

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**E.A.P. INGENIERIA EN ENERGIA**



---

**“COMPORTAMIENTO DE LA CENTRAL DE RESERVA FRIA DE ILO  
PARA LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA EN  
CONDICIONES DE EMERGENCIA”**

---

**Tesis para Optar el Título Profesional de Ingeniero en Energía**

**AUTOR:**

**Bach. GARAYAR BONILLA HECTOR JUNIOR**

**ASESOR:**

**Mg. GUEVARA CHINCHAYAN ROBERT FABIAN**

**Nuevo Chimbote - PERU**

**2018**



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

---

**HOJA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR**

La presente Tesis ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la universidad nacional del santa (R: D: N° 471-2002-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

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

**Título: “COMPORTAMIENTO DE LA CENTRAL DE RESERVA FRIA DE ILO  
PARA LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA EN CONDICIONES  
DE EMERGENCIA”**

Tesista: Bach. Garayar Bonilla Héctor Junior

---

**Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayan**  
Asesor



**UNS**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DEL SANTA

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

---

**HOJA DE CONFORMIDAD DEL JURADO**

El presente proyecto de investigación de Tesis titulado:

**“COMPORTAMIENTO DE LA CENTRAL DE RESERVA FRIA DE ILO  
PARA LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA EN  
CONDICIONES DE EMERGENCIA”**

Elaborado por el tesista:

Bachiller, GARAYAR BONILLA, Héctor Junior

Revisado y Aprobado por el siguiente Jurado Evaluador

---

Mg. Antenor Mariños Castillo

Presidente

---

Mg. César López Aguilar

Secretario

---

Mg. Robert Guevara Chinchayan

Integrante

## **DEDICATORIA**

*En primer lugar es dedicado a Dios este trabajo, gracias de antemano por darme salud, guiarme y permitirme llegar hasta esta nueva etapa en mi vida y carrera profesional, por siempre estar presente en todos los momentos tanto en triunfos y derrotas que me ha tocado en esta vida*

*A mis padres, Hector Garayar Polo y Rosa Bonilla Luna por todo su infinito apoyo a lo largo de mi vida, por cada consejo dado y valores inculcados en mí.*

*A mi familia, mis hermanos, Leonardo Jesús y Damaris Mercedes, que siempre me apoyaron en mí el deseo de superación.*

*A mis amigos por el aliento y la confianza que siempre depositan en mí.*

## **AGRADECIMIENTO**

*Mi agradecimiento en especial a mi madre, Rosa Bonilla Luna, quien me dio la vida y que en todo momento de mi vida me apoya de forma incondicional ante cualquier circunstancia.*

*Expreso mis más sinceros agradecimientos a los docentes de la Facultad de Ingeniería en Energía, por los conocimientos entregados durante mi formación profesional y personal, en especial a mi asesor el Mg. Robert Guevara Chinchayan quien amablemente acepto ser mi tutor durante este largo periodo, además por su valiosa colaboración, ideas, consejos y disponibilidad hacia mi persona para poder hacer posible el desarrollo y término de este tema.*

*A mis compañeros de promoción 2012 de mi Facultad de Ingeniería en Energía quienes me apoyaron y animaron a lo largo de la carrera.*

## INDICE GENERAL

<b>RESUMEN</b>	<b>x</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>xi</b>
<b>CAPITULO I: INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
1.1. Realidad Problemática	2
1.2. Formulación del Problema	3
1.3. Antecedentes	3
1.4. Importancia y Justificación	5
1.5. Hipótesis	5
1.6. Objetivos	6
1.7. Descripción del lugar de estudio	6
<b>CAPITULO II: MARCO TEORICO</b>	<b>11</b>
2.1. Plantas Generadoras de Energía	12
2.2. Tipos de Tecnologías de las Plantas Generadoras de Energía	16
2.3. Agentes de Mercado de Generación	40
2.4. El Mercado Eléctrico en el Perú	41
2.5. Disponibilidad de una Reserva de Generación	43
<b>CAPITULO III: MATERIALES Y METODOS</b>	<b>63</b>
3.1. Materiales	64
3.2. Método de Investigación	76

