de gas. La potencia que pueden entregar estas unidades es inferior a las restantes.(Guevara , 2017)

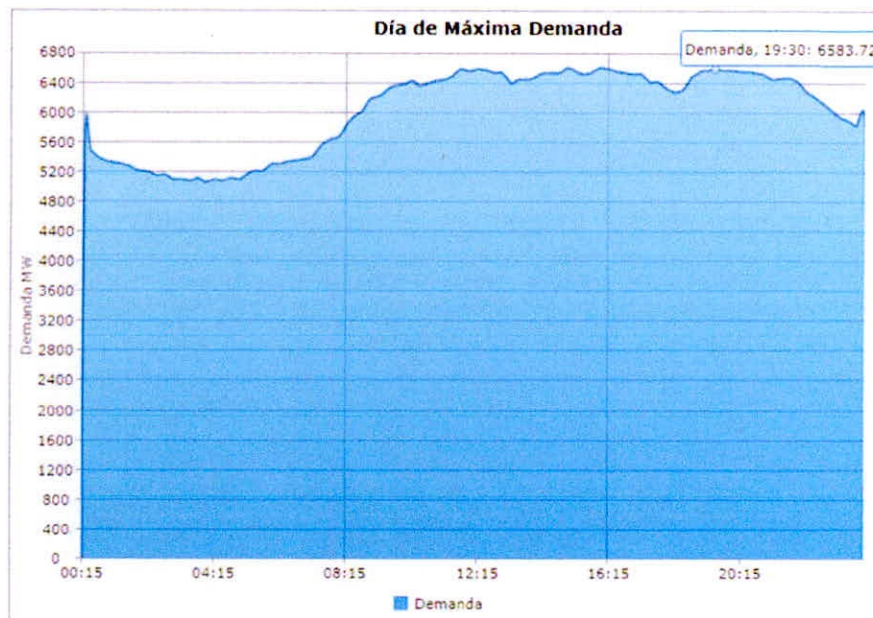


Figura N° 10 Diagrama de carga 07 de marzo del 2017 SEIN

Fuente: COES-SINAC

Para el despacho teórico, se toma el criterio de la teoría de costos marginales, en la cual se da un ordenamiento de las centrales de generación de energía en función de sus costos marginales de corto plazo o costos variables totales (CVT), según el siguiente ordenamiento:

- Centrales hidroeléctricas de pasada.
- Centrales hidroeléctricas de embalse o de regulación horaria, semanal, etc.
- Centrales Termoeléctricas con Ciclo Combinado con Gas Natural.

- Centrales Termoeléctricas de Ciclo Joule Brayton Simple Abierto MCI a Gas Natural.
- Centrales Termoeléctricas con Carbón
- Centrales Termoeléctricas con Petróleo Residual ( Ciclo Rankine)
- Centrales Termoeléctricas con M.C.I con Petróleo Diesel 2.
- Centrales Termoeléctricas con Ciclo Joule Brayton Simple Abierto con Petróleo Diesel 2.

Según la normatividad las Centrales con Recursos Energéticos Renovables no marginan y se ubican primero, antes del despacho que tienen las Centrales Termoeléctricas Las Centrales de Cogeneración según la normatividad tienen la prioridad en el despacho y no marginan. (Guevara, 2017)

El COES-SINAC toma en consideración algunas premisas para el balance oferta-demanda en el SEIN:

Generación termoeléctrica: Para la generación térmica existente y proyectada se considera que la potencia de la unidad termoeléctrica es afectada por un factor de indisponibilidad el cual se encuentra en un rango de 95% - 98%.

Generación hidroeléctrica: Para la generación hidroeléctrica existente y de proyectos se ha estimado el valor de la potencia que puede despachar en la hora punta en las épocas de avenida, estiaje y en máxima demanda, en función a datos históricos y al tipo de generación, es decir, se tenga embalse o no.

El aporte de la generación solar RER en hora punta se considera como nula. El aporte de la generación eólica RER en hora punta es un porcentaje de su potencia nominal. El aporte de la generación hidráulica RER en hora punta se considera; en avenida y máxima demanda el 100% de su potencia nominal y en estiaje, solo el 30% de su potencia nominal. El aporte de la generación biomasa en hora punta es considerada al 100% de su potencia nominal tanto para avenida, estiaje y máxima demanda. (Sánchez Quispe, 2012)

En todo el período de estimación se considera que la generación indisponible por mantenimientos en la hora de máxima demanda es el 10% de la demanda máxima (hora de punta) tanto en avenida, estiaje en máxima y mínima demanda. En base a registros

históricos de la máxima demanda mensual del SEIN, se ha estimado factores que relacionan la demanda representativa de la hora de punta en avenida y estiaje. Estos factores son:

- Factor avenida = 0.955 de la máxima demanda
- Factor estiaje = 0.963 de la máxima demanda. Estos factores también fueron utilizados para estimar la demanda por zonas en las épocas de avenida y estiaje. (Sánchez Quispe, 2012)

La demanda de potencia, a lo largo de un día es variable, dependiendo del día de la semana considerada, de la estación del año e incluso de la ubicación geográfica en la que se halla situado el sistema. A pesar de estas matizaciones, la curva de carga no varía mucho, presentando puntas y valles, y se puede distinguir un valor mínimo, la carga de base, y un valor máximo, la punta de carga. . (Sánchez Quispe, 2012)

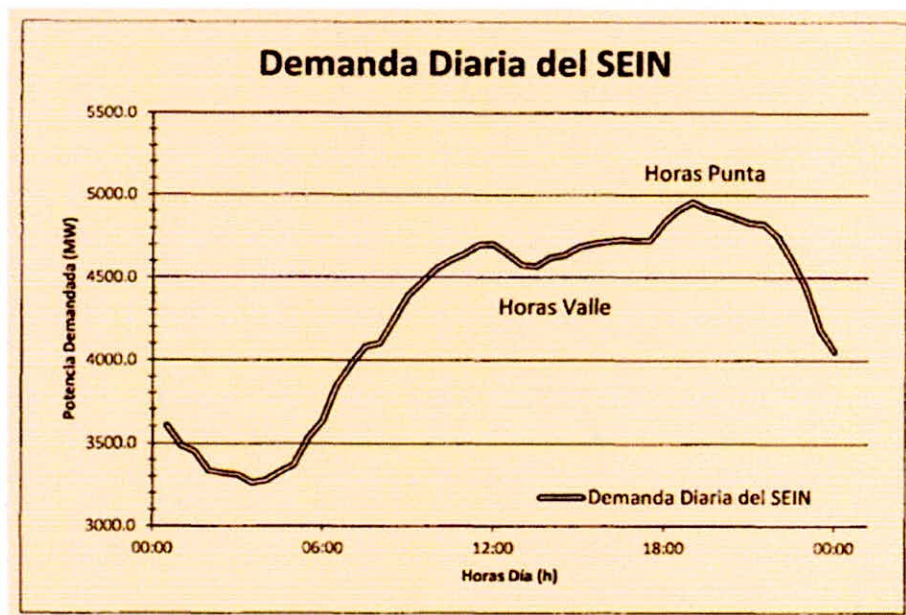


Figura N° 11 Diagrama de carga con bloques representativo SEIN

Fuente: COES-SINAC

Cada tipo de central tendrá una zona o régimen de carga donde será más útil, así de forma resumida el reparto de cargas de sistema de potencia será atendido de la siguiente forma:

- La potencia base será atendida por unidades de regulación muy lenta, cuya potencia de salida se mantendrá sensiblemente constante y que presenten una gran producción de energía eléctrica; dentro de esta categoría se incluyen las centrales térmicas convencionales.
- El exceso de demanda sobre la carga base puede ser atendida por unidades regulables, como pueden ser las centrales hidroeléctricas y, en caso de no existir una generación suficiente de este tipo, por unidades térmicas, estas centrales son más regulables, aunque presentan el inconveniente de no ser grandes productoras de energía.
- Las puntas de carga serán alimentadas por unidades cuya regulación y puesta en marcha sea muy rápida; dentro de esta categoría se encuentran las mini centrales hidroeléctricas y las unidades térmicas con turbina de gas, la potencia que pueden entregar estas unidades es inferior a las restantes. (Sánchez Quispe, 2012)

Cuanto más regulable sea una central, menos potencia puede entregar, así las grandes centrales térmicas no son regulables, y en cambio las pequeñas turbinas de gas alcanzan el sincronismo en poco tiempo. Por lo que se recomienda mantener una cierta generación de RRE; es decir, que la potencia total disponible sea en todo momento superior a la demanda de carga prevista, así se evitarán cortes de suministro del todo indeseados. (Sánchez Quispe, 2012)

### C. POTENCIAS CARACTERISTICAS DE LA GENERACION DE ENERGIA:

- Potencia Instalada ( $P_i$ ):  
Es aquella potencia relacionada a la capacidad de diseño, tal como ha sido concebida la central de energía. Generalmente la Potencia Instalada no se alcanza durante la operación. La potencia instalada es igual a la potencia nominal de la unidad de generación del Sistema Eléctrico. Este valor es considerado para el análisis de la evolución del parque generador. (Sector Electricidad ,2014)
- Potencia Efectiva ( $P_e$ ):

Es aquella potencia máxima que realmente puede desarrollar una central de energía, la cuál ha sido certificada por órganos competentes. En este el COES realiza los estudios de Potencia Efectiva anualmente, la cual se declara ante el Osinergmin, para los estudios de determinación los precios de potencia y energía. Es el rendimiento real al que operan las centrales. Esto se basa en pruebas de potencia efectiva realizado a ciertos estándares donde se le exige la maquina su máxima potencia. Este valor de potencia es considerado como insumo en los despacho diarios de energía como el valor máximo de la máquina. (Sector Electricidad ,2014)

- Potencia Firme ( $P_f$ ):

Es la potencia máxima que podría generar una unidad de generación con un alto nivel de seguridad (dependiendo si es hidroeléctrico o térmico). Este valor es calculado de manera mensual, es la potencia efectiva afecta de una probabilidad de indisponibilidades de generación y es el valor bajo al cual se remunera la potencia del parque generador del sistema. (Sector Electricidad ,2014)

Se cumple que:

$$P_i > P_e > P_f$$

### 2.3.2 TIPOS DE CENTRALES DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA:

#### A. CENTRALES HIDROELECTRICAS:

- Es una planta de generación de energía eléctrica basada en el aprovechamiento hídrico, es decir utiliza la energía potencial del agua proveniente de los ríos, lagos y lagunas para convertirla primeramente en energía mecánica y luego en eléctrica. Para el aprovechamiento se dispone de un sistema de captación de agua, conformado por un conjunto de obras civiles y dispositivos electromecánicos, que provocan y/o generan un desnivel que origina, a su vez, una cierta energía potencial que será aprovechada. El paso del agua por la turbina, elemento fundamental de esta instalación, desarrolla en la misma un movimiento giratorio que acciona un alternador y produce la corriente eléctrica deseada, que luego se transportará a los centros de consumo mediante redes eléctricas. (Cáceres Vergara, 2006)
- Las Centrales Hidroeléctricas con embalse de regulación, permiten un almacenamiento de una cantidad apreciable de agua que se aprovecha posteriormente por la central en

la forma más conveniente, permitiendo optimizar la generación. Los embalses en estas centrales permiten la regulación del caudal mensual y anual. En el Perú , un caso concreto de CH de embalse de regulación es la CH de Huinco de 270 MW de Potencia instalada , 267.83 MW de potencia efectiva ubicada en la provincia de Huarochirí , departamento de Lima, alimentada por 4 turbinas Pelton alimentada por el Rio Santa Eulalia y por el reservorio de Sheque (430,000 m3) (Cáceres Vergara,2006)



Figura N° 12 Central Hidroeléctrica de HUINCO

Fuente: ENEL GENERACION-PERU

- Centrales Hidroeléctricas de pasada, utilizan el caudal de un río, tal y cual éste se encuentre, siendo prácticamente insignificante el período de llenado de su propio embalse por las aportaciones hidráulicas, también se le llama central de agua fluyente. Cahua es una central hidroeléctrica de pasada que aprovecha las aguas del río Pativilca. La central fue automatizada a fines del 2014, por lo que es operada de manera remota desde el centro de control en Lima. Durante los años 2013 y 2014 se realizó un Overhaul, enfocado en reducir la tasa de fallas y, por consiguiente el costo de operación. Así, se diagnosticó la condición de los equipos más importantes, con el fin de buscar la eficacia y eficiencia de los mismos. Cuenta con 48 MW de Potencia instalada , 45.83 MW de potencia efectiva ubicada en la provincia de Cajatambo , departamento de Lima, alimentada por 2 turbinas Francia eje vertical alimentada por el Rio Pativilca (Cáceres Vergara,2006)

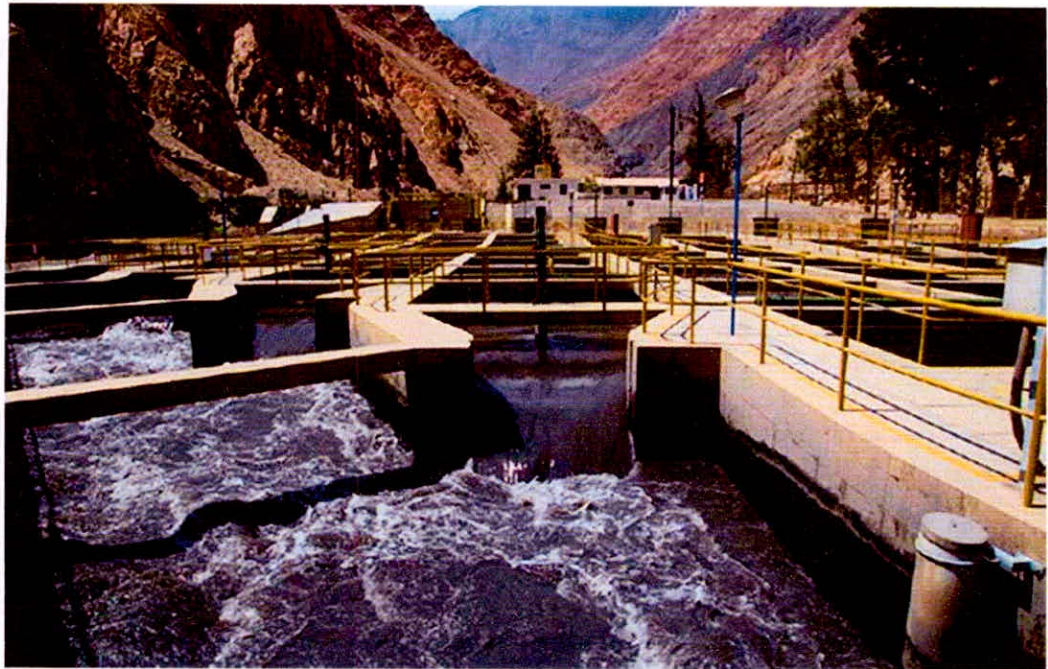


Figura N° 13 Central Hidroeléctrica de CAHUA

Fuente: STRAKTAF PERU

- Dentro de los indicadores más relevantes de las centrales hidroeléctricas tenemos el Factor de Planta medio, el cual mide el grado de utilización de la capacidad efectiva de una central de generación eléctrica.

$$\text{Factor de Planta} = \frac{\text{Energía generada al año}}{\text{Potencia Efectiva} * \text{Horas anuales}} \dots (1)$$

- El Rendimiento específico es un Indicador Técnico que compara la Potencia Efectiva por el caudal Turbinable en una Central Hidroeléctrica. Cuan más alto sea el valor del Rendimiento específico, se puede afirmar que la Central es mucho más eficiente en la generación de energía por recurso utilizado.

$$\text{Rendimiento Especifico} = \text{Potencia Efect.} * \text{Caudal Turbinable} \dots (2)$$

## B. CENTRALES TERMOELECTRICAS:

- Una central termoeléctrica es aquella en la que mediante la combustión de un combustible (líquido, sólido o gaseoso) con un agente oxidante, permite la generación de un fluido primario (gases de la combustión) o fluido secundario (vapor sobrecalentado) los cuales generan energía mecánica que permite accionar un generador eléctrico. (Pérez Reinoso, 2011)
- Una central termoeléctrica con Ciclo Rankine . También conocidas como Centrales a Vapor, y operan en conjunto una turbina de vapor, condensador ( o aerocondensador) , desareador , sistemas de bombeo de agua y un generador de vapor acuotubular o un generador de vapor recuperador de calor (HRSG o GVRC). Son de gran capacidad y utilizadas como central de generación de base, utilizan como combustible: carbón mineral, combustible líquido como el petróleo R500, bagazo y los residuos sólidos urbanos. Su eficiencia como ciclo simple esta en promedio a 36%, alcanzando valores de hasta 40 % en función a los arreglos o adición de componentes tal como regeneradores, recalentadores, etc. Se caracterizan porque son de lento arranque, necesitan un alto torque y tiempo para estabilizar su operación, tienen alta relación espacio/peso, son muy pesadas, presentan un problema referido al agua durante su operación. Su operación consiste en la generación de vapor sobrecalentado dentro de un generador de vapor, posteriormente el vapor a alta velocidad ingresa a una turbina de vapor de condensación o de contrapresión, donde su energía cinética se transforma en energía mecánica de rotación accionando un generador eléctrico. Posteriormente el vapor húmedo se condensa, continuando el ciclo. (Guevara,2017)

La Central Termoeléctrica de San Nicolás conformada por 3 unidades que operan con Petróleo Residual 500 a través de un ciclo Rankine con sobrecalentamiento y regenerativo de 19 , 18.2 y 27.8 MW de Potencia Efectiva, de propiedad de SCHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A ubicada en Marcona. Se caracteriza porque sus condensadores son enfriados con agua de mar.





Figura N° 14 Central Termoeléctrica de San Nicolas

Fuente: SCHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A

- Centrales Termoeléctricas con Ciclo Joule Brayton, son aquellas Centrales Termoeléctricas que se caracterizan por estar conformadas por una turbina de gas como motor primo, además de un compresor de aire y una cámara de combustión en operación como Ciclo Simple Abierto, pudiendo ser de mono o doble eje. Se le emplean generalmente para cubrir las cargas pico o punta( un promedio de horas de operación de 1,000 a 2,000 horas/año) de un sistema de generación debido a su rápido arranque, frecuentemente hasta por control remoto y funcionamiento fiable con un amplio intervalo de cargas. Se construyen en unidades compactas pequeñas (100 KW) hasta potencias de 200 MW, son de menor relación peso/tamaño, bajo costo unitario de inversión, fáciles de transportar en bloque y requieren menores tiempos para su montaje( 1 año para una Turbogas de 200 MW). Su combustible por naturaleza es el Gas Natural. Su rendimiento en promedio es superior a 37 % y ha mejorado con un incremento de la temperatura de entrada de los gases de la combustión en la turbina de gas desde 1,100°C a 1,450°C , y por los nuevos materiales utilizados en las alabes de las turbinas de gas y los sistemas de refrigeración. (Guevara ,2017)

La Central Termoeléctrica Las Flores de KALLPA (ubicada en la localidad de Chilca) de 196.8 MW de Potencia Efectiva que opera con un Ciclo Joule Brayton Simple Abierto, con 198 MW de Potencia efectiva y opera con gas natural como combustible.



Figura N° 15 Central Termoeléctrica Las Flores

Fuente: KALLPA GENERACION

- Centrales termoeléctricas con MCI , utilizan un motor de combustión interna alternativo como motor primo, se caracterizan por que tienen rápido arranque y pueden variar su carga con rapidez y regulan su estabilidad en poco periodo de tiempo , se les utiliza debido a su alto costo de operación como Centrales de Punta. Pueden operar con Gas Natural o GLP con Ciclo OTTO con encendido por explosión o con un Biodiesel o Petróleo R-6 con Ciclo Diesel con encendido por compresión. Generalmente el motor primo es sobrealimentado llegando a eficiencias del orden del 50% , y en Ciclo Simple con 32% para MCI Ciclo Diesel y 27% para MCI Ciclo Otto. En el Perú se cuenta con una Central con MCIA que opera con RSU. (Guevara,2017)

En caso muy especial son los grupos electrógenos, el cual es una máquina que mueve un generador eléctrico a través de un motor de combustión interna. Comúnmente utilizados cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica o cuando son frecuentes los cortes en el suministro eléctrico. Así mismo, la legislación de los diferentes países pueden obligar a instalar un grupo electrógeno en lugares en los que

una Potencia Efectiva Total de 856 MW , entro en operación al SEIN en agosto del 2012. (Consta de 1 Ciclo Superior compuesto por 3 Ciclos Joule Brayton Simples Abiertos de 174.4, 193.5 y 197.8 MW respectivamente acoplados a un Ciclo Inferior compuesto por un Ciclo Rankine Simple con Sobrecalentamiento de 285 MW)



Figura N° 17 Central Termoeléctrica Ciclo Combinado de KALLPA

Fuente: KALLPA GENERACION

- Dentro de los Indicadores relevantes de las Centrales termoeléctricas tenemos el HEAT RATE , conocido también como TASA DE CALOR o CONSUMO ESPECIFICO EFECTIVO, es un Indicador de eficiencia para una Central Termoeléctrica y compara las unidades de combustible consumido por hora para generar una unidad de potencia efectiva a plena carga. Este Indicador permite comparar entre Centrales Termoeléctricas que tienen una misma tecnología de generación y que consumen el mismo combustible. Por ejemplo: La Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8 de 188.2 MW tiene un Heat Rate de 10.323 MMBTU/MWh

$$\text{Consumo de Combustible} = \text{HEAT RATE} * \text{Potencia Efectiva} \dots \dots \dots (3)$$

El Costo Variable total , los costos marginales se calculan a partir de los costos variables relacionados directamente con la energía producida por cada unidad termoeléctrica.

Los costos variables se descomponen en Costos Variables Combustible (CVC) y Costos Variables No Combustible (CVNC).

El Costo Variable Combustible (CVC) conocido también como Costo Incremental o Costo de Operación, el cual representa el costo asociado de la unidad termoeléctrica para producir una unidad de energía. Dicho costo se determina como el producto del consumo específico de la unidad (por ejemplo, para una TG que utiliza Diesel N° 2 como combustible, el consumo específico se expresa en kg/kWh) por el costo del combustible (por ejemplo, para el Diesel N° 2 dicho costo está dado en US\$/Ton), y viene expresado en US\$/MWh o mils/kWh

$$CVT = CVC + CVNC \dots \dots (4)$$

La Indisponibilidad, es el Estado de una unidad de generación termoeléctrica cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado con la unidad de generación.

$$\text{Factor de Disponibilidad} = 1 - \text{Factor de Indisponibilidad} \dots \dots (5)$$

$$\text{Factor de Indisponibilidad} = \frac{N^{\circ} \text{ de } \frac{\text{horas}}{\text{año}} \text{ de indisponibilidad}}{8760 \text{ horas/año}} \dots \dots (6)$$

La curva de costos de una central termoeléctrica es la siguiente:

$$C(P) = a + b * P_g + c * P_g^2 \dots \dots (7)$$

### C. CENTRALES DE RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES:

- El presente Decreto Legislativo 1002 -2009 MINEM 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. Se denomina Energía Renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa

cantidad de energía que contienen o por ser capaces de regenerarse por medios naturales. En consideración su grado de desarrollo tecnológico y a su nivel de penetración en la matriz energética de los países, las Energías Renovables se clasifican en Energías Renovables Convencionales y Energías Renovables No Convencionales. Dentro de las primeras se considera a las grandes centrales hidroeléctricas; mientras que dentro de las segundas se ubica a las generadoras eólicas, solares fotovoltaicas, solares térmicas, geotérmicas, mareomotrices, de biomasa y las pequeñas hidroeléctricas de hasta 20 MW de potencia instalada.(OSINERGMIN, 2017)

- Los sistemas de aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica utilizan la célula fotovoltaica y transforman directamente la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua. El efecto fotovoltaico es la producción de una fuerza electromotriz en un material semiconductor como consecuencia de la absorción de radiación luminosa, en el cual se han creado artificialmente dos regiones, la tipo P que contiene "huecos" cargados positivamente y la tipo N, que contiene electrones adicionales. La unión de estos materiales P y N al ser expuesta a la luz genera un campo electrostático constante, lo que produce un movimiento de electrones (corriente continua) que fluyen al cerrar el circuito con una carga externa. Normalmente, las celdas fotovoltaicas que se producen en el mundo se fabrican a base de silicio principalmente. El rendimiento de estas celdas es del orden de entre 15 y 25%, es decir, que sólo una pequeña parte de la energía luminosa se aprovecha realmente en forma de energía eléctrica, este rendimiento es menor cuanto más alta es la temperatura. (López Satow,2009)

Las Empresas T-Solar y Solarpack han desarrollado conjuntamente cinco centrales fotovoltaicas de 20 MW instalados y 16 MW efectivos cada una en Perú, CS Majes FV, Tacna FV, Repartición FV, Panamericana FV y la CS Moquegua FV de 16 MW. Con estas instalaciones pretenden atender el contrato de suministro de 173 GWh anuales de electricidad fotovoltaica que el Gobierno peruano les ha adjudicado para un periodo de veinte años tal como se acordó en la 1 y 2° Subasta de RER del Perú. (Guevara,2017)



Figura N° 18 Montaje de "Paneles FV Central Fotovoltaica RUBI de 144 MW

Fuente: ENER GREEN POWER PERU

- Las centrales eólicas

Un generador eólico es una máquina capaz de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica. Según el uso que se le dará a esa energía mecánica, se pueden dividir en dos tipos: los aerogeneradores que utilizan esa energía mecánica para el accionamiento de un generador eléctrico y así generar electricidad, o los aeromotores que utilizan directamente esa energía mecánica para el accionamiento de una máquina. La generación de energía eléctrica es el uso de la energía eólica más importante hoy en día. En un aerogenerador se producen varios cambios de energía: la energía cinética del viento que se convierte a energía mecánica por medio del rotor, y la energía mecánica que se convierte en energía eléctrica por medio del generador. Los rotores de tres palas tienen velocidades de rotación relativamente bajas, lo son también las de punta de pala, constituyendo una gran ventaja respecto a los monopalas y bipalas debido a la reducción en el nivel de ruido que esto conlleva. Asimismo, de manera diferente a las hélices mono y bipalas, las de tres palas gozan de una gran aceptación pública en cuanto al impacto visual que ocasionan, llegando (San Román, 2013)

El Perú cuenta en operación con las Centrales Eólicas de: Talara (30 MW), Cupisnique (80 MW), Marcona (32 MW) y la CE Tres Hermanas (90 MW) . Se cuenta con un ratio de inversión de 198' millones de dólares por 90 MW generados. (Guevara, 2017)



Figura N° 19 Central Eólica Wayra 126 MW

Fuente: ENER GREEN POWER PERU

- LAS centrales RSU:

La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal que a su vez es desencadenante de la cadena biológica. Mediante la fotosíntesis las plantas que contienen clorofila, transforman el dióxido de carbono y el agua de productos minerales sin valor energético, en materiales orgánicos con alto contenido energético y a su vez sirven de alimento a otros seres vivos. Mediante estos procesos, la biomasa almacena a corto plazo la energía solar en forma de carbono. La energía almacenada en el proceso fotosintético puede ser posteriormente transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes de origen vegetal, liberando de nuevo el dióxido de carbono almacenado. En el sector agroindustrial, específicamente la industria de la caña de azúcar, se ha establecido la presencia de un gran potencial de generación de electricidad a partir del bagazo de la caña y la cascarilla de arroz. (OSINEGMIN, 2017)

La Central Termoeléctrica de RSU de Huaycoloro de propiedad de PETRAMAS (Lima) que opera con 3 MCIA con una Potencia Efectiva Total de 4.8 MW, utiliza como combustible

gas metano obtenido de Residuos Sólidos Urbanos, es la primera central de energía en la Costa del Pacífico Sur que opera con esta tecnología desde octubre del 2011. Esta empresa está certificada como un Proyecto MDL (Mecanismos de Desarrollo Limpio)



Figura N° 20 Central RSU Huaycoloro

Fuente: PETRAMAS

### 2.3.3 RESERVA DE GENERACION:

Se conoce como Reserva de generación a la diferencia disponible de generación de energía comprendida entre las centrales en condición de disponibilidad fría o rodante, obtenido de la diferencia de la oferta de generación y la demanda de un sistema eléctrico. La disponibilidad de una reserva en el sistema depende de la capacidad de respuesta de cada planta a los cambios de carga. Las plantas hidráulicas reaccionan rápidamente, mientras que las térmicas son mucho más lentas, por esta razón se hace necesario clasificar los posibles tipos de reserva con que el sistema debe contar para satisfacer las necesidades que se puedan presentar. Una de las garantías de seguridad de la operación de un sistema eléctrico interconectado es que su margen de reserva de generación (generación efectiva disponible menos demanda), sea suficiente para cubrir contingencias y condiciones operativas adversas. (Palomino & Pumay, 2013)



La Reserva rodante de energía es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles 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 RRE 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 RRE, que se proporcionan se calcula utilizando diferentes criterios como deterministas, probabilísticos, etc. (Sánchez Quispe,2012)

Determinar objetiva y analíticamente, el valor económico que mejor se adecue a la Reserva rodante de energía (RRE) requerida para Reserva primaria de frecuencia(RPF) es un tema que a la fecha no se ha justificado completamente. Se puede llegar a indicar que no existe un procedimiento práctico, formal, objetivo y realizable- que justifique claramente la derivación del nivel económicamente óptimo de reserva requerida para un sistema. En la práctica, ha sido más la experiencia técnica de la industria la que ha dominado la determinación de la RRE para RPF. En principio la determinación de la RRE destinada a la RPF debe incluir, además de las consideraciones técnicas, las económicas; el nivel adecuado de reserva que corresponde en teoría, al punto en el cual, el costo marginal de proveer un incremento de reserva igual a la utilidad marginal de la demanda de tener dicho servicio. En términos de costos corresponde al punto en el que se minimiza el costo total, representado en el costo de proveer el servicio más el beneficio, costo. ( Sánchez Quispe,2012)

#### **2.3.4 SOBREFERTA DE GENERACION:**

Se denomina sobre oferta de generación o superávit de generación de energía eléctrica al exceso de reserva disponible presente en un sistema eléctrico, tal que la demanda del sistema es satisfecha teniendo en cuenta un margen de reserva definido por cada país ,

para el caso peruano conoce como reserva firme objetivo con un valor de 33 % para el periodo 2013-2017. ( Pontificia Universidad Católica de Chile, 2015)

La sobreoferta de generación de electricidad depende básicamente de la presencia de centrales de generación en calidad de disponibilidad en una determinada área geográfica, para lo cual debe existir además la aparenta tecnológica de transmisión para su adecuado flujo. La sobreoferta de generación debe estar garantizada por los recursos energéticos tal como agua con capacidad de almacenamiento, combustibles con suministro garantizado y un adecuado factor de planta para los recursos energéticos renovables. Normalmente, se analiza la relación entre la oferta y el precio de la electricidad, asumiendo que todos los otros factores se mantienen constantes (supuesto de Ceteris Paribus). (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2015)

#### **2.3.4 EQUILIBRIO ENTRE LA OFERTA Y LA DEMANDA:**

La frecuencia de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el equilibrio entre generación y carga o también el balance entre la oferta y la demanda. En régimen permanente, todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo; es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos multiplicada por el número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema. Mientras persiste el régimen permanente, el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada generador síncrono es igual, descontando las pérdidas. Si en un momento dado aumenta la carga, es decir la potencia eléctrica demandada en el sistema, entonces aumenta el par electromagnético en los generadores, estos comienzan a frenarse, y la frecuencia eléctrica disminuye progresivamente.(Sánchez Quispe,2012)

Otra forma de considerar esta dependencia es en términos de balance energético. Mientras un sistema opera en régimen permanente, la potencia mecánica entrante al sistema desde las turbinas es igual a la potencia eléctrica consumida por las cargas, descontando las pérdidas. Esta relación se muestra gráficamente en la Figura 2.2, si aumenta la potencia eléctrica consumida por las cargas, pero la potencia mecánica aportada por las turbinas permanece constante, el incremento de demanda solo puede

obtenerse de la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas. La reducción de la energía cinética en los generadores síncronos equivale a la disminución de su velocidad de giro, de modo que cae la frecuencia eléctrica del sistema. (Sánchez Quispe, 2012)

El exceso de generación eléctrica ha puesto en aprietos a las empresas del sector, a tal punto que hoy están en la búsqueda de inversionistas para transferir sus operaciones. Los bajos precios que hoy prevalecen en la industria por la sobreoferta de energía han generado, en algunas compañías, la necesidad de vender, ya sea con el fin de recuperar algo del capital invertido o con el de encontrar un inversionista que pueda culminar sus proyectos. Así tenemos que la potencia instalada es cercana a los 12.775 megavatios (MW); sin embargo, la demanda máxima mensual solo llega a los 6.401 MW. La situación de este sector ha representado una buena oportunidad para los fondos de inversión, producto de los precios a los que se están negociando las compañías. (El Comercio, 2017)

#### **2.3.5 COSTOS DE OPERACIÓN DE LA GENERACION DE ENERGIA:**

El sistema de "Costo Total" calcula el costo de un producto sumando todos los tipos de costos fijos y variables en que se incurren para producir un bien o servicio. En este sistema los costos fijos forman parte del costo de un producto distribuyendo los costos fijos en los productos producidos lo que hace variar el costo de un producto de acuerdo al volumen de producción del mismo, generando sobre valuaciones o sub valuaciones de los mismos. El sistema de "Costo Marginal" consiste en la utilización únicamente del costo variable de producción para el cálculo de los costos de los productos. Esto nos asegura que se evalúe únicamente el costo de producción del artículo evitando cargarle costos fijos y la inapropiada distribución de éstos según el nivel de producción. De esta manera se consigue poner a todos los productos y líneas de producción en igualdad para poder compararlas y ver cuál aporta un margen de contribución más alto para cubrir los gastos fijos, y una vez cubiertos generar utilidades, en definitiva cuál es más competitiva.(Pablo Larocca,2014)

El cálculo de los costos marginales está basado en principios y criterios económicos, incluyendo un análisis de costos de energía eléctrica de datos no contables, es decir, de aspectos técnicos que conforman el sector eléctrico. Existen dos tipos de costos marginales: el costo marginal de energía y el costo marginal de potencia o capacidad. El costo marginal se encuentra compuesto por un componente variable y por un componente fijo, tanto los costos de energía como de potencia se pueden obtener para la operación a corto plazo como a largo plazo. El componente principal de los costos marginales de corto plazo son los combustibles utilizados, pero también dependen de la eficiencia de las plantas generadoras y de la estructura del parque generador. Los costos marginales de corto plazo se pueden proyectar en el mediano y largo plazo, simulando la operación del parque de generación y haciendo proyecciones de demanda y precios de combustibles. (Castañeda Sanchez,2012)

Los costos marginales de corto plazo de energía son aquellos en los que incurre el sistema eléctrico para producir una unidad adicional de energía en un momento específico con el parque de generación existente (\$/kWh). Por esta razón los costos marginales de corto plazo tienen valores diferentes para distintas regiones del sistema eléctrico, también presentan variaciones según el periodo estacional a lo largo del año y variaciones horarias a lo largo del día. El valor que tomen estos costos estará en función a la demanda de los consumidores y varían de manera proporcional al aumento de la demanda. (Castañeda Sanchez,2012)

El costo marginal de capacidad es aquel en el que incurre el sistema en el incremento de su capacidad para cubrir una unidad de demanda adicional (\$/kW). Se calcula considerando las inversiones necesarias para la expansión del sistema como las de su operación y mantenimiento, en las diversas fases del proceso para el suministro de energía eléctrica (generación, transmisión y distribución). El costo marginal de largo plazo considera el costo marginal de energía y el de capacidad, el costo marginal de largo plazo permite evaluar el desarrollo de las capacidades productivas de la industria eléctrica, y este costo se utiliza para el diseño de las tarifas eléctricas que definen el precio que deben pagar los usuarios por el suministro de energía eléctrica (Castañeda Sanchez,2012)

Con la introducción de competencia en la industria eléctrica, los mercados de energía han tenido un auge importante. Un mercado de energía existe cuando hay un grupo de vendedores que ofrecen su producción de energía y un grupo de compradores interesados en la compra de dicha energía. En los últimos años las empresas eléctricas de muchos países han experimentado un cambio importante en su estructura. Estas nuevas estructuras permiten tener mayor apertura y flexibilidad para compradores y vendedores e incluso influyen de manera importante en la operación y confiabilidad del sistema eléctrico . Los mecanismos de compra/venta de electricidad deben ir acompañados de estrategias o acciones para mantener la confiabilidad y continuidad de los servicios eléctricos. (Larez Córdova ,2003)

El precio del mercado (PM) es el costo al que se va a vender y/o comprar la energía. Este PM puede ser influenciado por diversos factores, lo que resulta como volatilidad del precio. Una de las ventajas de la industria eléctrica regulada es la estabilidad del precio, donde los vendedores y compradores conocen el precio de la energía y pueden depender de precios estables porque no varían rápidamente y son previsibles. En contraste, en un mercado competitivo, los precios fluctúan dependiendo de las condiciones del mercado y a menudo por razones inexplicables, como sucede en el mercado de valores. (Larez Córdova ,2003)

En un mercado de energía pueden existir convenios a corto, mediano y largo, plazo. En los convenios a largo plazo se establecen acuerdos de capacidad disponible (Mw), cantidad de energía (Mwh), precio, período y horario. Este tipo de acuerdo puede ser atractivo para las partes involucradas ya que asegura parte del requerimiento de la parte compradora y coloca parte de los recursos de producción de la parte vendedora. El riesgo está en el acuerdo sobre el precio, pero en general, bastaría especificar un precio atractivo, con beneficios tangibles para ambas partes para lograr un buen acuerdo. (Larez Córdova ,2003)

La red de transmisión es el medio primordial para materializar las transacciones de compra/venta de energía en el mercado. Para mantener la eficiencia en el uso de las

redes de transporte, es importante que los centros de generación y demanda se ubiquen en lugares estratégicos. Esto es complicado por el hecho de que en un mercado competitivo existen muchos vendedores y compradores de energía, los cuales no necesariamente están en lugares estratégicos, lo cual hace que la seguridad del sistema de transmisión se vea afectada por el flujo de potencia a través de la red. Cada línea de transmisión, transformador y cualquier otro equipo en el sistema de potencia tiene una cierta capacidad. Usualmente, la capacidad para cualquier ruta de transmisión está definida por la capacidad máxima del equipo que sostiene la mínima carga de todos los equipos utilizados en una trayectoria de transmisión. Asimismo, existe un límite en la red de transmisión derivado de condiciones del sistema, el cual puede ser mucho menor. Las limitaciones usuales dependen del voltaje, la seguridad y la estabilidad del sistema. (Larez Córdova, 2003)

## **2.4 PRINCIPALES PROYECTOS ENERGETICOS QUE INFLUYEN EN LA SOBRESERVIDA DE GENERACION EN EL PERU.**

### **2.4.1 RESERVA FRIA DE ILO:**

Reserva fría es la capacidad de reserva de generación que puede entrar en operación ante una contingencia en el sistema en unos pocos minutos.

La central posee 460 MW y tendrá como función asegurar la disponibilidad de potencia y energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ante situaciones de emergencia en el abastecimiento del servicio eléctrico.

La Central Reserva Fría de Generación en Ilo posee tres unidades de generación de Ciclo Simple que utilizan combustible dual con fuel-oil en su primera etapa. La central está diseñada para cambiar a gas natural y convertirse a Ciclo Combinado, cuando este recurso llegue al sur. La Central de Reserva Fría fue contratada inicialmente para generar 460 MW, según el contrato de concesión firmado entre ENGIE y el Ministerio de Energía y Minas en enero de 2011. Sin embargo, la planta podría generar hasta aproximadamente 560 MW. Frente a ello, ENGIE ha presentado una Iniciativa Privada ante PROINVERSIÓN para añadir esos 100 MW adicionales -a través de un nuevo proceso de concesión- en anticipación al aumento en la demanda prevista de energía, la que se proyecta que aumentará de 900 MW a 2,500 MW en el 2020. (ENGIE, 2018)



Figura N° 21 Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Ilo

Fuente: ENGIE

#### 2.4.2 NODO ENERGETICO DEL SUR:

El proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú”, consiste en la construcción de dos plantas termoeléctricas de 500 MW +/- hasta 20% de capacidad cada una, como parte del requerimiento total de generación de hasta 2,000 MW; las que están ubicadas en la costa sur del Perú. Para ello, se han construido dos centrales térmicas de mas de 700 MW cada una, las mismas que están ubicadas en Mollendo e Ilo. Asimismo, la fecha de puesta en marcha de operación comercial de estas centrales en cada ciudad se realizaron en Mayo 2016 y Marzo 2017, respectivamente.

El Proyecto tiene una capacidad de 1000 MW, de Ciclo Simple, Dual (Diesel B5 y Gas Natural) instalado en dos centrales termoeléctricas, las cuales en una primera etapa operarán con Diesel B5, para luego utilizar gas natural una vez que este recurso esté disponible en la zona sur del país. Dentro de sus beneficios tenemos: Reforzamiento de la seguridad energética del país, desconcentración de la generación eléctrica y mayor confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, Industrialización y mejora de la competitividad de las industrias en el sur del país e Incremento de la generación térmica del país. Las centrales del Nodo Energético del Sur son : Central Termoeléctrica de Ilo de

735 MW de Potencia Instalada y la Central Termoeléctrica de Puerto Bravo de 720 MW de Potencia instalada. (Pro inversión, 2017)

### 2.4.3 GASODUCTO SUR DEL PERU:

El gasoducto Sur Peruano es un proyecto que planea construir un gasoducto en el sur del Perú. El inicio de operación estará en el 2018 en el cual 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 El sistema recorrerá 1,134 kilómetros. Llega hasta Urcos. Desde Urcos luego se dirige a Mollendo. Por último llega a Ilo. La troncal del sistema se inicia en el distrito de Urcos, en la región Cusco, y recorre el sur del país hasta la central térmica de Ilo, ubicada en la región Moquegua, pasando por Mollendo para abastecer la central térmica de Mollendo. De esta troncal, salen los Gasoductos Regionales, que son los Sistemas de Transporte para suministro de Gas Natural que van hacia las regiones de Apurímac, Cusco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna. (Odebrecht , 2017)

#### La ruta del Gasoducto Sur Peruano



Figura N° 22 Gasoducto sur del Perú.

Fuente: Pro Inversión



# **CAPITULO III**

## **MATERIAL Y METODOS**

### 3.1 MATERIALES.

#### 3.1.1 PARQUE DE GENERACION DE ENERGIA DEL PERU:

- OFERTA HIDROELECTRICA:

La Oferta de Energía Hidráulica en el Perú es de 4,859.9 MW, con un total de 52 Centrales de Generación conformantes del SEIN, lo que representa el 40.6 % (42.68 % el 2016)

- OFERTA TERMOELECTRICA:

La Oferta de Energía Térmica en el Perú es de 6,757.9 MW (Convencionales y Cogeneración con Gas Natural), lo que representa un total del 56.4 % (53.45 % el 2016) del Parque de generación de energía conformantes del SEIN según el COES SINAC. Según el Reglamento de Cogeneración del Perú DS 038-2006 EM las Centrales de generación de energía Calificadas tienen prioridad en el despacho de energía, durante su operación combinada de calor y electricidad.

- OFERTA RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES:

Se tiene un total de 365.9 MW de generación de energía con Recursos Energéticos Renovables (Solar fotovoltaica, eólica, Bagazo, RSU), lo que representa un total de 3.0 % (3.87 % el 2016) del Parque de generación conformante del SEIN.

Según lo dispuesto por el DL N° 1002-2010 DECRETO LEGISLATIVO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES, estipula que el 5% de la Máxima Demanda debe ser cubierto por R.E.R. Se considera R.E.R la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, la biomasa y las pequeñas hidroeléctricas con una capacidad instalada de hasta 20MW. Así mismo la generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero.

Así mismo segundo lo establecido en la 4° subasta RER 2016, próximamente entraran entre otras unidades de generación las Centrales de Energía RSU Callao (2 MW) y Huaycoloro 2 (2 MW), la Central Eólica Parque de Nazca (126 MW), Huambos (18 MW), Dunas (18 MW), la Central Solar Fotovoltaica Rubí (144 MW) e Intipampa (40 MW).