<b>CAPITULO IV: CALCULOS Y DISCUSION DE RESULTADOS</b>	<b>80</b>
4.1. Determinación de las características técnicas de las Centrales de Generación	81
4.2. Balance de la Oferta y Demanda del Sistema Eléctrico Sur	87
4.3. Situación del comportamiento de escenarios	88
4.4. Análisis y discusión de los resultados	112
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>115</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b>	<b>118</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>121</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA N°1:</b> Proyectos de Trasmisión para el Periodo 2016-2019.....	7
<b>FIGURA N°2:</b> Proyectos de Generación a Largo Plazo.....	8
<b>FIGURA N°3:</b> Zona de Influencia del Nodo Energético del Sur.....	9
<b>FIGURA N°4:</b> Diagrama unifilar de la Central de Generación de Reserva Fria de Ilo.....	10
<b>FIGURA N°5:</b> Etapas de Conversión de la Energía una C.T.....	13
<b>FIGURA N°6:</b> Funcionamiento de una Central Hidroeléctrica.....	17
<b>FIGURA N°7:</b> Esquema de una Central Hidroeléctrica de Embalse.....	19
<b>FIGURA N°8:</b> Esquema de una Central Hidroeléctrica de Pasada.....	20
<b>GURA N°9:</b> Turbina Pelton.....	22
<b>FIGURA N°10:</b> Turbina Francis.....	24
<b>FIGURA N°11:</b> Turbina Kaplan.....	24
<b>FIGURA N°12:</b> Esquema de una Central Termoeléctrica con Turbina a Gas.....	27
<b>FIGURA N°13:</b> Esquema de una Central Termoeléctrica con Turbina a Vapor.....	28
<b>FIGURA N°14:</b> Esquema de una Central de Generación con MCI.....	29
<b>FIGURA N°15:</b> Esquema de una Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado.....	30
<b>FIGURA N°16:</b> Precios de Referencia de Combustibles Derivados del Petróleo.....	31
<b>FIGURA N°17:</b> Esquema de una Central Solar Fotovoltaica.....	34
<b>FIGURA N°18:</b> Esquema de una Central Eólica.....	36
<b>FIGURA N°19:</b> Esquema de una Central de Residuos Sólidos Urbanos (RSU).....	38
<b>FIGURA N°20:</b> Cogeneración con Motor de gas y Turbina de vapor.....	40
<b>FIGURA N°21:</b> Evolución de la Potencia Instalada 1995-2015.....	43
<b>FIGURA N°22:</b> Evolución de la Producción de Energía Eléctrica Nacional 1995-2015.....	43
<b>FIGURA N°23:</b> Evolución de Clientes Regulados 1995-2015.....	44
<b>FIGURA N°24:</b> Evolución del Precio Medio de Energía Eléctrica al Mercado Libre y Regulado 1995-2015.....	44
<b>FIGURA N° 25:</b> Clasificación de la Reserva de Generación.....	51
<b>FIGURA N°26:</b> Comportamientos dinámico de la reserva según sus tiempos de acceso ante el falta de potencia.....	57
<b>FIGURA N°27:</b> Comportamientos dinámico de la reserva según sus tiempos de acceso ante el falta de potencia.....	63
<b>FIGURA N°28:</b> Diagrama Unifilar con Power World.....	66
<b>FIGURA N°28:</b> Comportamiento del Escenario N°1 – Condición de Operación Normal.....	91
<b>FIGURA N°29:</b> Comportamiento del Escenario N°2 – Condiciones de Operación Alerta.....	93
<b>FIGURA N°30:</b> Comportamiento del Escenario N°3 - Condiciones de Operación Alerta.....	95
<b>FIGURA N°31:</b> Comportamiento del Escenario N°4-Condición de Operación Emergencia.....	97