Cuadro N°1 Centrales Hidroeléctricas conformantes del SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA(MW)	ENERGIA MEDIA(GWH)	CAUDAL TURBINABLE(m <sup>3</sup> /sg)
Cahua	STATKRAFT PERU	45.4	246.5	22.86
Cañón del Pato	OZUL ENERGY EGENOR	265.6	1,464.9	77.0
Carhuaquero	OZUL ENERGY EGENOR	94.5	404.5	21.06
Carhuaquero IV	OZUL ENERGY EGENOR	10.0	67.2	2.56
Caña Brava	OZUL ENERGY EGENOR	5.7	25.5	20.0
Mantaro	ELECTROPERU	678.7	4,689.3	105.62
Restitución	ELECTROPERU	219.4	1,493.4	104.76
Callahuanca	ENEL GENERACION	84.2	543.5	25.30
Huampani	ENEL GENERACION	30.9	213.3	30.85
Huínco	ENEL GENERACION	267.8	1,027.3	26.04
Matucana	ENEL GENERACION	137.0	715.7	15.84
Moyopampa	ENEL GENERACION	69.1	483.7	19.32
Yanango	CHINANGO	43.1	173.7	20.0
Chimay	CHINANGO	154.8	733.6	87.7
Malpaso	STATKRAFT PERU	48.0	185.2	71.0
Oroya	STATKRAFT PERU	9.5	43.4	6.45
Pachachaca	STATKRAFT PERU	9.6	29.1	6.56
Yaupi	STATKRAFT PERU	113.7	687.7	29.05
Gallito Ciego	STATKRAFT PERU	38.1	84.2	44.80
Pariac	STATKRAFT PERU	5.0	24.8	2.2
Huanchor	HUANCHOR	19.8	127.7	10
Misapuquio	STATKRAFT PERU	3.9	20.1	2
San Antonio	STATKRAFT PERU	0.6	3.0	2.92
San Ignacio	STATKRAFT PERU	0.4	1.4	2.5
Huayllacho	STATKRAFT PERU	0.2	0.8	0.15
Yuncan	ENGIE	136.7	722.5	29.58
Quitaraca	ENGIE	117.8	467.7	15.0
Santa Rosa I	ELECTRO SANTA ROSA	1	5.9	5.50
Santa Rosa II	ELECTRO SANTA ROSA	1.7	10.4	5
Curumuy	SINERSA	12.5	53.6	36.0
Poehos I	SINERSA	15.4	61.2	45.0
Poehos II	SINERSA	10.0	57.0	60.0
Charcani I	EGASA	1.7	12.3	10.0
Charcani II	EGASA	0.6	4.3	4.8
Charcani III	EGASA	4.6	35.8	8.51
Charcani IV	EGASA	15.3	83.5	15.0
Charcani V	EGASA	146.8	506.8	22.32
Charcani VI	EGASA	8.9	48.4	15.0
Aricota I	EGESUR	22.5	57.3	4.6
Aricota II	EGESUR	12.4	39.0	4.6
Machupichu	EGEMSA	168.8	1,216.8	31.0
San Gabán	SAN GABAN	115.7	685.4	19.88
La Joya	GEPSA	10.0	45.5	10.0
Santa Cruz I	HIDRO. SANTA CRUZ	7.0	33.8	6.0
Santa Cruz II	HIDRO. SANTA CRUZ	7.4	35.8	6.0
Roncador	MAJA ENERGIA	3.5	18.1	9.0
Platanal	CELEPSA	222.5	864.6	40.99
Pumacana	ELECTRICA SANTA ROSA	1.8	2.7	2.52
Huasahuasi I	HIDRO. SANTA CRUZ	9.5	36.0	7.2
HUasahuasi II	HIDRO. SANTA CRUZ	10.1	37.4	7.2
Yanapampa	ELECTRICA YANAPAMPA	3.9	17.5	20.0
Nueva Imperial	HIDROCAÑETE	4.0	24.6	7.5
Pizarras	ELECTRICA RIO DOBLE	19.2	75.9	22.00
Huanza	EMP. GENER. HUANZA	98.3	403.3	16.32
Runtullo III	EMP. GENER. JUNIN	20	103.5	5.4
Runtullo I	EMP. GENER. JUNIN	20	86.9	7.0
Canchayllo	ALDANA CONTRATISTAS	5.2	27.4	7.0
Pias	AGUAS Y ENERGIA PERU	12	59.3	5.94
Cheves	EMP. ELECT. CHEVES	176.3	659.7	33.00
Santa Teresa	LUZ DEL SUR	89.8	648.5	61.0
Chaglla	EMP. GEN. HUALLAGA	460.7	304.7	152.71
PCH Chaglla	EMP.GEN.HUALLAGA	6.2	49.7	3.7
Cerro del Aguila	KALLPA GENERACION	525.0	3139	210.5
TOTAL		4,859.9	21,001.6	

Fuente : COES-SINAC

Cuadro N°2 Centrales Termoelectricas Convencionales conformantes del SEIN

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	COMBUSTIBLE	HEAT RATE(Unid/kWh)
Turbo Gas Natural Malacas AB	ENEL PIURA	87	Gas Natural	11.663
Turbo Gas Natural Malacas 4B	ENEL PIURA	17.4	Gas Natural y Agua	12.326
Turbo Gas TG1 El Tablazo	SDE Piura	26.4	Gas Natural	12.574
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	ENL PERU	53.2	Gas Natural	11.309
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	ENEL PERU	52.4	Gas Natural	11.337
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	ENEL PERU	113.6	Gas Natural	10.843
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	62.8	Residual 500	0.317
Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	Diesel B5	0.198
Turbo Gas Natural Aguaytia TG1	TERMOSELVA	89.2	Gas Natural	11.381
Turbo Gas Natural Aguaytia TG2	TERMOSELVA	87.1	Gas Natural	11.276
Grupo Diesel Tumbes 1	ELECTROPERU	12.5	Residual 6	0.209
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	222.8	Gas Natural	7.445
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	15.5	Gas Natural	7.662
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	224.8	Gas Natural	7.445
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	15.4	Gas Natural	7.662
GN CC Chilca	ENERSUR	805.7	Gas Natural	6.888
GN CC Kallpa	KALLPA	865.0	Gas Natural	6.779
GN CC Fenix	FENIX POWER	570.0	Gas Natural	6.635
Reserva Fría Talara	ENEL PIURA	188.6	Diesel B5	0.232
Reserva Fría Ilo	ENGIE	564.0	Diesel B5	0.242
Turbo Gas Natural Santo Domingo	TERMOCHILCA	201.5	Gas Natural	9.81
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	ENEL PERU	187.2	Gas Natural	10.323
Turbo Gas Natural Las Flores	KALLPA	196.8	Gas Natural	9.768
Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	SAN GABAN	4.1	Diesel B5	0.145
Bellavista ALCO Grupo Diesel N° 1	SAN GABAN	1.3	Diesel B5	0.312
Chilina GD N° 1 al 2	EGASA	9.5	R500 y Diesel B5	0.219
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	9.8	Diesel B5	0.428
Chilina TV N° 2	EGASA	7.1	Residual 500	0.427
Chilina TV N° 3	EGASA	8.2	Residual 500	0.463
Mollendo 1 GD	EGASA	25.1	Residual 500	0.214
Ilo TV N° 3	ENGIE	59.8	Vapor-Res.500	0.277
Ilo TV N° 4	ENGIE	39.2	Residual 500	0.245
Ilo TG N°1	ENGIE	34.1	Diesel B5	0.255
Ilo TG N°2	ENGIE	29.8	Diesel B5	0.252
Ilo 1 GD N° 1	ENGIE	3.2	Diesel B5	0.206
Ilo 2 TV Carbón 1	ENGIE	141.9	Carbón	0.361
Independencia GD(ExCalana)	EGESUR	22.9	Gas Natural	0.000
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	EGASA	70.3	Gas Natural	13.206
Reserva Fría Puerto Eten	COBRA	223.3	Diesel B5	0.238
Nodo Energético del Sur ILO	ENGIE	564	Diesel B5	0.231
Reserva Fría Pucallpa	I&E del Peru	40	Diesel B5	0.258
Reserva Fría Puerto Maldonado	I&E del Peru	18	Diesel B5	0.253
CT Oquendo	SDF Energía	28.2	Gas Natural	Cogeneración
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	SAMAY	600	Diesel B5	0.233
CT RECKA	SM CERRO VERDE	178.8	Diesel B5	0.242
TOTAL		6,757.9		

Fuente: OSINERGMIN

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°3 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	Metano	28.3
CB La Gringa V	CONS.ENERGIA LIMPIA	3.0	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	Consortio Cobra Perú	32	Viento	148.38
Central Eólica Tres Hermanas		97.5	Viento	415.78
<b>TOTAL</b>		<b>365.9</b>		

Fuente: OSINERGMIN

Se tiene las siguientes obras de generación ingresantes al SEIN:

Cuadro N°4 Plan de Obras de Generación de Corto Plazo-Zona Sur

AÑO DE INGRESO	CENTRAL DE ENERGIA
2018	CH El Ángel I 19.9 MW
2018	CH El Ángel II 19.9 MW
2018	CH El Ángel III 19.9 MW
2018	CS Intipampa 40 MW
2018	CS Rubí 144.5 MW
<b>Total</b>	

Fuente : OSINERGMIN

### 3.1.2 DEMANDA DE ENERGIA DEL PERU:

Se tiene la siguiente la siguiente tasa de crecimiento de la demanda en el SEIN, tomando como referencia el Horizonte de estudio 2015,2016 y 2017 y como año base el 2014.

Cuadro N° 5 Proyección de la Demanda al 2016-2019 en el SEIN

Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2016	6 492	48 326	85.0%		
2017	6 821	50 775	85.0%	5.1%	5.1%
2018	7 319	54 491	85.0%	7.3%	7.3%
2019	7 649	57 451	85.7%	4.5%	5.4%

Fuente: OSINERGMIN.

El 07 de Marzo del 2,017 a las 19.30 horas se alcanzó la máxima demanda histórica, con un valor de 6,583.7 MW

### 3.1.3 PARQUE DE GENERACION DE ENERGIA SISTEMA ELECTRICO NORTE GRANDE DE CHILE:

Cuadro N° 6 Capacidad de energía instalada SING Chile

Coordinado/Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AES GENER	642.8	642.8	642.8	642.8	642.8	277.34	277.34	1385.04	939.9	297.1
ANDINA			168.8	168.8	168.8	168.8	177	177	177	177
ANGAMOS			544.95	544.95	544.95	544.95	558.2	558.2	558.2	558.2
CALAMA SOLAR I										9
CAVANCHA		2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8			2.8
CELTA	181.75	181.75	181.75	181.75	181.75	181.75	181.75			
CERRO DOMINADOR PV										99.05
COCHRANE								532	549.72	549.72
EGP SUR								138	250	250
ELECTROANDINA	1105.41	1105.41								
ENERNUEVAS		2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	3.45			3.45
ENGIE	693.1	690.5	1795.91	1795.91	1769.32	1769.32	1694.32	1619.04	2242.61	2866.01
ENORCHILE	10.86	10.86	10.86	10.86	41.1	41.1	41.1	85.7	85.7	85.7
FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5									52.8	52.8
GASATACAMA	780.6	780.6	780.6	780.6	780.6	780.6	780.6	962.35	962.35	962.35
GENERACIÓN SOLAR SpA.							68	68	68	68
GEOTÉRMICA DEL NORTE									27.5	55
HELIO ATACAMA TRES									146.64	146.64
HORNITOS			170.1	170.1	170.1	170.1	170.1	177.54	177.54	177.54
INACAL	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
LOS PUQUIOS							2.47			2.47
NORACID				17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
NORGENER	283.4	277.34	277.34	277.34	277.34					
ON GROUP					2	2	2	2	2	2
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III							30.24	52.65	52.65	52.65
PMGD PICA PILOT							0.63			0.63
POZO ALMONTE SOLAR 1							9			9
POZO ALMONTE SOLAR 2						7.52	7.52	7.52	7.52	7.52
POZO ALMONTE SOLAR 3						16.04	16.04	16.04	16.04	16.04
PUERTO SECO SOLAR									9	9
SPS LA HUAYCA				1.35	1.35	1.35	25.05	25.05	25.05	25.05
TAMAKAYA ENERGÍA								538.25	532.46	1064.92
TECNET						3	3	3	3	3
VALLE DE LOS VIENTOS						90	90	90	90	90
Total	3704.72	3701.06	4584.91	4603.76	4609.41	4083.16	4164.9	6461.67	6999.97	7666.93

Fuente: Coordinador Nacional Eléctrico-Chile

### 3.1.4 DEMANDA DE ENERGIA SISTEMA ELECTRICO NORTE GRANDE DE CHILE:

Cuadro N° 7 Demanda Eléctrica Sistema Eléctrico Norte Grande-Chile

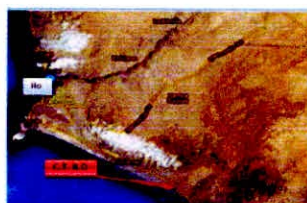
AÑO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
DEMANDA(MW)	1997	2161	2167	2243	2372	2462	2555	2775

Fuente: Comisión nacional de Energía-Chile

### 3.1.5 PRINCIPALES CENTRALES DE ENERGIA DEL PERU-AREA SUR:

#### a. RESERVA FRIA DE ILO:

<b>DENOMINACIÓN</b>	<b>CENTRAL TERMOELÉCTRICA PLANTA ILO</b>		
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	<b>ENERSUR</b>		
<b>TECNOLOGÍA</b>	Generación Térmica a Gas		
<b>UBICACIÓN</b>	Departamento: Moquegua Provincia: Moquegua Distrito: Puerto de Ilo Altitud: 15 msnm		
<b>DATOS TÉCNICOS DE CENTRAL</b>	Potencia Instalada: 564 MW Número de Unidades de Generación: 3 Turbinas a Gas (Dual) Fuente de Energía: Diesel B5 / Gas Natural (GN) Operación: Ciclo Abierto (Simple) Tanque de combustible no tratado: 3 x 9 400 m <sup>3</sup> Tanque de combustible tratado: 2 x 3 000 m <sup>3</sup>		
<b>DATOS TÉCNICOS DE TURBINA A GAS</b>	Turbina TG1	Turbina TG2	Turbina TG3
Marca	Gen. Electric	Gen. Electric	Gen. Electric
Potencia Nominal	188 MW	188 MW	188 MW
Velocidad	3 600 rpm	3 600 rpm	3 600 rpm
Tipo de Combustible	Diesel B5	Diesel B5	Diesel B5
Sistema	Dual (GN)	Dual (GN)	Dual (GN)
<b>DATOS TÉCNICOS DE GENERADOR</b>	Generador 1	Generador 2	Generador 3
Potencia	221 MVA	221 MVA	221 MVA
Tensión de Generación	17 kV	17 kV	17 kV
Factor de Potencia	0,85	0,85	0,85
<b>DATOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADOR</b>	Potencia: 3x169 MVA Nivel de Tensión: 17/220 kV		
<b>DATOS DE CONTRATO</b>	Tipo de contrato: Contrato de Reserva Fria Firma de Contrato: 20.01.2011 Puesta en Operación Comercial (POC): 20.06.2013 Precio por Potencia: 7 190 US\$/MW mes		



Plano de Ubicación



Vista panorámica de la construcción de la Central



Figura N° 23 Ficha técnica Central Termoeléctrica Ilo Reserva Fria

Fuente: OSINERGMIN

#### b. CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE ILO-NODO ENERGETICO DEL SUR:

<b>DENOMINACIÓN</b>	<b>CENTRAL TERMOELÉCTRICA ILO 4</b>		
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	<b>ENERSUR S.A.</b>		
<b>TECNOLOGÍA</b>	Generación Termoeléctrica Dual a Gas Natural y Diesel B5		
<b>UBICACIÓN</b>	Departamento: Moquegua Provincia: Ilo Distrito: Ilo Altitud: 15 msnm		
<b>DATOS DE LA TURBINA</b>	Potencia Nominal: 3x236,67 MW Marca: SIEMENS (USA) Modelo: SGT6-5000FSee Tipo: Heavy Duty Sistema de Combustión: Dual (Diesel B5 / Gas Natural) Velocidad: 3600 rpm		
<b>DATOS DEL GENERADOR</b>	Marca: SIEMENS Modelo: SGen6-1000P Potencia Nominal: 3x282 MVA Factor de Potencia: 0,85 Tensión Nominal: 18 kV Frecuencia: 60 Hz Velocidad: 3600 rpm		
<b>DATOS DEL TRANSFORMADOR</b>	Marca: Hyosung (Korea) Potencia: 3x174/290 MVA (ONAN/ONAF) Relación de Transformación: 500/18 kV Frecuencia: 60 Hz, trifásico		
<b>DATOS DE CONTRATO</b>	Tipo de contrato: Compromiso de Inversión Firma de Contrato: 20.01.2014 Puesta en Operación Comercial: 22.10.2016 Precio por Potencia: 5 750 US\$/MW-mes	<b>HITOS</b>	EIA: 17.11.2014 (ok) Cierre Financiero: 23.07.2014 (ok) Llegada de equipos: 19.12.2015 (ok) POC: 22.10.2016 (ok)

Figura N° 24 Ficha técnica Central Termoeléctrica Ilo 4 Nodo Energético del Sur

Fuente: OSINERGMIN

c. **CENTRAL TERMOELECTRICA DE PUERTO BRAVO-NODO ENERGETICO DEL SUR:**

<b>DENOMINACIÓN</b>	<b>CENTRAL TERMOELÉCTRICA PUERTO BRAVO</b>		
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	<b>SAMAY I S.A.</b>		
<b>TECNOLOGÍA</b>	Generación Termoeléctrica Dual a Gas Natural y Diesel B5		
<b>UBICACIÓN</b>	Departamento: Arequipa Provincia: Islay Distrito: Mollendo Altitud: 56.5 msnm		
<b>DATOS TÉCNICOS DE CENTRAL</b>	Potencia Instalada: 720 MW (Gas Natural) / 616 MW (Diesel B5) Número de Unidades de Generación: 4 Turbinas a Gas (154 MW c/u-Diesel B5) / (180 MW c/u-Gas) Fuente de Energía: Diesel B5 (proyectado para Gas Natural)		
<b>DATOS DE LA TURBINA A GAS</b>	Potencia: 4 turbinas de (154 MW c/u-Diesel B5) / (180 MW c/u-Gas) Marca: General Electric		
<b>DATOS DEL GENERADOR</b>	Potencia: 4x212 MVA Tensión de Generación: 18 kV Marca: General Electric		
<b>DATOS TRANSFORMADOR</b>	Potencia: (130/160/200 MVA)/(ONAN/ONAF1/ONAF2) a 40°C Nivel de Tensión: 500 kV/18 kV		
<b>DATOS DE CONTRATO</b>	Tipo de contrato: Compromiso de Inversión Firma de Contrato: 20.01.2014 Puesta en Operación Comercial (POC): 01.05.2016 Precio por Potencia: 6 899 US\$/MW-mes	<b>HITOS</b> EIA: 20.09.2014 Cierre Financiero: 20.03.2015 Llegada de equipos: 01.11.2015	

Figura N° 25 Ficha técnica Central Termoeléctrica Puerto Bravo Nodo Energético del Sur

Fuente: OSINERGMIN

d. **CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA RUBI:**

<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	ENEL GREEN POWER PERU S.A.		
<b>DESCRIPCIÓN</b>	La central tendrá una capacidad de 144.48 MW, que se obtendrá mediante la instalación de 560880 módulos fotovoltaicos de 320 W. La conexión al SEIN se realizará a través de la L.T. 220 kV S.E. Rubi - S.E. Montalvo, de simple circuito de 21,51 km.		
<b>UBICACIÓN</b>	Departamento: Moquegua Provincia: Mariscal Nieto Distrito: Moquegua Altitud: 1 410 msnm		
<b>DATOS DE LA CENTRAL</b>	Potencia Instalada: 144.48 MW N° de Módulos en serie: 30 Tipo de Módulos: Reisen Potencia de Módulos: 320 W N° de Inversores: 164 Tipo de Inversores: Fimer R11015TL Potencia de Inversores: 1.025 MVA Tensión de Salida de Inversores: 0.4 kV - AC Tipo de Estructura: Seguidor horizontal de 1 eje Ángulo de Seguimiento: 45° N° de Centros de Transformación: 41 Potencia por Centro de Transform.: 3.524 MW Relación de Transformación: 0.4/33 kV		
<b>DATOS DEL TRANSFORMADOR</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	
Potencia Nominal	70/90 MVA	70/90 MVA	
Relación de Transformación	33/220 kV	33/220 kV	
Marca	Por definir	Por definir	
Año de Fabricación	-	-	
<b>DATOS DE CONTRATO</b>		<b>HITOS</b>	
Tipo de Contrato	Suministro RER (4ta Subasta)	Cierre Financiero	15.12.2015 (s)
Firma de Contrato	17.05.2016	Llegada de Equipos	18.08.2017 (s)
Energía Ofertada	415.00 GWh/año	Inicio de Obras	30.11.2016 (s)
Precio de la Energía Ofertada	47.96 US\$/MWh	Inicio de Montaje	31.05.2017 (s)
Puesta en Operación Comercial	31.03.2018	POC	31.03.2018
<b>INFORMACIÓN RELEVANTE</b>			

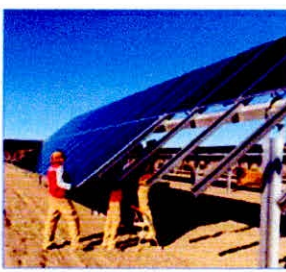
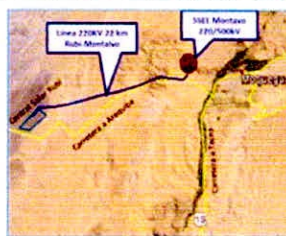


Figura N° 26 Ficha técnica Central Solar Fotovoltaica RUBI

Fuente: OSINERGMIN



### 3.1.6 SOFTWARE POWER WORLD:

El simulador Power World trabaja con sistemas interconectados de corriente alterna, de alta potencia y alta tensión, de corriente trifásica de 50 ó 60 Hz y se representan los sistemas mediante diagramas unifilares. Es un programa interactivo de sencillo uso que gracias al empleo de animaciones y gráficos permite un mayor entendimiento de las características del sistema, problemas y restricciones, así como la forma de solucionar dichos problemas. Es por estas razones que se decide trabajar con dicho simulador, debido a que es de fácil acceso, gratuito y permite visualizar de manera real como se comportan los diferentes elementos del sistema de potencia-

El problema de flujos de potencia se formula como un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales adecuado para resolverlo por computadora, debido a la complejidad matemática de estas ecuaciones. Los programas para resolver los flujos de potencia calculan la magnitud y ángulo del voltaje en cada barra, además permiten calcular los flujos de potencia real y reactiva para los equipos que interconectan las barras, así como las pérdidas de los equipos. Son de interés tanto los elementos de sistema de potencia existente como los cambios propuestos, incluyendo nueva generación y transmisión para satisfacer el crecimiento de la carga proyectada.

Las soluciones admitidas son a través de:

Método Gauss Seidel.

Método Newton Raphson

El programa de simulación por computadora de sistemas de potencia PowerWorld permite realizar distintos tipos de análisis, entre los cuales se encuentran: flujos de carga, flujo de potencia óptimo, fallas por cortocircuito, estabilidad, despacho económico, entre otros. Trabaja en un ambiente gráfico e interactivo con el usuario y está destinado a labores de ingeniería, personal técnico y para fines académicos en el análisis de sistemas de potencia. El programa está dirigido principalmente a sistemas de potencia interconectados, ya que permite trabajar por áreas y zonas. Está estructurado en una serie de módulos interrelacionados entre sí a través del módulo principal de cálculo de cargas.

### 3.2 METODOLOGIA:

Se presenta la secuencia metodológica para la obtención de los resultados del presente informe de tesis :

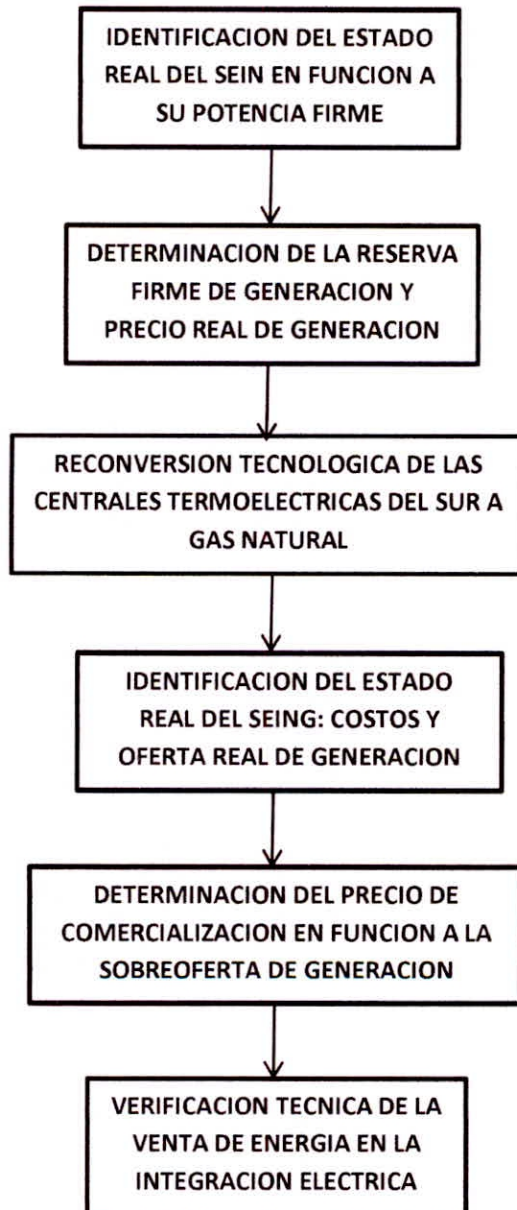


Figura N° 27 Secuencia Metodológica

Fuente: Elaboración propia

**CAPITULO IV:**

**CALCULOS Y DISCUSION DE**

**RESULTADOS**

#### 4.1 ANALISIS DE LA OFERTA DE ENERGIA DEL PERU:

##### 4.1.1 DETERMINACION DE LA OFERTA REAL DE GENERACION

###### a. GENERACION HIDRAULICA:

Se determina la generación de energía eléctrica a través de centrales hidroeléctricas , teniendo en cuenta primero el factor de planta de cada central hidroeléctrica del Cuadro N° 1 y en función a la ecuación N° 1.

Para la C.H de Cahua se tiene el siguiente cálculo:

$$\text{Factor de Planta} = \frac{246,500 \text{ MWh}}{45.4 \text{ MW} * 8,760 \text{ h}} * 100\% = 61.98 \%$$

La Potencia firme que genera la C.H de Cahua es igual a la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia firme}_{CH \text{ CAHUA}} = \text{Factor de Planta} * \text{Potencia efectiva}$$

$$\text{Potencia firme}_{CH \text{ CAHUA}} = 0.6198 * 45.4 \text{ MW} = 28.14 \text{ MW}$$

Para la C.H de Cañón del Pato se tiene el siguiente cálculo:

$$\text{Factor de Planta} = \frac{1'469,900 \text{ MWh}}{265.6 \text{ MW} * 8,760 \text{ h}} * 100\% = 62.96 \%$$

La Potencia firme que genera la C.H de Cahua es igual a la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia firme}_{CH \text{ CAHUA}} = \text{Factor de Planta} * \text{Potencia efectiva}$$

$$\text{Potencia firme}_{CH \text{ CAHUA}} = 0.6296 * 265.6 \text{ MW} = 167.22 \text{ MW}$$

Se presenta el Cuadro N° 8, en el cual se tienen los valores de potencia firme de las centrales hidroeléctricas acopladas al SEIN , en función a su factor de planta. Se contabiliza un total de 2,766.1 MW como potencia firme del parque hidroeléctrico del Perú.

Cuadro N° 8 Potencia Firme Centrales Hidroeléctricas

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA(MW)	FACTOR DE PLANTA	POTENCIA FIRME
Cahua	STATKRAFT PERU	45.4	61.98%	28.14
Cañón del Pato	OZUL ENERGY EGENOR	265.6	62.96%	167.22
Carhuaquero	OZUL ENERGY EGENOR	94.5	48.86%	46.17
Carhuaquero IV	OZUL ENERGY EGENOR	10	76.71%	7.67
Caña Brava	OZUL ENERGY EGENOR	5.7	51.07%	2.91
Mantaro	ELECTROPERU	678.7	78.87%	535.29
Restitución	ELECTROPERU	219.4	77.70%	170.47
Callahuanca	ENEL GENERACION	84.2	73.69%	62.05
Huampani	ENEL GENERACION	30.9	78.80%	24.35
Huinco	ENEL GENERACION	267.8	43.79%	117.27
Matucana	ENEL GENERACION	137	59.64%	81.71
Moyopampa	ENEL GENERACION	69.1	79.91%	55.22
Yanango	CHINANGO	43.1	46.01%	19.83
Chimay	CHINANGO	154.8	54.10%	83.75
Malpaso	STATKRAFT PERU	48	44.04%	21.14
Oroya	STATKRAFT PERU	9.5	52.15%	4.95
Pachachaca	STATKRAFT PERU	9.6	34.60%	3.32
Yaupi	STATKRAFT PERU	113.7	69.05%	78.51
Gallito Ciego	STATKRAFT PERU	38.1	25.23%	9.61
Pariac	STATKRAFT PERU	5	56.62%	2.83
Huanchor	HUANANCHOR	19.8	73.62%	14.58
Misapuquio	STATKRAFT PERU	3.9	58.83%	2.29
San Antonio	STATKRAFT PERU	0.6	57.08%	0.34
San Ignacio	STATKRAFT PERU	0.4	39.95%	0.16
Huayllacho	STATKRAFT PERU	0.2	45.66%	0.09
Yuncan	ENGIE	136.7	60.33%	82.47
Quitaracsá	ENGIE	117.8	45.32%	53.39
Santa Rosa I	ELECTRO SANTA ROSA	1	67.35%	0.67
Santa Rosa II	ELECTRO SANTA ROSA	1.7	69.84%	1.19
Curumuy	SINERSA	12.5	48.95%	6.12
Poechos I	SINERSA	15.4	45.37%	6.99

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 8-B Potencia Firme Centrales Hidroeléctricas

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA(MW)	FACTOR DE PLANTA	POTENCIA FIRME
Poechos II	SINERSA	10	65.07%	6.51
Charcani I	EGASA	1.7	82.59%	1.4
Charcani III	EGASA	4.6	88.84%	4.09
Charcani IV	EGASA	15.3	62.30%	9.53
Charcani V	EGASA	146.8	39.41%	57.85
Charcani VI	EGASA	8.9	62.08%	5.53
Aricota I	EGESUR	22.5	29.07%	6.54
Aricota II	EGESUR	12.4	35.90%	4.45
Machupichu	EGEMSA	168.8	82.29%	138.91
San Gabán	SAN GABAN	115.7	67.62%	78.24
La Joya	GEPSA	10	51.94%	5.19
Santa Cruz I	HIDRO. SANTA CRUZ	7	55.12%	3.86
Santa Cruz II	HIDRO. SANTA CRUZ	7.4	55.23%	4.09
Roncador	MAJA ENERGIA	3.5	59.03%	2.07
Platanal	CELEPSA	222.5	44.36%	98.7
Pumacana	ELECTRICA SANTA ROSA	1.8	17.12%	0.31
Huasahuasi I	HIDRO. SANTA CRUZ	9.5	43.26%	4.11
HUasahuasi II	HIDRO. SANTA CRUZ	10.1	42.27%	4.27
Yanapampa	ELECTRICA YANAPAMPA	3.9	51.22%	2
Nueva Imperial	HIDROCAÑETE	4	70.21%	2.81
Pizarras	ELECTRICA RIO DOBLE	19.2	45.13%	8.66
Huanza	EMP. GENER. HUANZA	98.3	46.84%	46.04
Runtullo III	EMP. GENER. JUNIN	20	59.08%	11.82
Runtullo I	EMP. GENER. JUNIN	20	49.60%	9.92
Canchayllo	ALDANA CONTRATISTAS	5.2	60.15%	3.13
Pias	AGUAS Y ENERGIA PERU	12	56.41%	6.77
Cheves	EMP. ELECT. CHEVES	176.3	42.72%	75.32
Santa Teresa	LUZ DEL SUR	89.8	82.44%	74.03
Chaglla	EMP. GEN. HUALLAGA	460.7	7.55%	34.78
PCH Chaglla	EMP.GEN.HUALLAGA	6.2	91.51%	5.67
Cerro del Aguila	KALLPA GENERACION	525	68.25%	358.31
TOTAL		4,859.90		2766.1

Fuente: Elaboración propia

**b. GENERACION TERMOELECTRICA**

Se determina la generación de energía eléctrica a través de centrales termoelectricas , teniendo en cuenta las horas de indisponibilidad para las centrales termoeléctricas acopladas al SEIN para el año 2,017.

Por ejemplo :

Para la Central de Ciclo Combinado Fenix Power.

Potencia efectiva: 570MW

Horas anuales de indisponibilidad: 84

Factor de indisponibilidad:

$$\text{Factor de Indisponibilidad} = \frac{84}{8760} = 0.0096$$

Potencia firme de la Central de Ciclo combinado de Fénix Power:

$$Potencia firme_{CH C.C.FENIX POWER} = 570 * (1 - 0.0096) = 564.53 MW$$

Para la Central Termoeléctrica con turbinas a gas Santo Domingo con Gas Natural.

Potencia efectiva: 201.5 MW

Horas anuales de indisponibilidad: 184.85

Factor de indisponibilidad:

$$\text{Factor de Indisponibilidad} = \frac{184.85}{8760} = 0.0211$$

Potencia firme de la Central de Ciclo combinado de Fénix Power:

$$Potencia firme_{CH C.C.FENIX POWER} = 201.5 * (1 - 0.0211) = 197.25 MW$$

La sumatoria total de las potencias efectivas de las centrales termoeléctricas es igual a 6,688.39 MW, tal como e representan tabulados los resultados en el Cuadro N° 9.

Cuadro N°9 Potencia Firme Centrales Termoelectricas

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	INDISPONIBILIDAD	POTENCIA FIRME (MW)
Turbo Gas Natural Malacas AB	ENEL PIURA	87	0.14%	86.88
Turbo Gas Natural Malacas 4B	ENEL PIURA	17.4	0.14%	17.38
Turbo Gas TG1 El Tablazo	SDE Piura	26.4	0.00%	26.4
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	ENL PERU	53.2	0.00%	53.2
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	ENEL PERU	52.4	0.00%	52.4
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	ENEL PERU	113.6	0.00%	113.6
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	62.8	0.68%	62.37
Grupo Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	0.96%	1.19
Turbo Gas Natural Aguaytia TG1	TERMOSELVA	89.2	0.07%	89.14
Turbo Gas Natural Aguaytia TG2	TERMOSELVA	87.1	0.07%	87.04
Grupo Diesel Tumbes 1	ELECTROPERU	12.5	0.00%	12.5
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	222.8	0.00%	222.8
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	15.5	0.00%	15.5
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	ENEL PERU	224.8	0.00%	224.8
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	ENEL PERU	15.4	0.00%	15.4
GN CC Chilca	ENERSUR	805.7	0.00%	805.7
GN CC Kallpa	KALLPA	865.0	0.00%	865
GN CC Fenix	FENIX POWER	570.0	0.96%	564.53
Reserva Fría Talara	ENEL PIURA	188.6	0.00%	188.6
Reserva Fría Ilo	ENGIE	564.0	0.00%	564
Turbo Gas Natural Santo Domingo	TERMOCHILCA	201.5	2.11%	197.25
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	ENEL PERU	187.2	0.00%	187.2
Turbo Gas Natural Las Flores	KALLPA	196.8	0.00%	196.8
Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	SAN GABAN	4.1	0.00%	4.1
Bellavista ALCO Grupo Diesel N° 1	SAN GABAN	1.3	0.00%	1.3
Chilina GD N° 1 al 2	EGASA	9.5	0.00%	9.5
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	9.8	0.00%	9.8
Chilina TV N° 2	EGASA	7.1	0.00%	7.1
Chilina TV N° 3	EGASA	8.2	0.00%	8.2
Mollendo 1 GD	EGASA	25.1	2.12%	24.57
Ilo TV N° 3	ENGIE	59.8	0.00%	59.8
Ilo TV N° 4	ENGIE	39.2	0.00%	39.2
Ilo TG N°1	ENGIE	34.1	0.00%	34.1
Ilo TG N°2	ENGIE	29.8	0.00%	29.8
Ilo 1 GD N° 1	ENGIE	3.2	0.00%	3.2
Ilo 2 TV Carbón 1	ENGIE	141.9	0.00%	141.9
Independencia GD(ExCalana)	EGESUR	22.9	0.21%	22.85
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	EGASA	70.3	0.17%	70.18
Reserva Fría Puerto Eten	COBRA	223.3	0.00%	223.3
Nodo Energético del Sur ILO	ENGIE	600	0.00%	600
Reserva Fría Pucallpa	I&E del Peru	40	0.00%	40
Reserva Fría Puerto Maldonado	I&E del Peru	18	0.00%	18
CT Oquendo	SDF Energía	28.2	0.00%	28.2
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	SAMAY	600	1.51%	590.94
CT RECKA	SM CERRO VERDE	178.8	1.19%	176.67
TOTAL		6,757.9		6688.39

Fuente: Elaboración propia



**c. GENERACION RER.**

Con referencia a la generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables, se determina el factor de planta de cada central de generación RER (según lo detallado en el Cuadro N° 3.

Para la C.T de Paramonga con Biomasa se tiene el siguiente cálculo:

$$\text{Factor de Planta} = \frac{97,750 \text{ MWh}}{23.0 \text{ MW} * 8,760 \text{ h}} * 100\% = 48.52 \%$$

La Potencia firme que genera la C.T de Paramonga es igual a:

$$\text{Potencia firme}_{CT \text{ PARAMONGA}} = \text{Factor de Planta} * \text{Potencia efectiva}$$

$$\text{Potencia firme}_{CT \text{ PARAMONGA}} = 0.4852 * 45.4 \text{ MW} = 11.16 \text{ MW}$$

**Cuadro N°10 Potencia Firme Centrales de generación RER**

CENTRAL	PROPIETARIO	POT. EFECTIVA (MW)	FACTOR DE PLANTA	POTENCIA FIRME (MW)
CT Paramonga	AIPSA	23.0	48.52%	11.16
GB Huaycoloro	PETRAMAS	4.4	73.42%	3.23
CB La Gringa V	CONS.ENERGIA LIMPIA	3.0	53.35%	1.6
Tacna FV	CONS TACNA SOLAR	20	26.94%	5.39
Majes FV	GRUPO T SOLAR GLOBAL	20	21.48%	4.3
Repartición FV	GRUPO T SOLAR GLOBAL	20	21.37%	4.27
Panamericana FV	CONSORCIO PANAMERICANA	20	28.93%	5.79
Moquegua FV	Solar Pack	16	30.68%	4.91
Central Eólica Talara	Countor Global	30	45.54%	13.66
Central Eólica Cupisnique	Countor Global	80	43.23%	34.58
Central Eólica Marcona	Consortio Cobra Perú	32	52.93%	16.94
Central Eólica Tres Hermanas		97.5	48.68%	47.46
TOTAL		365.9		153.29

Fuente: Elaboración propia

Sumando entre todas las centrales de generación de energía con RER se cuenta con una potencia firme de 153.29 MW.

**d. OFERTA EFECTIVA REAL Y POTENCIA FIRME DEL SEIN**

Se tiene los siguientes resultados referentes a la potencia firme del SEIN.

Oferta Efectiva de generación: 11,983.7

Maxima Demanda del SEIN : 6,583.7 MW.

$$\text{Margen de Reserva} = 11,983.7 - 6583.7 = 5,400 \text{ MW}$$

El porcentaje de Reserva Efectiva del SEIN es:

$$\% \text{ Reserva Efectiva} = \frac{5,400}{11,983.7} * 100 \% = 45 \%$$

Además:

Potencia Firme Centrales Hidroeléctricas: 2,766.1 MW.

Potencia Firme Centrales Termoeléctricas: 6,688.39 MW

Potencia Firme Centrales RER: 153.29 MW.

Potencia Firme SEIN : 9,607.78 MW.

Por lo tanto se cuenta con la siguiente reserva firme:

$$\text{Reserva Firme} = 9,607.78 - 6,583.7 = 3,024.08 \text{ MW}$$

El porcentaje de Reserva Firme del SEIN es:

$$\% \text{ Reserva Firme} = \frac{3,024.08}{9,607.78} * 100 \% = 31.47 \%$$

Por lo tanto ubicando por orden de prelación la potencia firme de las centrales de generación del SEIN.

Cuadro N°11 Aportación de la Maxima Demanda y Reserva Firme

CENTRAL DE ENERGIA	MAXIMA DEMANDA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)	ACUMULADO (MW)	RESERVA FIRME (MW)
CENTRALES HIDROELECTRICAS	6,583.7	2766.1	3,817.6	0
CENTRALES RER	3,817.6	153.29	3,664.31	0
CENTRALES TERMOELECTRICAS	3,664.31	6,688.39	3,664.31	3,024.08
TOTAL				3,024.08

Fuente: Elaboración propia

#### 4.1.2 PRECIO REAL DE LA GENERACION

Se presenta el precio real de la generación de energía eléctrica en función al despacho de generación de energía eléctrica en el SEIN:

Se determina los valores de los Costos variable combustibles totales para cada una de las centrales termoeléctricas, según el siguiente procedimiento y teniendo en cuenta los valores del Cuadro N° 2.

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

$$CVT = CVC + CVNC$$

Por ejemplo: Para la Central Termoeléctrica Turbo Vapor de SHOUGESA tiene los siguientes indicadores:

$$\text{Potencia Efectiva} = 62.37 \text{ MW}$$

$$\begin{aligned} \text{Heat Rate} &= 0.317 \frac{\text{kg. de Petroleo Residual 500}}{\text{kWh}} \\ &= 0.317 \frac{\text{Ton. de Petroleo Residual 500}}{\text{MWh}} \end{aligned}$$

$$\text{Precio del Combustible} = 393.5973 \frac{\text{U\$}}{\text{Ton. de Petroleo Residual 500}}$$

$$\text{CVC} = \text{Heat Rate} * \text{Precio del Combustible} = 124.80 \text{ U\$/MWh}$$

Ademas se tiene que el CVNC es de 1.32 U\\$/MWh

Finalmente:

$$CVT = 124.80 + 1.32 = 126.12 \text{ U\$/MWh}$$

Se presenta el Cuadro N° 12 con los valores de los costos variables combustibles. Los precios para cada uno de los combustibles y los costos variables no combustibles se han obtenido del Informe Técnico N° 102-2017 GART-OSINERGMIN (Informe técnico que valida los Precios de Barra de Generación vigentes desde Mayo 2017 a abril del 2018), tal como se detalla en los anexos.