<b>FIGURA N°32:</b> Comportamiento del Escenario N°5 - Condiciones de Operación Emergencia.....	99
<b>FIGURA N°33:</b> Comportamiento del Escenario N°6 - Condiciones de Operación Emergencia.....	101
<b>FIGURA N°34:</b> Comportamiento del Escenario N°7 – Condiciones de Operación Emergencia Extrema.....	103
<b>FIGURA N°35:</b> Comportamiento del Escenario N°8 – Condiciones de Operación Emergencia Extrema.....	105
<b>FIGURA N°36:</b> Comportamiento del Escenario N°9 – Condiciones de Operación Emergencia Extrema.....	107
<b>FIGURA N°37:</b> Comportamiento del Escenario N°10 – Condiciones de Operación Emergencia Extrema.....	109
<b>FIGURA N°38:</b> Comportamiento del Escenario N°11 - Condiciones de Operación Emergencia Extrema.....	111
<b>FIGURA N°39:</b> Comportamiento del Escenario N°12 - Condiciones de Operación Emergencia Extrema.....	113

## **RESUMEN**

En este presente informe de tesis se logra analizar y justificar la presencia de la Central Térmica de Reserva Fría de Ilo de 500 MW en diversas situaciones de emergencia en el Sistema Eléctrico Sur.

Como parte de la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico interconectado nacional en el Perú se han instalado estratégicamente Centrales de Generación de Energía que se encuentran en la condición de Reserva Fría, con la finalidad de que esta entre en operación ante eventualidades de distintas condiciones de emergencias y pueda entrar a cubrir esa déficit de energía que se produjo por dichas circunstancias, dejando además un margen de reserva de energía fría disponible.

La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo, posee una eficiencia máxima de planta del 60.73% y un costo variable total con el valor de 178.76 U\$/MWh; lo cual en la simulación de las diversas situaciones de emergencia establecidos en la tesis, esta Central de Energía justifica su presencia en el Sistema Eléctrico Sur, logrando abastecer a diversos porcentajes de carga la demanda de energía requerida en la emergencia.

Para realizar las simulaciones en el Sistema Eléctrico Sur se han elaborado 12 escenarios, los cuales con apoyo del Software Power World se simula el comportamiento dinámico de la Central de Reserva Fría de Ilo en el Sistema Eléctrico Sur. Se tienen las siguientes situaciones: normal, 2 de alerta, 3 de Emergencia y 6 de Emergencia Extrema.

**PALABRA CLAVE:** Reserva Fría de Generación, simulación.

## **ABSTRACT**

In this present thesis report we can analyze and justify the presence of the 500 MW Ilo Cold Storage Power Station in various emergency situations in the South Electric System.

As part of the safety and reliability of the national interconnected electrical system in Peru, Power Generation Centrals have been strategically installed in the condition of Cold Reserve, in order to be in operation in the event of different emergency conditions And can enter to cover that deficit of energy that was produced by those circumstances, leaving also a reserve margin of available cold energy.

The Flo de Ilo Thermal Power Station has a maximum plant efficiency of 60.73% and a total variable cost with the value of 178.76 U \$ / MWh; Which in the simulation of the various emergency situations established in the thesis, this Energy Center justifies its presence in the South Electrical System, managing to supply the energy demand required in the emergency to various percentages of load.

In order to carry out the simulations in the South Electrical System, 12 scenarios have been developed, which with the support of the Power World Software simulates the dynamic behavior of the Ilo Cold Storage Center in the South Electric System. They have the following situations: normal, 2 alert, 3 Emergency and 6 Extreme Emergency.

**KEYWORD:** Cold Generation Reserve, Simulation

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCION**

## 1.1. REALIDAD PROBLEMÁTICA:

El Perú es un país que se ha desarrollado históricamente sobre la base de una economía sostenida por sus recursos naturales, y enfocada en tres industrias principales: la agricultura, la minería (extracción de oro, cobre, zinc, y plata), y la pesca (anchoveta que se procesa en harina de pescado, entre otras).

El sector electricidad presenta un crecimiento continuo desde hace 15 años, lo que se explica a través del crecimiento de diferentes sectores del PBI principalmente en los rubros hidrocarburos y construcción. Los altos niveles de inversión en el sector minero, en especial hidrocarburos, y la mayor expansión del sector construcción son los rasgos más positivos. Uno de los efectos del desarrollo de estos sectores es el incremento de la demanda de energía eléctrica para los diversos procesos de exploración, extracción, procesamiento, y exportación, en el caso de hidrocarburos, y en el caso del sector construcción, de una mayor cantidad de proyectos (de envergadura), lo que ha favorecido al sector eléctrico con la inversión en nuevas centrales eléctricas que puedan suministrar y comercializar energía eléctrica para una demanda que sigue en aumento.