Cuadro N° 12 CVT de las Centrales Termoeléctricas conformantes del SEIN

CENTRAL	CONSUMO ESPECIFICO (Unid/kWh)	COSTO DEL COMBUSTIBLE	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	CVT US\$/MWh
Turbo Gas Natural Malacas 4B	11.663	0.4679	25.38	2.02	27.40
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	12.326	0.4679	25.46	2.02	27.48
Turbo Gas TG1 El Tablazo	12.574	2.4523	22.00	2.69	24.69
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	11.309	2.6961	30.49	2.02	32.51
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	11.337	2.6961	30.57	2.02	32.59
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	10.843	2.6991	29.23	2.02	31.26
Turbo Vapor de Shougesa	0.317	393.5973	124.85	1.32	126.17
Grupo Diesel Shougesa	0.198	703.7586	139.54	2.45	142.00
Turbo Gas Natural Aguaytia TG1	11.381	2.6805	30.53	3.12	33.64
Turbo Gas Natural Aguaytia TG2	11.276	2.6805	30.22	2.99	33.22
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	7.445	2.6239	19.53	3.35	22.88
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7.662	2.6239	20.11	3.35	23.45
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	7.445	2.6239	19.53	3.35	22.88
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	7.662	2.6239	20.11	3.35	23.45
GN CC Chilca	6.888	2.7043	18.63	3.35	21.97
GN CC Kallpa	6.779	2.6958	18.27	3.35	21.62
GN CC Fenix	6.635	2.7263	18.09	3.35	21.43
Reserva Fria Talara	0.242	758.6583	174.96	4.00	178.96
Reserva Fria Ilo	0.248	548.8115	135.86	4.00	139.86
Turbo Gas Natural Santo Domingo	9.810	2.7540	27.02	2.02	29.04
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	10.323	2.6909	27.78	2.02	29.80
Turbo Gas Natural Las Flores	9.768	2.6958	26.33	2.02	28.35
Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	0.145	758.4140	110.34	12.00	122.34
Bellavista ALCO Grupo Diesel N° 1	0.312	759.1633	237.18	2.45	239.63
Chilina GD N° 1 al 2	0.219	465.7708	101.85	2.45	104.30
Chilina TG	0.428	742.7717	317.65	0.0	317.65
Chilina TV N° 2	0.427	434.9595	185.73	1.32	187.05
Chilina TV N° 3	0.463	434.9595	201.20	1.32	202.52
Mollendo 1 GD	0.214	427.2607	170.0	7.10	177.10
Ilo TV N° 3	0.277	387.3474	107.37	4.76	112.13
Ilo TV N° 4	0.245	426.0921	104.47	5.07	109.54
Ilo TG N°1	0.255	758.6583	193.08	8.51	201.59
Ilo TG N°2	0.252	758.6583	191.24	10.32	201.56
Ilo 1 GD N° 1	0.206	758.6583	156.28	16.70	172.98
Ilo 2 TV Carbón 1	0.361	92.8400	33.55	2.47	36.02
Independencia GD(ExCalana)	0.00	2.4676	0.0	2.45	24.18
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	13.206	2.3925	31.59	2.02	33.62
Reserva Fria Puerto Eten	0.238	711.3266	169.42	4.00	173.42
Nodo Energético del Sur ILO	0.231	758.6583	174.96	4.00	178.96
Reserva Fria ILO	0.242	758.6583	183.40	4.00	187.40
Reserva Fria PUCALLPA	0.0	748.7885	102.00	26.44	128.44
Reserva Fria PUERTO MALDONADO	0.253	1037.6221	262.35	29.76	292.11
Nodo Energético del Sur PUERTO BRAVO	0.233	744.0830	173.72	4.00	177.72
CT Recka	0.242	716.8516	173.29	2.02	175.32
CT Oquendo	Cogeneración				
TOTAL					

Fuente: OSINERGMIN

Para el Consumo Específico:

Combustibles líquidos = Ton/MWh, Gas Natural = MMBtu/MWh

Para el Costo del combustible:

Combustibles líquidos = U\$/Ton, Gas Natural = U\$/MMBtu

Cuadro N°13 Despacho de la generación de energía en el SEIN en función a la potencia firme

CENTRALES DE ENERGIA(NOMBRE O GRUPO)	POTENCIA FIRME (MW)	MAXIMA DEMANDA (MW)	ACUMULADO DEMANDA (MW)	COSTO VARIABLE TOTAL(US\$/MWh)
CENTRALES HIDROELECTRICAS	2766.1	6,583.7	3,817.6	----
CENTRALES RER	153.29	3,817.6	3,664.31	----
CT Oquendo	28.2	3,664.31	3,636.11	COGENERACION
GN CC Fenix	564.53	3,636.11	3,071.58	21.43
GN CC Chilca	805.7	3,071.58	2,265.88	21.97
GN CC Kallpa	865	2,265.88	1,400.88	21.62
GN CC TG3 Ventanilla (S/f/a)	222.8	1,400.88	1,178.08	22.88
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	15.5	1,178.08	1,162.58	23.45
GN CC TG4 Ventanilla (S/f/a)	224.8	1,162.58	937.78	22.88
GN CC TG3 Ventanilla (c/f/a)	15.4	937.78	922.38	23.45
Independencia GD(ExCalana)	22.85	922.38	899.53	24.18
Turbo Gas TG1 El Tablazo	26.4	899.53	873.13	24.69
Turbo Gas Natural Malacas AB	86.88	873.13	786.25	27.40
Turbo Gas Natural Malacas 4B	17.38	786.25	768.87	27.48
Turbo Gas Natural Las Flores	196.8	768.87	572.07	28.35
Turbo Gas Natural Santo Domingo	197.25	572.07	374.82	29.04
Turbo Gas Natural santa Rosa TG8	187.2	374.82	187.62	29.80
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	113.6	187.62	74.02	31.26
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6	53.2	74.02	20.82	32.51
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5	52.4	20.82	0.00	32.59
Turbo Gas Natural Aguaytia TG2	87.04	0.00		33.22
Turbo Gas Natural Pisco (ex Mollendo)	70.18	0.00		33.62
Turbo Gas Natural Aguaytia TG1	89.14	0.00		33.64
Ilo 2 TV Carbón 1	141.9	0.00		36.02
Chilina GD N° 1 al 2	9.5	0.00		104.30
Ilo TV N° 4	39.2	0.00		109.54
Ilo TV N° 3	59.8	0.00		112.13
Taparachi Grupo Diesel N° 1 al 4	4.1	0.00		122.34
Turbo Vapor de Shougesa	62.37	0.00		126.17
Grupo Diesel Tumbes 1	12.5	0.00		128.32
Reserva Fría Pucallpa	40	0.00		128.44
Grupo Diesel Shougesa	1.19	0.00		142.00
Ilo 1 GD N° 1	3.2	0.00		172.98
Reserva Fría Puerto Eten	223.3	0.00		173.42
CT RECKA	176.67	0.00		175.32
Mollendo 1 GD	24.57	0.00		177.10
Nodo Energético del Sur Puerto Bravo	590.94	0.00		177.72
Nodo Energético del Sur ILO	600	0.00		178.96
Reserva Fría Talara	188.6	0.00		178.99
Chilina TV N° 2	7.1	0.00		187.09
Reserva Fría Ilo	564	0.00		187.40
Ilo TG N°1	34.1	0.00		201.56
Ilo TG N°2	29.8	0.00		201.59
Chilina TV N° 3	8.2	0.00		202.52
Bellavista ALCO Grupo Diesel N° 1	1.3	0.00		239.63
Reserva Fría Puerto Maldonado	18	0.00		292.11
Chilina Ciclo Combinado	9.8	0.00		317.65

Fuente: Elaboración propia

En el Cuadro anterior se muestra el orden de despacho de la generación de energía eléctrica en el SEIN para la máxima demanda histórica de 6,583.7 MW, donde el precio de generación de energía lo establece la última central de energía en entrar

en operación al 100 % al SEIN , en este caso la Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 6 con un CVT de 32.51 U\$/MWh. Mientras que la central Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI 5 opera de manera parcial cubriendo tan solo 20.82 MW de la máxima demanda.

#### 4.2 ANALISIS DEL COSTO DE GENERACION DE ENERGIA EN EL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NORTE GRANDE DE CHILE:

##### a. EVOLUCION DEL PRECIO MEDIO DE GENERACION O PRECIO NUDO DE GENERACION:

Se tiene la siguiente evolución mensual del Precio medio de generación o precio nudo de generación en el Sistema Eléctrico Norte Grande de Chile para el año 2,017-2,018, según la Comisión Nacional de Energía de Chile (Organismo equivalente al OSINERGMIN en el Perú) :

Grafico N° 1 Comportamiento del Precio nudo de generación SING Chile



Fuente: OSINERGMIN

El alto costo de la energía en Chile fue, desde que se desató la crisis del gas argentino, lo que provocó un alza del precio de la generación de energía y provocando un freno a la actividad económica. Ha tenido una relativa caída del precio nudo de generación de energía desde marzo del 2,008 en el cual alcanzó el valor de 138 U\$/MWh en la Subestación Base de Crucero 220 kV en el SING, esto a través de la inserción de subastas con R.E.R.

El clima desértico de la zona norte de Chile, no permite la presencia de Centrales Hidroeléctricas de gran capacidad en el SING. La estacionalidad del precio es función a la

disponibilidad de los combustibles. Siendo el valor mínimo en el mes de marzo con un valor de 52.137 U\$/MWh , y el valor más alto en el mes de octubre igual a 60.052 U\$/MWh.

Comparando al precio promedio peruano obtenido en función a potencias firmes es:

Periodo de precio nudo bajo:

$$Diferencia\ de\ precios = 52.137 - 32.51 = 19.327\ U\$/MWh$$

Periodo de precio nudo alto:

$$Diferencia\ de\ precios = 60.052 - 32.51 = 27.542\ U\$/MWh$$

**b. EVALUCION DE LA MAXIMA DEMANDA Y OFERTA DE ENERGIA:**

- Se tienen los valores de la oferta de generación de energía en función a las potencias efectivas de las centrales de generación , donde el 44.25 % de la oferta efectiva se realiza mediante el consumo de carbón ( con un alto potencial contaminante , lo cual encarece su costo de generación al incluirse tecnologías de limpieza de gases contaminantes) , la segunda tecnología es el gas natural en un 34.64 % ( cuya potencia firme a disminuido debido a la dependencia exclusiva del gas natural de Bolivia , que no cubre la totalidad de lo necesitado)

Seguido por la tecnología solar (11.46 % , que no opera en horas de la noche) y las centrales eólicas con 3.64 %

Cuadro N° 14 Oferta Efectiva de generación SING-Chile

Tecnología	[MW]	%
Carbón	2,445.48	44.25%
Gas Natural	1,913.97	34.64%
Solar	633.31	11.46%
Eólica	200.90	3.64%
Fuel Oil Nro. 6	142.28	2.57%
Petróleo Diesel	133.22	2.41%
Geotérmica	24.00	0.43%
Cogeneración	17.50	0.32%
Hidráulica Pasada	10.83	0.20%
Mini Hidroeléctrica Pasada	6.25	0.11%
<b>TOTAL OFERTA SING-CHILE</b>	<b>5,527.74</b>	

Fuente : Comisión Nacional de Energía de Chile

- Teniendo en cuenta los valores del Cuadro n° 7 , se determina el valor de la reserva efectiva en el SING-Chile :

Oferta Efectiva de generación: 5,527.74 MW

Maxima Demanda del SING: 2,775 MW.

$$\text{Margen de Reserva} = 5,527.74 - 2,775.0 = 2,752.74 \text{ MW}$$

El porcentaje de Reserva Efectiva del SING es:

$$\% \text{ Reserva Efectiva} = \frac{2,752.74}{5,527.74} * 100 \% = 49.80 \%$$

- Teniendo en cuenta el cuadro N° 14 se determina el valor de la reserva firme:

Potencia Firme SING: 3,091.13 MW.

Por lo tanto se cuenta con la siguiente reserva firme:

$$\text{Reserva Firme} = 3,091.13 - 2,775.0 = 316.13 \text{ MW}$$

El porcentaje de Reserva Firme del SING es:

$$\% \text{ Reserva Firme} = \frac{316.13}{3,091.13} * 100 \% = 10.22 \%$$

Cuadro N° 15 Oferta firme de generación SING-Chile

NOMBRE DE LA CENTRAL	RECURSO	POTENCIA EFECTIVA(MW)	ENERGIA MEDIA(MWh)	FACTOR DE PLANTA	POTENCIA FIRME(MW)
TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO2)	Carbón	131.87	964139	0.8346	110.06
TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO1)	Carbón	127.44	1000118	0.8959	114.17
COCHRANE (CCH2)	Carbón	244.74	1985623	0.9262	226.67
COCHRANE (CCH1)	Carbón	244.86	1792560	0.8357	204.63
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA (CTA)	Carbón	160.80	1278822	0.9079	145.98
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ (CTAR)	Carbón	148.52	812804	0.6247	92.79
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 1 (ANG1)	Carbón	248.58	1944535	0.893	221.98
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 2 (ANG2)	Carbón	252.98	1886475	0.8513	215.35
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U15)	Carbón	124.06	942375	0.8671	107.58
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U14)	Carbón	127.67	874188	0.7816	99.79
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U13)	Carbón	79.94	537125	0.767	61.32
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U12)	Carbón	81.22	534641	0.7514	61.03

Fuente: Elaboración propia



Cuadro N° 15 Oferta firme de generación SING-Chile

TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM2)	Carbón	162.84	901781	0.6322	102.94
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM1)	Carbón	148.63	1066105	0.8188	121.70
TERMOELÉCTRICA HORNITOS (CTH)	Carbón	161.34	1132790	0.8015	129.31
PLANTA DE ÁCIDO SULFÚRICO MEJILLONES	Cogeneración	17.50	136932	0.8932	15.63
PARQUE EÓLICO SIERRA GORDA ESTE	Eólica	112.00	399544	0.4072	45.61
VALLE DE LOS VIENTOS	Eólica	88.90	251975	0.3236	28.76
UJINA 6 (UG6)	Fuel Oil Nro. 6	8.65	38579	0.95	8.22
UJINA 5 (UG5)	Fuel Oil Nro. 6	8.65	385.79	0.95	8.22
UJINA 4 (UG4)	Fuel Oil Nro. 6	6.50	385.79	0.95	6.18
UJINA 3 (UG3)	Fuel Oil Nro. 6	6.50	385.79	0.95	6.18
UJINA 2 (UG2)	Fuel Oil Nro. 6	6.50	385.79	0.95	6.18
UJINA 1 (UG1)	Fuel Oil Nro. 6	6.50	385.79	0.95	6.18
DIESEL TAMAYA (SUTA)	Fuel Oil Nro. 6	98.98	4824	0.95	94.03
SALTA	Gas Natural	380.00	1256320	0.3774	143.42
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U16)	Gas Natural	354.12	793714	0.2559	90.61
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (TG3)	Gas Natural	35.93	18517	0.0588	2.11
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM3)	Gas Natural	243.22	250926	0.1178	28.64
ATACAMA (CC1)	Gas Natural	389.50	1222307	0.3582	139.53
KELAR	Gas Natural	511.20	962691	0.215	109.90
CERRO PABELLÓN	Geotérmica	24.00	63790	0.3034	7.28
CHAPIQUIÑA	Hidráulica Pasada	10.83	37947	0.4	4.33
CAVANCHA	Mini Hidroeléctrica Pasada	2.80	13480	0.5496	1.54
MINIHIDRO SANTA ROSA	Mini Hidroeléctrica Pasada	1.25	5785	0.5283	0.66
MINIHIDRO EL TORO N°2	Mini Hidroeléctrica Pasada	1.10	5377	0.558	0.61
MINIHIDRO ALTO HOSPICIO	Mini Hidroeléctrica Pasada	1.10	5127	0.5321	0.59
MANTOS BLANCOS	Petróleo Diesel	27.92	1887	0.95	26.52
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ (TGTAR)	Petróleo Diesel	23.65	4480	0.95	22.47
DIESEL ENAEX (DEUTZ)	Petróleo Diesel	1.96	0	0.95	1.86
DIESEL ENAEX (CUMMINS)	Petróleo Diesel	0.72	0	0.95	0.69
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (TG2)	Petróleo Diesel	20.42	8395	0.95	19.40
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (TG1)	Petróleo Diesel	20.42	6550	0.95	19.40
DIESEL ARICA (M2AR)	Petróleo Diesel	2.85	805	0.95	2.71
DIESEL ARICA (M1AR)	Petróleo Diesel	2.92	303	0.95	2.77
DIESEL ARICA (GMAR)	Petróleo Diesel	8.35	188	0.95	7.93
ESTANDARTES (ZOFRI_7-12)	Petróleo Diesel	4.75	10230	0.95	4.51
ESTANDARTES (ZOFRI_13)	Petróleo Diesel	1.58	11502	0.95	1.50
DIESEL ZOFRI (ZOFRI_2-5)	Petróleo Diesel	5.16	9172	0.95	4.90
DIESEL ZOFRI (ZOFRI_6)	Petróleo Diesel	0.45	902	0.95	0.43
DIESEL ZOFRI (ZOFRI_1)	Petróleo Diesel	0.45	985	0.95	0.43
INACAL	Petróleo Diesel	6.62	19420	0.95	6.29
AGUAS BLANCAS	Petróleo Diesel	2.00	13670	0.95	1.90
LA PORTADA (TECNEC_1_6)	Petróleo Diesel	3.00	14408	0.95	2.85
ANDES SOLAR	Solar	21.42	63686	0.3394	7.27
PMGD PICA PILOT	Solar	0.63	1534	0.2802	0.18
PUERTO SECO SOLAR	Solar	8.84	28896	0.3733	3.30
CALAMA SOLAR 1	Solar	9.00	17333	0.2199	1.98
CERRO DOMINADOR	Solar	99.05	199733	0.2302	22.80
PARQUE SOLAR FINIS TERRAE	Solar	137.30	399970	0.3325	45.66
SOLAR EL ÁGUILA I	Solar	2.01	3713	0.2109	0.42
PARQUE SOLAR PAMPA CAMARONES	Solar	6.15	16959	0.3148	1.94

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 15 Oferta firme de generación SING-Chile

URIBE SOLAR	Solar	50.00	143992	0.3287	16.44
MARIA ELENA FV	Solar	67.71	190846	0.3217	21.79
FV BOLERO	Solar	120.25	295682	0.2807	33.75
LOS PUQUIOS	Solar	2.47	2140	0.0989	0.24
SOLAR JAMA 2	Solar	21.00	68559	0.3727	7.83
SOLAR JAMA 1	Solar	30.00	128450	0.4888	14.66
POZO ALMONTE SOLAR 1	Solar	9.00	20022	0.254	2.29
POZO ALMONTE SOLAR 2	Solar	7.50	21405	0.3258	2.44
POZO ALMONTE SOLAR 3	Solar	16.00	45928	0.3277	5.24
SPS LA HUAYCA	Solar	24.99	58097	0.2654	6.63
TOTAL		5527.74			3091.13

Fuente: Elaboración propia

Para la elaboración del cuadro anterior se elaboraron los factores de planta en función a los valores de la energía anual producida por los integrantes del SING-Chile para el año 2,017 tomadas de los archivos de la Comisión Nacional de Energía de Chile.

Se detalla que tan solo para las centrales con Petróleo Diesel y Fuel Oil N° 6 se ha considerado la disponibilidad de 0.95, debido a que la reserva contempla que estas centrales de generación cumplen con la función de reserva fría final para la sostenibilidad del mencionado sistema interconectado.

Del resto de centrales termoeléctricas, las unidades de generación de carbón son las de mayor factor de planta desde 63.22 a 92.62 %, y son las responsables actuales de la seguridad del sistema interconectado.

Con respecto a las centrales RER, las cuales han tenido un despegue vertiginoso en inversiones en los últimos 4 años, no tienen factores de planta significativos, que puedan suplir con urgencia el déficit de oferta de generación.

Las Centrales termoeléctricas con gas natural presentan un factor de planta oscilando entre 37.74 a 5.88 %. (Originado por el ruptura de venta de gas natural de Argentina a Chile , actualmente solo Bolivia y Gas Natural de exportación mantiene la generación de energía con esta tecnología)

**c. CON RESPECTO AL DESPACHO DE GENERACION:**

Con respecto al despacho de generación se representa el siguiente cuadro ordenado según costos de tecnología, para el año 2,017, en el cual se puede observar que los costos de generación lo están asumiendo las centrales termoeléctricas con turbinas a gas operando con Gas Natural , mientras que las centrales termoeléctricas que operan con Petróleo

Diesel y Fuel Oil N°6, cubren los picos de demanda, mientras que las centrales termoeléctricas con carbón operan como unidades de base.

Cuadro N° 16 Orden de despacho de generación SING-Chile

TECNOLOGIA	POTENCIA FIRME(MW)
Hidráulica Pasada	4.33
Mini Hidroeléctrica Pasada	3.4
Cogeneración	15.63
Eólica	74.37
Solar	194.86
Geotérmica	7.28
Carbón	2015.30
Gas Natural	514.21
Petróleo Diesel	12.95
Fuel Oil Nro. 6	0
TOTAL	2842.33

Fuente: Elaboración propia

La información fue tomada de la comisión Nacional de energía de Chile (2018), aunque la máxima demanda es de 2,775 MW , existe un extra de energía generada para compensar las pérdidas de transmisión y regulación de frecuencia y tensión del sistema ( En el Cuadro N° 15 es 2,842.33 MW)

**d. COMENTARIO:**

El problema principal en el SING de Chile está basado en el alto costo del precio nudo de generación de energía (oscilando entre 52.137 a 60.052 U\$/MWh, dependiente básicamente de Centrales Termoeléctricas a carbón con un alto factor de disponibilidad, así como de centrales termoeléctricas con Petróleo Diesel (equivalente al petróleo BD5 peruano) y Fuel Oil N° 6 (equivalente al Petróleo Bunker 6 peruano), existiendo un déficit de abastecimiento de gas natural para las centrales termoeléctricas con gas natural que operan con gas natural en centrales termoeléctricas con turbinas a gas y de ciclo combinado ( 514.21 MW de potencia firme en actividad de generación en relación a 1,913.27 MW certificadas como potencia efectiva con gas natural , lo que representa que 1,399.06 MW de generación se encuentran inactivas con un alto porcentaje de seguridad debido al déficit de gas natural)

#### **4.3 INCREMENTO DE LA SOBREFERTA DE ENERGIA:**

##### **a. GASODUCTO SUR PERUANO:**

En aplicación de la Ley N° 29970 – Ley que afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el sur del país, el 10 de enero de 2013, mediante R.S. 005-2013-EF se incorporó a PROINVERSION el proyecto “Mejoras en la Seguridad Energética del País y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”.

El Gasoducto sur Peruano sistema recorrerá 1,134 kilómetros desde el yacimiento de Camisea en la selva de Cusco, hasta la provincia costeña de Ilo, en Moquegua, alcanzando una altura máxima de 4,890 metros sobre el nivel del mar, lo que representa grandes desafíos para su construcción y logística. Dicha infraestructura permitirá afianzar el Sistema de Seguridad Energética existente, así como descentralizar la generación eléctrica del país (concentrada actualmente, más del 50%, en la costa central del país); coadyuvando así también al desarrollo del Nodo Energético y el Polo Petroquímico en la zona sur del país.

El Gasoducto Sur Peruano es una concesión privada de 34 años y cuenta con una inversión de US\$7,328 millones. Representa la descentralización y el afianzamiento de la generación termoeléctrica en el país, así como la oportunidad de suministrar energía a un precio más económico para el sur del Perú. Actualmente en proceso de litigio entre el Gobierno Peruano y la Empresa Concesionaria Odebrecht Ingeniería & Construcción Internacional.

El área de influencia del proyecto comprenderá las regiones de Apurímac, Puno, Arequipa, Cusco, Moquegua y Tacna. Las Bases indicarán los puntos referenciales por los cuáles pasará obligatoriamente el Gasoducto Sur Peruano desde la provincia de Anta-Cusco hasta la costa sur del país. Desde dicho gasoducto se construirán ductos y/o proyectos de infraestructura y logística para el suministro de gas natural hacia las regiones previamente mencionadas, conforme a lo establecido en la Ley 29970.

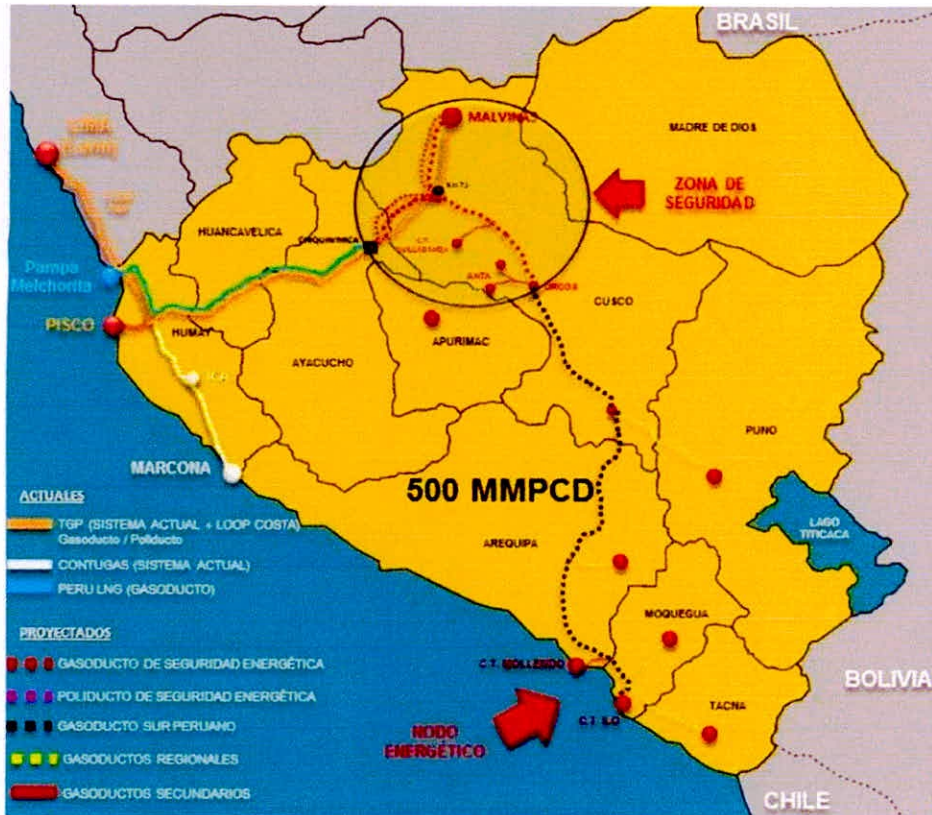


Figura N° 28 Ficha técnica del Gasoducto Sur Peruano

Fuente: PROINVERSION

**b. RECONVERSION TERMOELECTRICA A GAS NATURAL DE LAS CENTRALES DE RESERVA FRIA DE ILO.**

Teniendo en cuenta la siguiente información del Contrato de concesión:

- El plazo de cada concesión será de 20 años, más el periodo de construcción; sin embargo luego de cinco años de operación el Adjudicatario podrá optar por pasar al servicio regular de suministro de energía en el Sistema Interconectado. En este caso la concesión se efectuó el año 2,011. Actualmente la central de Reserva Fría de Ilo opera en situaciones de emergencia, con el objeto asegurar la disponibilidad de potencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, para enfrentar situaciones de emergencia en el abastecimiento o eficiencia operativa en el Sur del país.
- La central de ciclo simple, tiene una capacidad de 564 MW, que opera en forma inicial con combustible Diesel B5, y está preparada para operar con Gas Natural.

- Se tiene el siguiente cálculo para la reconversión tecnológica de la central de Reserva Fría de Ilo :

$$\text{Potencia Efectiva} = 564 \text{ MW}$$

$$\text{Heat Rate} = 0.242 \frac{\text{kg. de Petroleo DB5}}{\text{kWh}} = 0.242 \frac{\text{Ton. de Petroleo BD5}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Flujo masico de combustible} = 0.242 * 564 = 136.488 \frac{\text{Ton. de Petroleo BD5}}{h}$$

*Potencia termica suministrada*

$$= 136,488 \frac{kg}{h} * 9,860 \frac{kcal}{kg} * 4.18 \frac{kJ}{kcal} * 1 \frac{h}{3,600 sg} * 1/1000$$

$$\text{Potencia termica suministrada} = 1,562.5 \text{ MW}$$

$$\text{Eficiencia planta}_{CT \text{ RESERVA FRIA ILO}} = \frac{564}{1,562.5} * 100 \% = 36.10 \%$$

Se determina el flujo másico de combustible, en este caso gas natural , teniendo en cuenta con la potencia térmica suministrada se mantiene constante:

$$1,562.5 \frac{MJ}{sg} = m_{GAS \text{ NATURAL}} * 42 \frac{MJ}{kg} * 0.64 \frac{kg}{m^3} * \frac{28 m^3}{MMBTU} * 3600 \frac{sg}{h}$$

$$m_{GAS \text{ NATURAL}} = 7,473.70 \text{ MMBTU/h}$$

$$\text{Heat Rate} = \frac{7,473.70 \text{ MMBTU/h}}{564 \text{ MW}} = 13.25 \frac{\text{MMBTU}}{\text{MWh}}$$

Para un precio del gas natural de 2.8 U\$/MMBTU

$$\text{CVC} = 13.25 * 2.8 = \text{Heat Rate} * \text{Precio del Combustible} = 37.1 \text{ U\$/MWh}$$

Ademas se tiene que el CVNC es de 2.08 U\$/MWh , similar a la Central Termoeléctrica con gas natural de Santa Rosa UT18

Finalmente:

$$\text{CVT} = 37.1 + 2.08 = 39.18 \text{ U\$/MW}$$

**c. RECONVERSION CENTRAL TERMoeLECTRICA DE PUERTO BRAVO -NODO ENERGETICO DEL SUR A GAS NATURAL**

En aplicación de la Ley N° 29970 – Ley que afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el sur del país, el 10 de enero de 2013, mediante R.S. 004-2013-EF se incorporó a PROINVERSION el proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú”.

Mediante R.S. 014-2013-EF del 07 de febrero de 2013, se aprobó el Plan de Promoción de la Inversión Privada del Proyecto mencionado en el párrafo precedente.

Conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en el nivel de tensión de 500 KV, incluyendo toda la infraestructura requerida para realizar dicha conexión.

Ducto de conexión al sistema de distribución o de transporte de gas natural, de ser el caso, cuya inversión, operación y remuneración se realizará según las Leyes Aplicables.

La central de ciclo simple, tiene una capacidad de 600 MW, que opera en forma inicial con combustible Diesel B5, y está preparada para operar con Gas Natural.

Se tiene el siguiente cálculo para la reconversión tecnológica de la central de Puerto Bravo del Nodo Energético del Sur:

$$\text{Potencia Efectiva} = 600 \text{ MW}$$

$$\text{Heat Rate} = 0.233 \frac{\text{kg. de Petroleo DB5}}{\text{kWh}} = 0.233 \frac{\text{Ton. de Petroleo BD5}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Flujo masico de combustible} = 0.233 * 600 = 139.8 \frac{\text{Ton. de Petroleo BD5}}{h}$$

*Potencia termica suministrada*

$$= 139,800 \frac{\text{kg}}{h} * 9,860 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} * 4.18 \frac{\text{kJ}}{\text{kcal}} * 1 \frac{h}{3,600 \text{ sg}} * 1/1000$$

$$\text{Potencia termica suministrada} = 1,600.51 \text{ MW}$$

$$\text{Eficiencia planta}_{CT \text{ RESERVA FRIA ILO}} = \frac{600}{1,600.51} * 100 \% = 37.48 \%$$

Se determina el flujo másico de combustible, en este caso gas natural, teniendo en cuenta con la potencia térmica suministrada se mantiene constante:

$$1,600.51 \frac{MJ}{sg} = m_{GAS NATURAL} \cdot 42 \frac{MJ}{kg} \cdot 0.64 \frac{kg}{m^3} \cdot \frac{28 m^3}{MMBTU} \cdot \frac{1 h}{3600 sg}$$

$$m_{GAS NATURAL} = 7,655.50 \text{ MMBTU/h}$$

$$\text{Heat Rate} = \frac{7,655.50 \text{ MMBTU/h}}{600 \text{ MW}} = 12.76 \frac{\text{MMBTU}}{\text{MWh}}$$

Para un precio del gas natural de 2.8 U\$/MMBTU

$$\text{CVC} = 12.76 \cdot 2.8 = \text{Heat Rate} \cdot \text{Precio del Combustible} = 35.73 \text{ U\$/MWh}$$

Ademas se tiene que el CVNC es de 2.08 U\$/MWh

Finalmente:

$$\text{CVT} = 35.73 + 2.08 = 37.81 \text{ U\$/MWh}$$

**d. RECONVERSION TERMOELECTRICA DE ILO - NODO ENERGETICO DEL SUR A GAS NATURAL.**

La central de ciclo simple, tiene una capacidad de 600 MW, que opera en forma inicial con combustible Diesel B5, y está preparada para operar con Gas Natural.

Se tiene el siguiente cálculo para la reconversión tecnológica de la central de Ilo del Nodo Energético del Sur:

$$\text{Potencia Efectiva} = 600 \text{ MW}$$

$$\text{Heat Rate} = 0.231 \frac{\text{kg. de Petroleo DB5}}{\text{kWh}} = 0.231 \frac{\text{Ton. de Petroleo BD5}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Flujo masico de combustible} = 0.231 \cdot 600 = 138.6 \frac{\text{Ton. de Petroleo BD5}}{h}$$

*Potencia termica suministrada*

$$= 138,600 \frac{kg}{h} \cdot 9,860 \frac{kcal}{kg} \cdot 4.18 \frac{kJ}{kcal} \cdot 1 \frac{h}{3,600 sg} \cdot 1/1000$$

$$\text{Potencia termica suministrada} = 1,586.77 \text{ MW}$$

$$\text{Eficiencia planta}_{CT \text{ RESERVA FRIA ILO}} = \frac{600}{1,586.77} \cdot 100 \% = 37.81 \%$$



Se determina el flujo másico de combustible, en este caso gas natural, teniendo en cuenta con la potencia térmica suministrada se mantiene constante:

$$1,586.77 \frac{MJ}{sg} = m_{GAS\ NATURAL} * 42 \frac{MJ}{kg} * 0.64 \frac{kg}{m^3} * \frac{28\ m^3}{MMBTU} * \frac{1\ h}{3600\ sg}$$

$$m_{GAS\ NATURAL} = 7,589.78\ MMBTU/h$$

$$\text{Heat Rate} = \frac{7,589.78\ MMBTU/h}{600\ MW} = 12.65 \frac{MMBTU}{MWh}$$

Para un precio del gas natural de 2.8 U\$/MMBTU

$$CVC = 12.65 * 2.8 = \text{Heat Rate} * \text{Precio del Combustible} = 35.42\ U\$/MWh$$

Ademas se tiene que el CVNC es de 2.08 U\$/MWh

Finalmente:

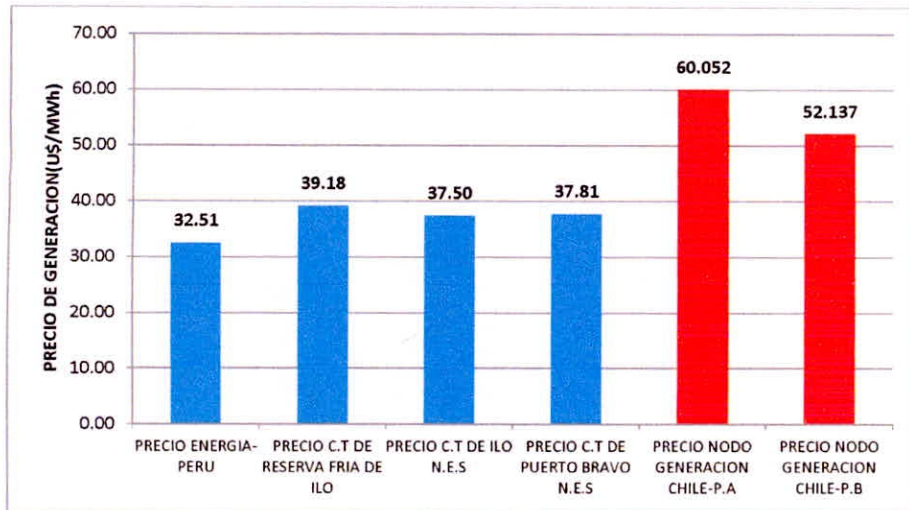
$$CVT = 35.42 + 2.08 = 37.50\ U\$/MW$$

#### 4.4 DETERMINACION DEL PRECIO DE LA ENERGIA DE VENTA Y COMERCIALIZACION:

- Se muestra el grafico comparativo entre los precios de generación de energía en el Perú , los precios de generación por reconversión tecnológica de la Central termoeléctrica de reserva fría de Ilo y las centrales del Nodo Energético del Sur de Ilo y Puerto Bravo , así como los precios de nodo de generación en el SING-Chile, se observa que los precios de generación más económicos están representados por los ofrecidos por la Central termoeléctrica del Nodo Energético del Sur de Ilo con un valor de 37.50 U\$/MWh, lo que supera en 4.99 U\$/MWh el valor del precio de generación en el Perú , ubicándose en el orden de despacho luego de la Central Termoeléctrica de Ilo 2 TV Carbón 1 (quien tiene un costo de generación de 36.02 U\$/MWh , ver Cuadro N° 13 del presente capítulo).

Mientras que los precios del nodo de generación del SING-Chile son muy elevados con respecto al valor que ofrece la Central termoeléctrica del Nodo Energético del Sur de Ilo reconvertida a Gas Natural.

Grafico N° 2 Comparativo entre precios de generación de energía



Fuente: Elaboración propia.

- Se presentan las siguientes ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACION de venta de energía por sobreoferta de generación al SING-Chile:

Cuadro N° 17 Alternativas de Comercialización por sobreoferta de generación

ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2
La energía a comercializar debe estar incluida en el despacho de generación del SEIN-Perú	La energía a comercializar no debe ser incluida en el despacho de generación del SEIN-Perú.
<p>ANALISIS: La Inclusión de la venta de energía al SING-Chile en bloque, al margen del volumen de venta, involucra un incremento del costo de generación de la energía en el SEIN.</p> <p>Suponiendo una venta de Potencia de 200 MW(teniendo el cuadro N° 13), se tendría que ordenar la operación de las Centrales de: Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI5 31.58 MW Turbo Gas Natural Aguaytía TG2 87.04 MW Turbo Gas Natural Pisco 70.18 MW Turbo Gas Natural Aguaytía TG1 11.2 MW (operación parcial)</p> <p>En este caso el precio de generación en el SEIN estaría certificado por el valor del CVT de la Central Turbo Gas Natural Pisco el cual es de 33.62 U\$/MWh. Lo que provoca el incremento el precio de generación en el Perú en 1.11 U\$/MWh, a pagar por todos los consumidores del país.</p>	<p>ANALISIS: La venta de energía en bloque al SING-Chile no está incluida en el despacho de generación del SEIN-Perú, por lo tanto no involucra un incremento del costo de generación que se refleja en el incremento de la facturación de energía eléctrica del Perú.</p> <p>La Central termoeléctrica del Nudo Energético del Sur de Ilo (cuyo precio es el más económico comercialmente) se ubica geográficamente mas cerca de la zona geográfica del SING-Chile en Arica.</p> <p>La ruta estaría dada a través de la línea de transmisión: PERU: S.E Ilo -S.E Montalvo -S.E Los Héroes-Tacna 220 V(60 Hz) CHILE : S.E Parinacota en Arica-Chile a 220 V(50 Hz)</p> <p>Opción: Inversión Línea de transmisión</p>

Fuente: Elaboración propia

La longitud total entre las sub estaciones S.E Los Héroes-Tacna en Perú y la S.E Parinacota-Arica en Chile es de 55 km, donde el principal problema no esta en el nivel de tensión de transmisión, sino en la frecuencia del sistema. Dos sistemas eléctricos en corriente alterna con frecuencias distintas no se pueden interconectar, sin que no exista un sistema físico que permita una conversión de frecuencia en medio del trayecto del sistema. El sistema que permite esto es una Estación de conversión de CA-CC-CA.

Se presentan dos alternativas que se simulan en el subcapítulo 4.5 y que involucran las siguientes Alternativas físicas viables para la comercialización de la sobreoferta de generación al SING-Chile.

- ◆ Una estación de conversión de corriente continua de alto voltaje (HVDC) cerca de la frontera, con una línea de corriente alterna de aproximadamente 33 km, 220 kV conectada a la S.E Los Héroes-Tacna y una línea de corriente alterna de aproximadamente 22 km, 220 kV conectada a S.E Parinacota-Chile.



Figura N° 29 Arreglo de convertidor Back to Back de HVDC

Fuente: Elaboración propia

- ◆ 02 Estaciones de conversión de HVDC tanto en la S.E Los Héroes-Tacna y S.E Parinacota-Arica, conectadas con una línea de corriente continua de alto voltaje (HVDC) de aproximadamente 55 km.

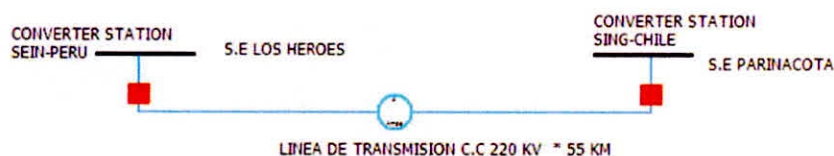


Figura N° 30 HVDC Arreglo de línea de transmisión

Fuente: Elaboración propia

#### 4.5 SIMULACION DE LA VENTA DE ENERGIA

Se presentan las alternativas los siguientes 02 hojas de simulación, del cual se detalla lo siguiente:

Hoja N° 1 Simulación del flujo de potencia desde la S.E Montalvo y S,E Los Héroe. Estado Actual del SEIN-Zona Sur.

Cerrada la línea entre S.E Montalvo y S.E Los Héroe. En este caso las C.H de Aricota I y II operan abasteciendo de energía faltante a la localidad de Tacna y tan solo 50 MW son enviados desde la S.E Chilca y 200 MW desde la S.E Socabaya.

Hoja N°2 Simulación del flujo de Potencia desde la S.E los Héroe a la S.E Parinacota.

Cerrada la línea entre S.E Montalvo y S.E Los Héroe, se tiene el flujo de potencia desde la S.E Montalvo hasta la S.E Los héroe y a la S.E Parinacota.

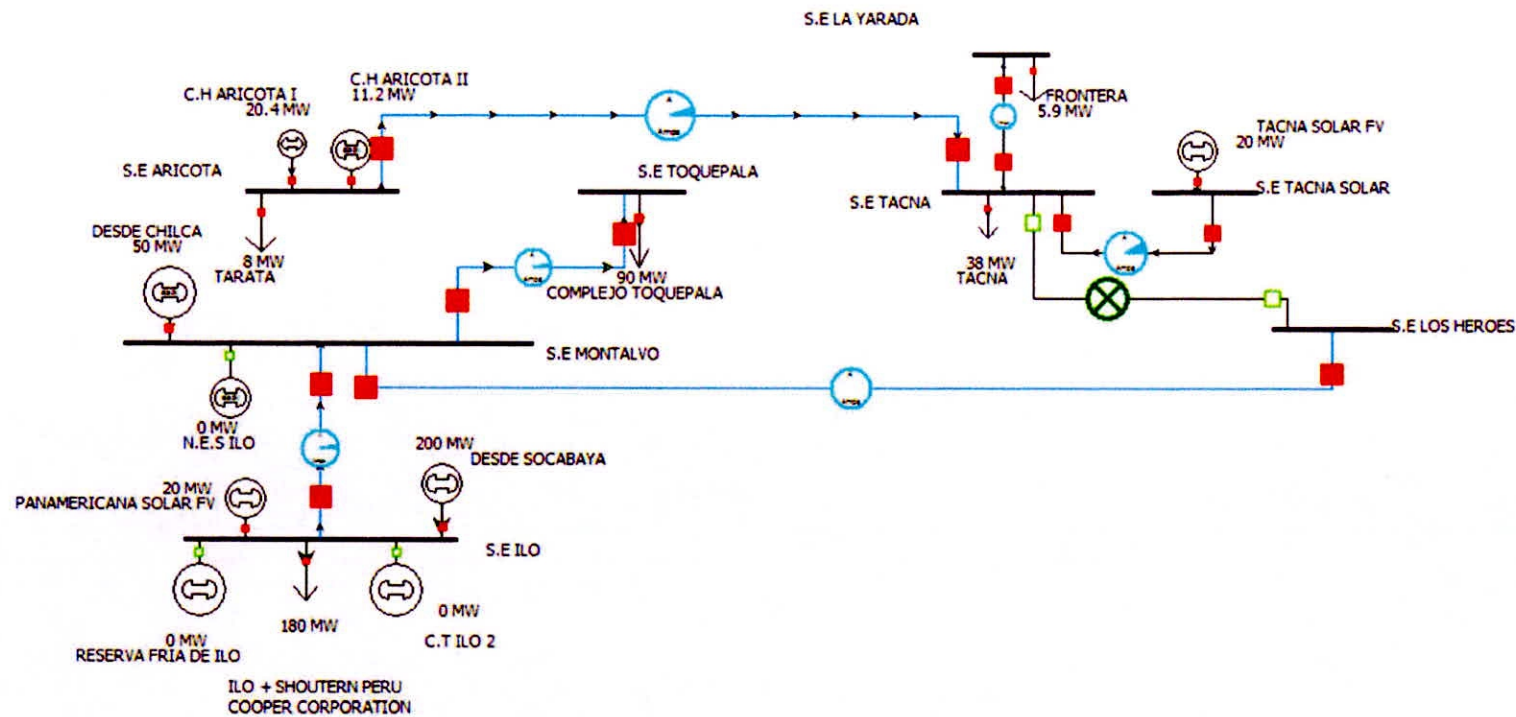


Figura N° 31 Hoja N° 1 Simulación del flujo de potencia desde la S.E Montalvo y S,E Los Héroes. Estado Actual del SEIN-Zona Sur.