La expansión de la generación del mercado eléctrico peruano evoluciona acorde a las decisiones de los agentes del mercado en cuanto a la ejecución de nuevos proyectos de centrales eléctricas en la oportunidad, magnitud, tecnología y ubicación que ellos determinen.

Asimismo, la evolución de la demanda eléctrica en el tiempo depende de muchos factores, entre los que tienen mayor relevancia las tasas de crecimiento vegetativo y los grandes proyectos industriales y mineros, todos igualmente movidos por decisiones de los agentes del mercado.

Por lo anterior, el margen de reserva de generación del SEIN, definido como la diferencia entre la oferta de generación y la demanda en potencia, está sujeto a las incertidumbres del mercado, pues depende en gran medida de la evolución de una serie de proyectos privados. Es así que existe la posibilidad de que el margen de reserva de generación se reduzca, con el consecuente riesgo de racionamiento en caso de contingencias o situaciones operativas adversas, como pueden ser fallas prolongadas en las centrales de generación y años de sequía (hidrología seca).

Es por esta razón que el COES tiene el encargo de verificar anualmente que el margen de reserva de generación previsto esté por encima de cierto límite, denominado Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO), el cual es establecido por el OSINERGMIN para garantizar una adecuada seguridad en el SEIN.

Las centrales de generación de energía eléctrica son las encargadas de la producción instantánea de la oferta de energía para la cobertura de una determinada demanda. Estas tienen un índice de indisponibilidad para el sistema ya sea para efectos de mantenimiento estacional, para mantenimiento correctivo o por falta de combustible o agua del río (para el caso de centrales hidroeléctricas) o variabilidad de la velocidad del viento (para centrales eólicas) o variabilidad estacional de la radiación

solar (para centrales solares).

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional está conformado por tres zonas de generación y cobertura de la demanda, cada una de ellas con sus propias características de generación y consumo.

La Zona Sur del Sistema Interconectado Nacional está conformada por los departamentos de Cuzco, Tacna, Moquegua, Puno y Arequipa. Esta tiene un punto neurálgico entre los departamentos de Moquegua y Tacna, la cual físicamente está representada por la línea de transmisión de 220 kV que une ambos departamentos, través de una doble terna, la cual es vulnerable a la caída, saturación o puesta de fuera de servicio de la red

## **1.2. FORMULACION DEL PROBLEMA:**

Se desea justificar su condición de presencia en la zona y conocer si al realizar una situación de la condición de emergencia; esta puede satisfacer la demanda en esas condiciones, para esto formulamos el siguiente problema: **¿La Central de Reserva Fría de Ilo en condiciones de emergencia, qué grado de participación tendrá para la cobertura de la demanda de energía del Sistema Eléctrico Sur?**

## **1.3. ANTECEDENTES:**

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

**BALAREZO VALDEZ, Joaquín (2014), en su tesis “PLANEAMIENTO ESTRATEGICO DEL SECTOR DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL PERU”, para optar el Grado de Magíster en Administración de Negocios en Energía en la Pontificia Universidad católica del Perú:**

El planeamiento estratégico desarrollado en este trabajo plantea la importancia de incrementar la capacidad de generación eléctrica en el país, así como descentralizarla y diversificar la matriz energética, que en la actualidad es básicamente hidráulica y térmica. También se plantea disminuir la demanda no atendida, incrementar el rendimiento financiero promedio de las principales empresas del sector así como disminuir las fallas fortuitas. Por último, se destaca la importancia de mantener altos estándares de responsabilidad social así como respetar el medioambiente.

Finalmente, si bien el presente planeamiento estratégico se basa más en el mercado interno, es decir, en asegurar el abastecimiento de la creciente demanda, se identificó una oportunidad de exportar energía eléctrica a países vecinos, para lo cual el Sector debe trabajar coordinadamente con el Estado

para conseguir los convenios bilaterales y alianzas con empresas de transmisión que permitan un adecuado canal de distribución.