Fuente: Elaboración propia

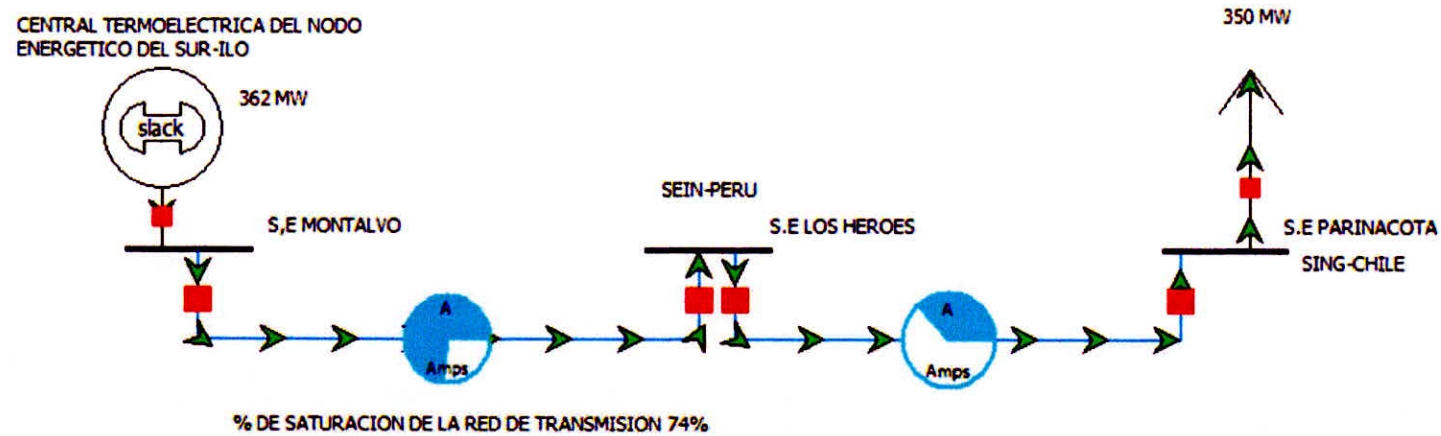


Figura N° 32 Hoja N°2 Simulación del flujo de Potencia desde la S.E los Héroes a la S.E Parinacota –Estado Final

Fuente: Elaboración propia

#### 4.6 DISCUSION DE RESULTADOS

- En relación a la tesis de ARAGON CASTRO y EUSEBIO PADILLA (2,013) en su tesis para optar el Grado de magister en Energética en la Universidad Nacional de Ingeniería relacionada a la interconexión regional Perú-Ecuador , manifiesta que esta sólo puede realizar en ciertas ocasiones en función a restricciones técnicas, a la falta de acuerdos comerciales entre ambos países y la estacionalidad de los excedentes exportables del Perú está determinada por los periodos mensuales de lluvias y estiaje (Mayo-Noviembre), debido a la alta proporción de generación hidroeléctrica, sin embargo los excedentes exportables están constituidos por generación termoeléctrica a gas natural o petróleo. Para el caso de la interconexión regional eléctrica entre Perú-Chile, no si tiene el mismo escenario ya que se cuenta con una sobreoferta de generación de energía eléctrica garantizada por una reserva efectiva de 45 % y una reserva firme de 31.47 % ,los cuales le dan una sostenibilidad al sistema eléctrico peruano en la zona sur. Hay que indicar que la reserva firme comprende la determinación de la potencia eléctrica que con mayor seguridad puede producir una central eléctrica en función a sus factores de plantas (sujeto a las contingencias de la operación).
- El presente informe de tesis concuerda con el informe elaborado por CLARO, GAMIO, URIARTE y DE BIÈVRE (2,014) en la cual concluyen que la integración eléctrica entre el Perú y Chile podría traer importantes beneficios económicos y ambientales para estos países. Esto se demuestra básicamente como una oportunidad de negocios para las centrales termoeléctricas de generación del Nodo energético del Sur de Ilo , Puerto Bravo y Reserva Fría de Ilo , quienes actualmente operan en condición de reserva con Petróleo BD5 , pero podrían reconvertirse tecnológicamente a gas natural , sin que esto afecte al despacho de generación del Perú. Más aun en el SING-Chile se presenta un déficit de generación de energía eléctrica (cubierta la base del sistema por centrales termoeléctricas a carbón , los cuales son responsables de emisiones de dióxidos de azufre) y el alto precio del nudo de generación entre 52.137 a 60.052 U\$/MWh ( muy superior al valor peruano de 32.51 U\$/MWh). La interconexión permitiría el flujo de potencia hacia el SING-Chile para suplir el déficit de demanda eléctrica y de alguna manera tiene un efecto de reducción de la emisión de gases contaminantes (dióxidos de azufre a la atmosfera)

- La interconexión regional puede ser el punto de partida para la mejora de las relaciones entre ambos países (sin la necesidad de provocar el predominio de un país sobre otro), tal como lo explica MORALES ANZOLA (2,010) en su tesis en la cual manifiesta que la integración eléctrica es una herramienta que permite la cooperación y la interdependencia de mercado para dar mayor y mejor calidad en la cobertura eléctrica. Del cual reafirmamos a través del presente informe de tesis, pero para esto la interconexión regional Perú-Chile debe acordarse en términos transparentes que no afecten en ningún término a alguno de los países. Tal es así que su viabilidad se fija en que la venta de energía no debe estar contemplada en el despacho de generación del SEIN-Perú, para no incrementar el precio de generación en nuestro sistema eléctrico, más bien puede ser un nicho de mercado para las empresas de generación que deseen reconvertir sus instalaciones a gas natural.
- Referente a las limitaciones técnicas que hace mención TORRES CABRERA (2,014) en su tesis para optar el Grado de magister en ciencias con mención en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Chile, la implementación de la interconexión debe contemplar los criterios técnicos de la red de transmisión entre los puntos de entrega y retiro de potencia, esto es desde la S.E Los Héroes-Perú a 60 Hz y la S.E Parinacota-Arica a 50 Hz. Se presentan 2 alternativas de transferencia de energía a través de un sistema: Arreglo de convertidor Back to Back de HVDC intermedio en la red y un sistema de transmisión con C.C con dos HVDC a los extremos de la red de transmisión de 55 km. Lo que está por definir el porcentaje de inversión entre cada uno de los países.
- La presente tesis está de acuerdo al informe elaborado por MENDIOLA, AGUIRRE y AGRUILAR ( 2,012 ), su informe técnico elaborado para la Universidad ESAN , en el cual hacen referencia a la importancia del gas natural en la matriz energética nacional , y es aun la principal fuente de generación de energía eléctrica , y es la que ha provocado una reserva firme que permite una sostenibilidad al país , más aun la reconversión tecnológica de las centrales termoeléctricas del sur presentan un atractivo negocio de venta de energía al SING-Chile ( desde un precio de 37.50 U\$/MWh desde la Central Termoeléctrica del Nodo Energético del Sur de Ilo a un sistema eléctrico que tiene un precio de nodo de generación entre 52.137 a 60.052 U\$/MWH, existe un considerable margen favorable para la transacción comercial entre ambos países).



- Con referencia al informe de PUMAY y PALOMINO ( 2,013) en su tesis para optar el Título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en Perú, en esa fecha la reserva firme era tan solo 17 % para una máxima demanda de 5,212 MW, y con un parque de generación 7,142.8 MW de generación , en la actualidad la situación de la generación de energía en el Perú se ha incrementado vertiginosamente a tal punto de tener una reserva firme de 31.47 % , con una potencia efectiva de 11,983.7 MW y una potencia firme de 9,607.78 MW. Si bien es cierto es un parque de generación mayoritariamente termoeléctrico a gas natural , a futuro esto se revertirá con el conjunto de proyectos a mediano plazo con Centrales del tipo RER.
- Se demuestra finalmente que la sobreoferta de generación de energía eléctrica en el Perú puede ser comercializada al SING-Chile y favorecer la integración regional eléctrica Perú-Chile , mediante la reconversión de las Centrales termoeléctricas del Nodo Energético del Sur y de la Reserva Fría de Ilo a gas natural , obteniéndose precios de generación entre 37.50 a 39.18 U\$/MWh , valor comercial que resulta favorable tanto para el vendedor (SEIN-Perú) y comprador (SING-CHILE) , en comparación al valor de la hipótesis planteada de 50 U\$/MWh.

## CONCLUSIONES

- El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional cuenta con una potencia instalada de 11,983,7 MW, con una máxima demanda igual a 9,700,7 MW. Las reservas de generación de energía representan un margen de reserva del 21,5% en función a los factores de planta y disponibilidad de las unidades. En caso de una función al recurso energético, combustible u otro contingente, el sistema eléctrico firme igual a 9,677,78 MW, con una reserva firme real de 3,247 MW, lo que garantiza una sostenibilidad del SEIN ante la presencia de cualquier contingencia que afecte la operatividad y servicio.
- Al realizarse la reconversión tecnológica de las centrales Termoeléctricas de Agua y Fuego de Ilo, Nido Energético de Ilo y Puerto Llanero (en el caso de las que usen gas natural), se consiguan precios de generación de energía de 37,50 US/MWh a 50,052 US/MWh, en comparación con el precio del SEIN en cuantía de 52,07 US/MWh.

## CONCLUSIONES

## Y

- Se evaluó la situación actual del SINC de la generación de energía eléctrica en el año 2,012, con una potencia igual a 9,327 MW, con una máxima demanda de 7,000 MW. El sistema eléctrico firme igual a 9,327 MW, con una reserva firme real de 3,247 MW, lo que garantiza una sostenibilidad del SEIN ante la presencia de cualquier contingencia que afecte la operatividad y servicio.
- Se evaluó la situación actual del SINC de la generación de energía eléctrica en el año 2,012, con una potencia igual a 9,327 MW, con una máxima demanda de 7,000 MW. El sistema eléctrico firme igual a 9,327 MW, con una reserva firme real de 3,247 MW, lo que garantiza una sostenibilidad del SEIN ante la presencia de cualquier contingencia que afecte la operatividad y servicio.
- El precio más favorable para la comercialización de la energía eléctrica del Perú, estaría dado en función a los costos de generación de energía eléctrica de las centrales Termoeléctricas del tipo Energéticas del tipo de Ilo, en cuantía de 37,50 US/MWh, esto significa que la operación de esta central representa un costo de generación real de energía al SEIN, ya que su presencia garantiza la sostenibilidad de la energía eléctrica en el SEIN.

## RECOMENDACIONES

- Se selecciona como mejor alternativa de comercialización la construcción de una línea de transmisión desde la S.E Los Héroes en Tacna a 220kV hacia la S,E Parinacota en Arica de propiedad del SING-Chile. Mediante la aplicación del simulador Power World se demuestra que entre las línea comprendida entre las S.E Montalvo y S.E Los héroes, existen un margen de reserva en la transmisión, consiguiéndose hasta un límite de venta de 362 MW, punto en el cual la mencionada red de transmisión peruana alcanza el 74 % de saturación.
- Se demuestra finalmente que la sobreoferta de generación de energía eléctrica en el Perú puede ser comercializada al SING-Chile y favorecer la integración regional eléctrica Perú-Chile , mediante la reconversión de las Centrales termoeléctricas del Nodo Energético del Sur y de la Reserva Fría de Ilo a gas natural , obteniéndose precios de generación entre 37.50 a 39.18 U\$/MWh , valor comercial que resulta favorable tanto para el vendedor (SEIN-Perú) y comprador (SING-CHILE) , en comparación al valor de la hipótesis planteada de 50 U\$/MWh.

## RECOMENDACIONES

- Es recomendable como parte complementaria al presente informe de tesis, el análisis del sistema de protección de la línea de transmisión desde la S.E Montalvo, S.E Los Héroes a la S.E Parinacota , con la finalidad de certificar la calidad del flujo de potencia a transmitir, debido a que el problema resuelto en el presente tesis , era tan solo buscar la viabilidad de la comercialización de la sobreoferta de generación del SEIN al SING.
- Se debe procurar contar con una legislación que permita la comercialización de la energía en exceso, pero teniendo en cuenta criterios favorables sobre todo para el productor de energía eléctrica, en este caso el Perú.
- Los estudios de planificación de la oferta y la demanda de energía juegan un papel muy importante en la seguridad energética nacional, por lo tanto es indispensable su inserción en el plan curricular de la EPIE.
- Referente a la planificación energética es un problema pendiente la determinación de las reservas reales de gas natural, hay que tener en cuenta que la reserva firme y efectiva se basa en el Perú de tener una matriz energética nacional dependiente del gas natural, lo cual en un horizonte mediano no se presenta muy alentador, ante la ausencia de nuevos descubrimientos de gas natural en el Perú.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

### TESIS

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.

ESPINOZA PEREZ, JOSE. Y JUAREZ SAGRERO, MARTIN. "PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO ANALISIS A CORTO Y MEDIANO PLAZO". Tesis para optar el título de Ingeniero Energético de la Universidad Autónoma de México. 2,012. 82 p.

MORALES ANZOLA. "SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LA INTEGRACIÓN FÍSICA DE LA INFRAESTRUCTURA ENTRE CENTRO Y SURAMÉRICA DENTRO DEL MARCO IIRSA Y EL PPP". Tesis para optar el Título de Ciencias Políticas de la Pontificia Universidad Javeriana de Colombia, 2010. 76 p.

OSORIO RAMIREZ, DAYYANA." IMPACTO DEL ESQUEMA DE INTERCAMBIO DE ELECTRICIDAD EN LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ENTRE ECUADOR, COLOMBIA Y PANAMÁ". Tesis para optar el Grado de Magister en Ingeniería de Sistemas en la Universidad Nacional de Colombia. 2,013.144 p.

PUMAY y PALOMINO. ESTUDIO DE LA PROYECCION DE LA RESERVA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA PARA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO DEL PERU. Tesis para optar el Título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en Perú. 2,013. 150 p.

RUBIO AGUILAR, OMAR."ANALISIS REGULATORIO DE LA INTERCONEXION ELECTRICA ENTRE ECUADOR Y COLOMBIA". Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica nacional de Ecuador. 2,003. 184 p.

SILVA ORTEGA. "HERRAMIENTA PARA FACILITACIÓN DE EVALUACIÓN DE COSTOS DE TRANSMISIÓN TRONCAL PARA PROYECTOS DE ENERGÍA SOLAR". Tesis para optar el título de Ingeniero Electrónico. Universidad de Chile. 2,015. 116 p.

TORRES CABRERA. "METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS: CASO BOLIVIA-CHILE". Tesis para optar el Grado de magister en ciencias con mención en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Chile. 2004. 159 p.

#### **INFORMES TECNICOS DE CARÁCTER ACADEMICO**

CLARO, GAMIO, URIARTE y DE BIÈVRE. GENERACIÓN DE DIÁLOGO CHILE-PERÚ Y PERÚ-CHILE. Informe elaborado para el Instituto de Estudios Internacionales de la PCUP del Perú y el Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad Nacional de Chile. Perú. 2,014.81 p.

MENDIOLA, AGUIRRE y AGRUILAR. PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ ¿CENTRALES HIDROELÉCTRICAS O CENTRALES TÉRMICAS? . Informe técnico elaborado para la Universidad Esan. 2,014. 134 p.

#### **TEXTOS**

DIAZ BAUTISTA, Alejandro. Experiencias de la desregulación eléctrica internacional y en México". Ediciones Plaza y Valdés. México. 2005. 257 p.  
ISBN 968794739X

FERNEY MORENO, Luis. "Regulación del Mercado Eléctrico de América Latina" . Universidad Externado de Colombia. 2012. 423 p.  
ISBN 9587108477

GAMIO, Pedro, CLARO, Fernando y URIARTE, Ana, "Generación de dialogo Perú-Chile- Documento N° 7 : Recursos hídricos, energía y medio ambiente. Instituto de Estudios Internacionales (IDEI), Universidad de Chile y Konrad Adenauer Stiftung.Peru. 2013. 81 p.

ISBN 978-9972-671-20-3

GREEN, Richard. "Retail Competition and Electricity Contracts". Ed University of Cambridge. USA.2004. 25 p.

GUEVARA, Robert. Módulo de Centrales Termoeléctricas. Universidad Nacional del Santa. 2017.83 p.

#### **LINKOGRAFIA**

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE. Oferta y demanda en el mercado energético. PUC CHILE. 2,016. [Consulta: 10 de agosto del 2,017]. Disponible en:  
[http://www.claseejecutiva.com/wp-content/uploads/2016/10/Curso-Econom%C3%ADa-de-la-Energ%C3%ADa-Clase-Ejecutiva-UC\\_01.pdf](http://www.claseejecutiva.com/wp-content/uploads/2016/10/Curso-Econom%C3%ADa-de-la-Energ%C3%ADa-Clase-Ejecutiva-UC_01.pdf)

FERRER, LIZ. PERÚ TIENE ENERGÍA PARA ABASTECER DEMANDA CHILENA. Boletín Económico del Diario La República. Perú. 2,017. [Consulta: 29 de noviembre del 2,017]. Disponible en:  
<http://larepublica.pe/economia/1008192-peru-tiene-energia-para-abastecer-demanda-chilena>

CNE. PAGINA VIRTUAL DE ESTADISTICAS DEL SECTOR ELECTRICO. Comisión Nacional de Energía de Chile. Gobierno de Chile. 2,018. [Consulta: 29 de enero del 2,018]. Disponible en:  
<https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>

GONZALES OCHOA, DIEGO. GENERACION DE ENERGIA. Consultora ISAGEN Energía Productiva. Perú. 2,016. [Consulta: 19 de enero del 2,018]. Disponible en:  
[https://www.isagen.com.co/SitioWeb/html/informe-de-gestion/2016/pdf/Generacion\\_energia.pdf](https://www.isagen.com.co/SitioWeb/html/informe-de-gestion/2016/pdf/Generacion_energia.pdf)

ZACONETI, Paulo. MODELO ELÉCTRICO EN CUESTIÓN: IRRACIONAL Y CARO PARA LOS CONSUMIDORES. Chile. 2,016. [Consulta: 29 de agosto del 2,017]. Disponible en:  
<http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/publicaciones/economia/25/a09.pdf>

**RUIZ , Manuel .** Sector Eléctrico Estudio de Demanda 2013-2018. Instituto Energía y Crecimiento. Chile. [Consulta: 29 de agosto del 2017].Disponible en:  
<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-155/moneda-155-06.pdf>

**ORTIZ, ROSA.** SOBREOFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA HACE INVIABLE NUEVOS PROYECTOS. Diario El Correo. Perú. 2,016. [Consulta: 10 de noviembre del 2,017].Disponible en:  
<https://diariocorreo.pe/economia/sobreoferta-de-energia-electrica-hace-inviable-nuevos-proyectos-654502/>

**HRUDNJICK.** SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING) PUC Chile 2,016. [Consulta: 10 de setiembre].Disponible en:  
<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno03/sing/Sing.html>

**SANGUEZA, RAUL.** FORMULACIÓN DE UN FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO CON REFERENCIA DISTRIBUIDA PARA DETERMINAR LOS PRECIOS MARGINALES DE LOCALIZACIÓN. Revista Ingeniare. Rev. chil. ing. vol.24 no.3 Arica jul. 2016. Chile 2,016. [Consulta: 10 de febrero del 2,018].Disponible en:  
[https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-33052016000300004](https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052016000300004)

**UNAM.** SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA. Boletín Académico de la Universidad Autónoma de México. 2,010. [Consulta: 20 de febrero del 2,018].Disponible en:  
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/293/A4.pdf?sequence=4>

**UNED UNIVERSIDAD NACIONAL A DISTANCIA.** CURSO DE ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS. Boletín Académico de la Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control de la UNAD. México. 2,013. [Consulta: 22 de febrero del 2,018].Disponible en:  
[http://www.ieec.uned.es/Web\\_docencia/Archivos/material/AD-ASE-1213.pdf](http://www.ieec.uned.es/Web_docencia/Archivos/material/AD-ASE-1213.pdf)



**AMPUERO MORAGA, CONSUELO.** EL MERCADO ELECTRICO CHILENO. ANALISIS DEL SECTOR ELECTRICO, MODELO DE REGULACION Y PERSPECTIVAS FUTURAS. Informe Académico para optar el título de Licenciado en Ciencias Jurídicas. Universidad Alberto Hurtado de Chile. 2,012. [Consulta: 12 de febrero del 2,018]. Disponible en: <http://repositorio.uahurtado.cl/bitstream/handle/11242/7023/DERAmpuero.pdf?sequence=1>

**CDEG-SING-CHILE.** PAGINA VIRTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO NORTE GRANDE DE CHILE. Centro de Control del CDEG-SING-Chile. 2,017. [Consulta: 08 de febrero del 2,018]. Disponible en: [http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_inf\\_sing.presentacion](http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_sing.presentacion)

**SIC-COORDINADOR-CHILE .** ESTADISTICAS Y MAPAS DEL SECTOR ELECTRICO DE CHILE. Página del Coordinador Eléctrico de Chile. 2,017. [Consulta: 28 de febrero del 2,018]. Disponible en: <https://sic.coordinador.cl/sobre-sic/sic/>

**OREJUELA LUNA.** EVALUACION DE LOS ASPECTOS FAVORABLES Y FACTORES ADVERSOS A LA INTERCONEXION ELECTRICA EN COLOMBIA. Universidad Politécnica Salesiana. Ecuador. 2,006. [Consulta: 11 de febrero del 2,018]. Disponible en: <file:///C:/Users/USER/Downloads/CD-0003.pdf>

**SAUMA, ENZO.** OFERTA Y DEMANDA EN EL MERCADO ENERGÉTICO. Boletín Ejecutivo de la Pontificia Universidad Católica de Chile. 2,016. [Consulta: 2 de marzo del 2,018]. Disponible en: [http://www.claseejecutiva.com/wp-content/uploads/2016/10/Curso-Econom%C3%ADa-de-la-Energ%C3%ADa-Clase-Ejecutiva-UC\\_01.pdf](http://www.claseejecutiva.com/wp-content/uploads/2016/10/Curso-Econom%C3%ADa-de-la-Energ%C3%ADa-Clase-Ejecutiva-UC_01.pdf)

**UNED UNIVERSIDAD NACIONAL A DISTANCIA.** CURSO DE ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS. Boletín Académico de la Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control de la UNAD. México. 2,013. [Consulta: 22 de febrero del 2,018]. Disponible en: [http://www.ieec.uned.es/Web\\_docencia/Archivos/material/AD-ASE-1213.pdf](http://www.ieec.uned.es/Web_docencia/Archivos/material/AD-ASE-1213.pdf)

# **ANEXOS**

ANEXO N° 1 PRECIO MEDIO SING-CHILE



PRECIO MEDIO DE MERCADO SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (PMM SING)

Fecha de publicación de PMM	Ventana de 4 meses	Fijación Precio de Nudo	PMM Base SING [US\$/MWh]	PMM SING [US\$/MWh] *	Var % Respecto PMM Base
03 de Octubre de 2016	Abril 2016 - Julio 2016	Abril 2016	54.944	52.757	-3.98%
02 de Noviembre de 2016	Mayo 2016 - Agosto 2016	Abril 2016	54.944	52.040	-5.29%
01 de Diciembre de 2016	Junio 2016 - Septiembre 2016	Abril 2016	54.944	51.415	-6.42%
03 de Enero de 2017	Julio 2016 - Octubre 2016	Abril 2016	54.944	52.167	-5.05%
01 de Febrero de 2017	Agosto 2016 - Noviembre 2016	Abril 2016	54.944	51.940	-5.47%
01 de Marzo de 2017	Septiembre 2016 - Diciembre 2016	Abril 2016	54.944	53.242	-3.10%
03 de Abril de 2017	Octubre 2016 - Enero 2017	Febrero 2017	52.167	54.664	4.79%
02 de Mayo de 2017	Noviembre 2016 - Febrero 2017	Febrero 2017	52.167	57.110	9.48%
01 de Junio de 2017	Diciembre 2016 - Marzo 2017	Febrero 2017	52.167	59.179	13.44%
03 de Julio de 2017	Enero 2017 - Abril 2017	Febrero 2017, Indexación Junio 2017	59.179	60.052	1.48%
03 de Agosto de 2017	Febrero 2017 - Mayo 2017	Febrero 2017, Indexación Junio 2017	59.179	59.593	0.70%
04 de Septiembre de 2017	Marzo 2017 - Junio 2017	Febrero 2017, Indexación Junio 2017	59.179	58.187	-1.68%
02 de Octubre de 2017	Abril 2017 - Julio 2017	Octubre 2017	60.052	56.961	-5.15%
02 de Noviembre de 2017	Mayo 2017 - Agosto 2017	Octubre 2017	60.052	55.624	-7.37%
05 de Diciembre de 2017	Junio 2017 - Septiembre 2017	Octubre 2017	60.052	54.698	-8.92%
04 de Enero de 2018	Julio 2017 - Octubre 2017	Octubre 2017	60.052	53.886	-10.27%
05 de Febrero de 2018	Agosto 2017 - Noviembre 2017	Octubre 2017, Indexación Febrero 2017	53.886	53.509	-0.70%
02 de Marzo de 2018	Septiembre 2017 - Diciembre 2017	Octubre 2017, Indexación Febrero 2017	53.886	54.633	1.39%

\* Valor real a la fecha de publicación considerando el IPC del segundo mes anterior a la señalada fecha.

FUENTE: CNE-Chile <https://www.cne.cl/>

ANEXO N° 2 PRECIO MEDIO SINC-CHILE



PRECIO MEDIO DE MERCADO SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (PMM SIC)

Fecha de publicación de PMM	Ventana de 4 meses	Fijación Precio de Nudo	PMM Base SIC [US\$/MWh]	PMM SIC [US\$/MWh] *	Var % Respecto PMM Base
02 de Noviembre de 2016	Mayo 2016 - Agosto 2016	Abril 2016	61.823	63.005	1.91%
01 de Diciembre de 2016	Junio 2016 - Septiembre 2016	Abril 2016	61.823	62.822	1.62%
03 de Enero de 2017	Julio 2016 - Octubre 2016	Abril 2016	61.823	62.222	0.65%
01 de Febrero de 2017	Agosto 2016 - Noviembre 2016	Abril 2016	61.823	61.917	0.15%
01 de Marzo de 2017	Septiembre 2016 - Diciembre 2016	Abril 2016	61.823	62.096	0.44%
03 de Abril de 2017	Octubre 2017 - Enero 2017	Febrero 2017	62.222	61.872	-0.56%
02 de Mayo de 2017	Noviembre 2016 - Febrero 2017	Febrero 2017	62.222	62.044	-0.29%
01 de Junio de 2017	Diciembre 2016 - Marzo 2017	Febrero 2017	62.222	62.005	-0.35%
03 de Julio de 2017	Enero 2017 - Abril 2017	Febrero 2017	62.222	62.162	-0.10%
03 de Agosto de 2017	Febrero 2017 - Mayo 2017	Febrero 2017	62.222	62.017	-0.33%
04 de Septiembre de 2017	Marzo 2017 - Junio 2017	Febrero 2017	62.222	62.426	0.33%
02 de Octubre de 2017	Abril 2017 - Julio 2017	Octubre 2017	62.162	63.181	1.54%
02 de Noviembre de 2017	Mayo 2017 - Agosto 2017	Octubre 2017	62.162	63.522	2.09%
05 de Diciembre de 2017	Junio 2017 - Septiembre 2017	Octubre 2017	62.162	64.719	4.01%
04 de Enero de 2018	Julio 2017 - Octubre 2017	Octubre 2017	62.162	65.092	4.61%
05 de Febrero de 2018	Agosto 2017 - Noviembre 2017	Octubre 2017	62.162	65.047	4.54%
02 de Marzo de 2018	Septiembre 2017 - Diciembre 2017	Octubre 2017	62.162	64.995	4.46%

\* Valor real a la fecha de publicación considerando el IPC del segundo mes anterior a la señalada fecha.

FUENTE: CNE-Chile <https://www.cne.cl>

ANEXO N° 3 PRECIOS PONDERADOS DE LOS COMBUSTIBLES LIQUIDOS-PERU

**Cuadro No. 3.8**

FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2017  
**PRECIOS DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS**  
 ( Precios de referencia ponderados)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S/ Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	
Callao	Diesel B5 S-50	6.35	1.93	81.14	594.8	3.248
	Residual N° 6	4.29	1.31	54.82	361.3	3.612
	Residual 500	4.20	1.28	53.67	347.7	3.675
Mollendo	Diesel B5 S-50	6.82	2.07	87.14	638.8	3.248
	Residual 500	4.75	1.45	60.69	393.2	3.675
Ilo	Diesel B5	6.52	1.98	83.31	610.7	3.248
	Residual N° 6	4.84	1.47	61.84	407.7	3.612

Tipo de Cambio	S/USD	3.287
ISC DB5	S/ Galon	1.200
ISC DB5550	S/ Galon	1.010
ISC R6	S/ Galon	0.390
ISC R500	S/ Galon	0.380

Fuente OSINERGMIN Precios al 31 de enero de 2017

En aplicación del Artículo 124° del Reglamento, se compararon los precios locales del combustible (precios de PetroPerú S.A.) y los precios de referencia ponderados de Osinergmin, resultando que, para fines de la presente regulación, se considere los precios que se presentan en el Cuadro No. 3.9.

Fuente: Informe N° 102-2017-GART OSINERGMIN

## ANEXO N° 4 PRECIOS DEL GAS NATURAL EN EL PERU

### 3.2.3.2 Precio del Gas Natural

Según el Artículo 124° del Reglamento, los precios del combustible deben ser aquellos precios que corresponden al mercado interno. No obstante, mediante la Resolución Directoral N° 038-98-EM/DGE, expedida el 25 de noviembre de 1998, se precisó que, para la fijación de las tarifas de energía en barra, los costos variables de operación de las centrales de generación termoeléctrica que utilizan como combustible el gas natural serán establecidos por la Comisión de Tarifas de Energía (hoy Osinergmin).

Complementariamente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, y sus modificatorias, se tomará como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento, lo siguiente:

1. Para las centrales que operen con gas natural de Camisea, el precio a considerar debe ser determinado tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea más el noventa por ciento del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.
2. Para centrales que utilicen gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea, el precio a considerar será el precio único<sup>17</sup> que se obtenga como resultado del Procedimiento Técnico COES PR-31<sup>18</sup>, teniendo como límite superior aquél que resulte del "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del gas natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra" establecido por Osinergmin.

Conforme se detalla en el Anexo C, los precios de gas natural a utilizarse en la presente regulación para las centrales de Ventanilla, Santa Rosa I (UTI5, UTI6 y TG7), Santa Rosa II (TG8), Chilca I, Chilca II, Kallpa, Las Flores, Pisco (Ex TG's Mollendo), Independencia (Ex Calana), Santo Domingo de Olleros, Fénix, Aguaytía, Malacas TG4, Malacas TG5, Malacas TG6, Oquendo y Tablazo corresponden a 2,6239; 2,6961; 2,5909; 2,7043; 2,7043; 2,6958; 2,5958; 2,3925; 2,4091; 2,7540; 2,7263; 2,6805; 0,4679; 0,7187; 0,8706; 0,0000 y 0,0000 USD/MMBTU, respectivamente.

Fuente: Informe N° 102-2017-GART OSINERGMIN

ANEXO N° 5 COSTOS ESTIMADOS PARA LA RED DE TRANSMISION S. LOS HEROES – S.E  
PARINACOTA ( TEXTO EXTRAIDO DE ESTUDIO EJECUTIVO INTERCONECTOR ELECTRICO PERU-CHILE)

**Tabla 15-2: Costo estimado del proyecto para las opciones de convertidores de HVDC back-to-back y de la línea de transmisión de HVDC**

Potencia nominal del interconector	Costo estimado del Proyecto para la opción de convertidores back-to-back	Costo estimado del Proyecto para la opción de línea de HVDC
100 MW	US \$82.5 millones	US \$91.6 millones
150 MW	US \$100.4 millones	US \$112.4 millones
200 MW	US \$131.5 millones	US \$145.7 millones

Fuente: Deloitte y Black & Veatch BV

ANEXO N° 6 PRODUCCION DE ENERGIA MES DE ENERO PERU 2018 ( TEXTO EXTRAIDO DEL BOLETIN MENSUAL DEL COES 2018)

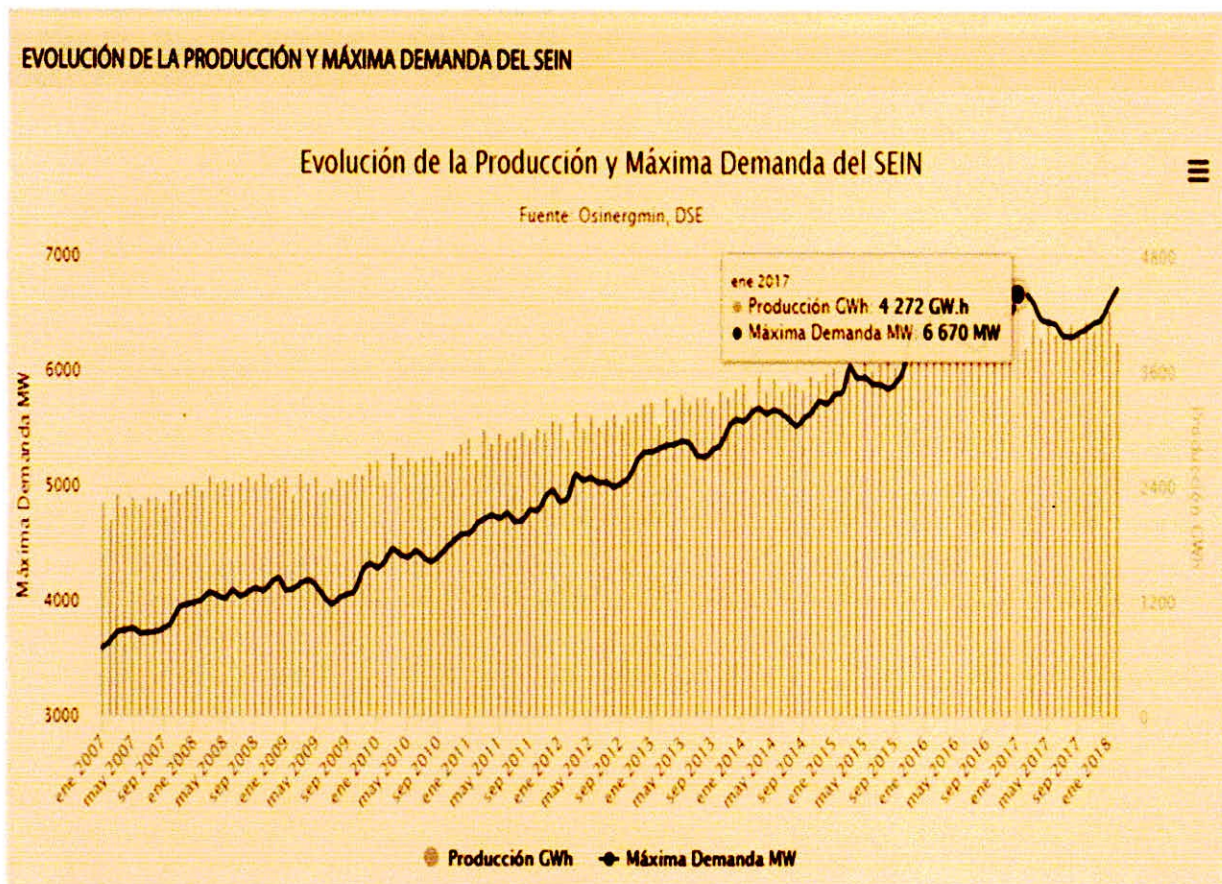
CUADRO N° 1.1  
 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL DE ENERO  
 2018 - 2017  
 (GW.h)

TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	ENERGÍA PRODUCIDA		% VARIACIÓN (2018/2017)	ENERGÍA ACUMULADA		% VARIACIÓN ACUMULADA (2018/2017)	% PARTICIPACIÓN ACUMULADO A ENERO 2018
	GENERACIÓN (GW.h)			GENERACIÓN (GW.h)			
	ENERO 2018	ENERO 2017		ENERO 2018	ENERO 2017		
Hidráulica	2 939,18	2 868,56	2,5%	2 939,18	2 868,56	2,5%	69,1%
Gas Natural	1 152,26	1 235,98	-6,8%	1 152,26	1 235,98	-6,8%	27,1%
Carbón	5,92	9,16	-35,4%	5,92	9,16	-35,4%	0,1%
Residual	0,00	68,85	-100,0%	0,00	68,85	-100,0%	0,0%
Diesel	0,08	0,73	-88,8%	0,08	0,73	-88,8%	0,0%
Biomasa - Bagazo	87,37	60,37	44,7%	87,37	60,37	44,7%	2,1%
Biogás	59,66	17,65	238,1%	59,66	17,65	238,1%	1,4%
Solar	3,93	3,50	12,1%	3,93	3,50	12,1%	0,1%
Eólico	6,85	7,12	-3,9%	6,85	7,12	-3,9%	0,2%
<b>Total</b>	<b>4 255,25</b>	<b>4 271,93</b>	<b>-0,39%</b>	<b>4 255,25</b>	<b>4 271,93</b>	<b>-0,39%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: COES



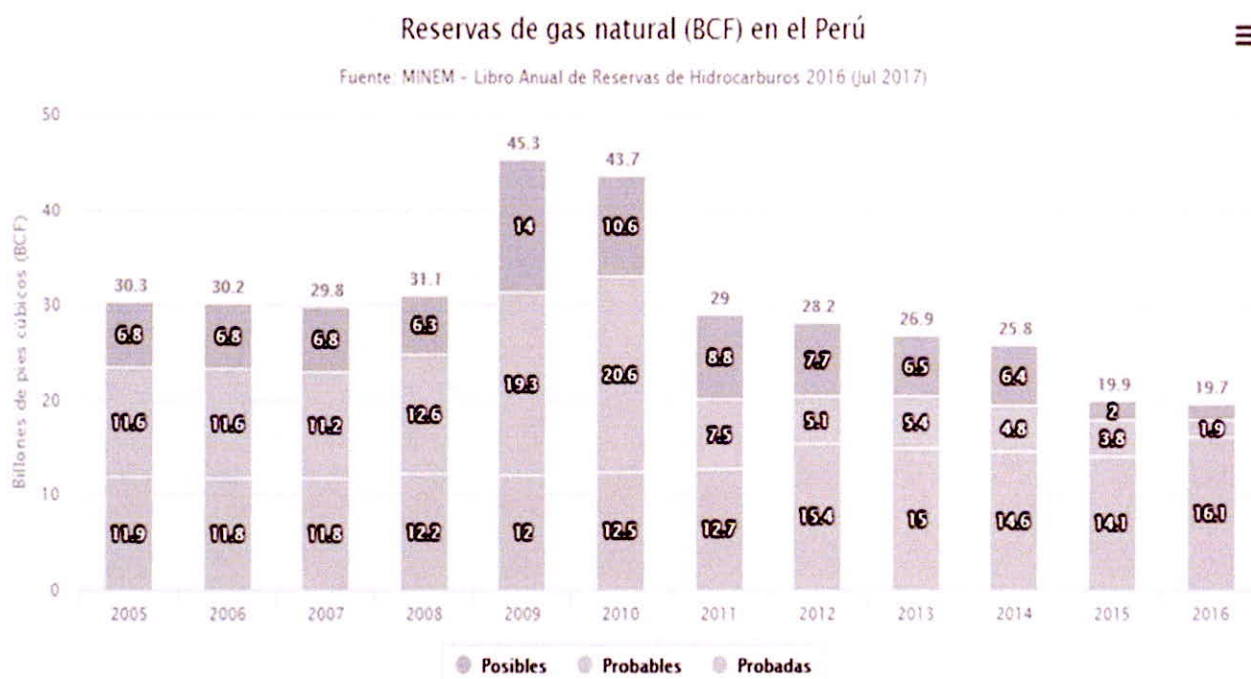
ANEXO N° 7 EVOLUCION DE LA MAXIMA DEMANDA SEIN-PERU ( TEXTO EXTRAIDO DEL BOLETIN VIRTUAL OBSERVATORIO OSINERGMIN 2018)



Fuente: OSINERGMIN

ANEXO N° 8 EVOLUCION DE LAS RSERVAS DE GAS NATURAL EN EL PERU ( TEXTO EXTRAIDO DEL BOLETIN VIRTUAL OBSERVATORIO OSINERGMIN 2018)

RESERVAS DE GAS NATURAL (BCF) EN EL PERÚ



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
 Calle Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar  
 atencionalccliente@osinergmin.gob.pe



PERÚ

Presidencia del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin

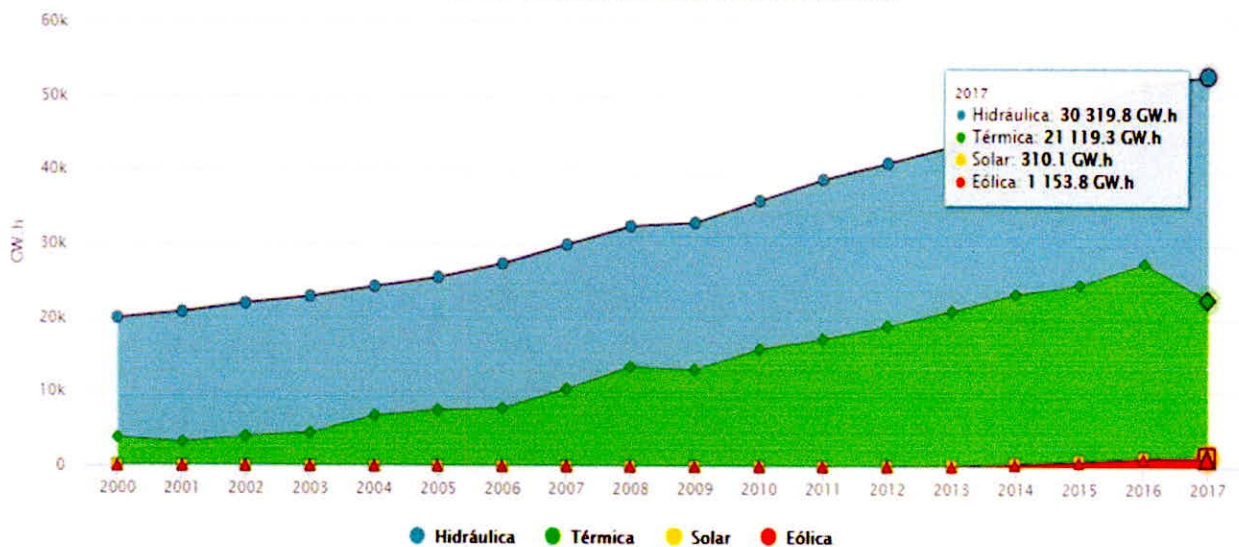
Fuente: OSINERGMIN

ANEXO N° 9 EVOLUCION DE LA GENERACION DE ENERGIA EN EL PERU EN FUNCION A LOS RECURSOS ENERGETICOS ( TEXTO EXTRAIDO DEL BOLETIN VIRTUAL OBSERVATORIO OSINERGMIN 2018)

EVOLUCIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR FUENTE DE GENERACIÓN

Evolución de generación de energía eléctrica por fuente de generación

Fuente: COES y MINEM (Incluye SEIN y SA). Información 2017 preliminar.



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
 calle Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar  
 tencionakliente@osinergmin.gob.pe



PERÚ  
 Presidencia del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin

Fuente: OSINERGMIN