**OSINERGMIN (2017), en su informe técnico: “ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA FIRME OBJETIVO (MRFO) DEL SEIN PERÍODO 2017-2020”:**

“Para el periodo 2017 – 2020 se estima que la máxima demanda del sistema se incrementará en 1 669 MW, lo que representa un incremento del 25% respecto a la máxima demanda del 2016 (6 565 MW). Este crecimiento representa un incremento promedio anual de 417 MW Para el periodo 2017 – 2020 el margen de reserva del SEIN será superior al MRFO vigente (23,45%), por lo tanto, no se requiere proponer centrales de reserva dentro del alcance de la RM N° 111-2011-MEM/DM.”

**Vega More y Flores Villa (2014), en su tesis: “ANALISIS DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA EN CONDICIONES DE EMERGENCIA DE LA ZONA NORTE PIURA-TUMBES MEDIANTE LA CENTRAL DE RESERVA FRIA DE TALARA DE 200 MW” para optar el Grado de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa:**

Utilizo el programa simulador Power World para evaluar distintos escenarios para la zona Norte en condiciones de emergencia con respecto para su cobertura de la central de Reserva Fría de Talara. Con la información dispuesta se concluyó que la cobertura de demanda de la central de Reserva fría de Talara es total en la zona Norte del Perú. Resultando así que esta Central de Reserva Fría abasteciera al 100% la demanda de energía en condiciones de emergencia en la Zona Norte.

**ALAN ARIAS, Allison Nery (2017), en su tesis “PLANEAMIENTO ESTRATEGICO DEL SECTOR DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA”, para optar el Grado de Magíster en Administración de Negocios en Energía en la Pontificia Universidad católica del Perú:**

El enfoque del presente trabajo, es el desarrollar una propuesta estratégica que ayude a brindar acceso de los servicios de electricidad a la totalidad de la población peruana generando desarrollo. A partir del análisis preliminar, se concluye que para fomentar la inversión en el sector de distribución y así poder cumplir con el objetivo de dar acceso a la totalidad de la población, es importante el rol que desempeña el Estado peruano ya sea como ente regulador o como inversionista; ello debido a que la inversión privada busca siempre que los proyectos sean rentables y por sí misma no tendría la capacidad de cubrir toda la demanda, por lo que se hace indispensable establecer estrategias con la participación conjunta tanto del sector público como del privado. En la presente tesis se ha desarrollado un planeamiento estratégico basado en los principios del Modelo Secuencial del Proceso Estratégico, cuyas recomendaciones y conclusiones para lograr la situación futura deseada del sector distribución, podrán verse al final del presente documento.

Otro aspecto importante del presente análisis es la penetración en el mercado de los clientes no regulados (mercado libre de clientes con alto consumo de energía) con el fin de que las empresas de distribución eléctrica puedan generar mayor diversificación y obtención de rentabilidad adicional para poder compensar la rentabilidad de proyectos menos atractivos pero necesarios para abastecer de energía eléctrica a toda la población y permitir su desarrollo.

#### **1.4. IMPORTANCIA Y JUSTIFICACION:**

Es importante porque nos permitirá determinar la capacidad de cobertura de la demanda por parte de la Central de Reserva fría de Ilo en la Zona Sur , con la que se pueda cubrir totalmente una condición de déficit de energía y además puede mantener las condiciones de control de la frecuencia y tensión en este sistema eléctrico de potencia. Así como el tiempo que puede cubrir en forma total o parcial la demanda en función a la cantidad de combustible almacenado en sus instalaciones.

Nos permitirá conocer la importancia técnica de una central de Reserva fría, la cual en si opera tan solo en condiciones de emergencia (déficit de oferta de energía), pero debe remunerársele mensualmente por su condición de presencia en el sistema. Con esto determinar si es justificable el pago que hacen todos los usuarios de energía esta central de energía.

Conocer si es acertada la política energética del Ministerio de Energía y Minas al instalar Centrales de Reserva fría , ya que actualmente se han instalado centrales de Reserva fría ( CT de Eten y CT de Talara ), así como están en operación la CT de Iquitos , CT de Puerto Maldonado y CT de Pucallpa), formando así el Nodo Energético del Sur.

#### **1.5. HIPOTESIS:**

La central Térmica de Reserva Fría de Ilo tendrá un grado de participación hasta del 100% en el comportamiento de la cobertura de la demanda de energía del Sistema Eléctrico Sur en condiciones de Emergencia.



## **1.6. OBJETIVOS:**

### **1.6.1. Objetivo General:**

- Realizar el análisis y evaluación de la Central de Reserva Fría Ilo de 500MW con el fin de determinar su grado de participación en la cobertura de demanda de energía en condiciones de emergencia del Sistema Eléctrico Sur.

### **1.6.2. Objetivos Específicos:**

- Identificar las características de Oferta de Generación y Demanda de la Zona Sur y establecer un modelo del sistema eléctrico Sur en el entorno del simulador Power World.
- Simular las contingencias y condiciones de emergencia que afectan a la Zona Eléctrica Sur perteneciente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- Determinar las características operativas de la Central de Reserva Fría Ilo de 500MW en condiciones de emergencia en la Zona Eléctrica Sur.

## **1.7. DESCRIPCION DEL LUGAR DE ESTUDIO:**

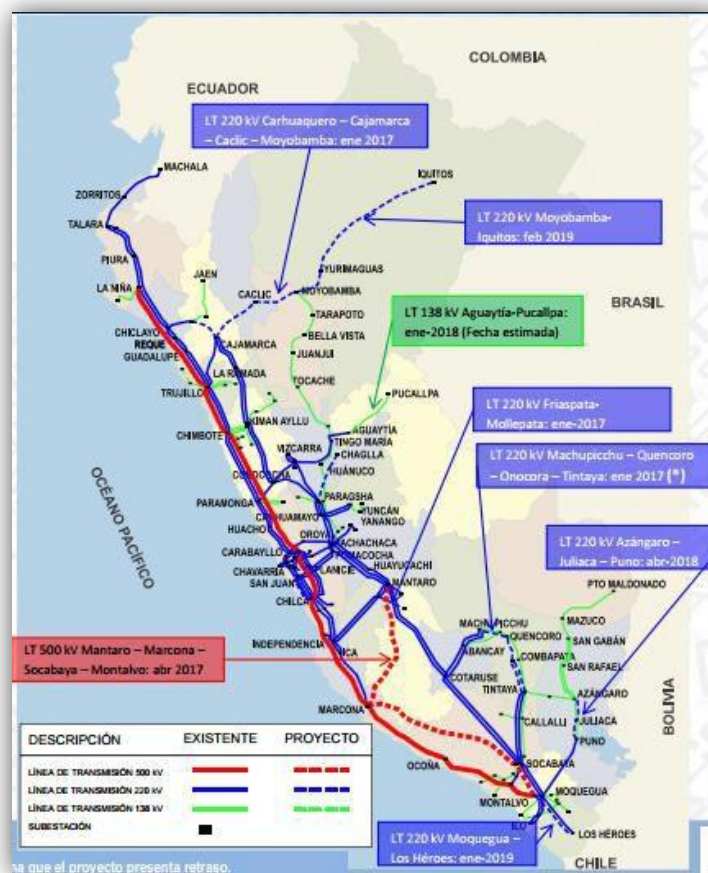
### **1.7.1. SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN):**

El SEIN es el Sistema eléctrico interconectado nacional que abastece al 85% de la población peruana conectada existen también sistemas “aislados”, no enlazados al SEIN, que cubren el resto del país. [COES-SINAC, 2017]

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-SINAC, 2017]

El SEIN está administrado por un Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), constituido como una entidad privada sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. El COES está conformado por todos los agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio para todos los agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo. [COES-SINAC, 2017]

**FIGURA N°1:** Proyectos de Trasmisión para el Periodo 2016-2019



*Fuente: COES-SINAC*

**A) Componentes:**

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. Sin embargo, existen también sistemas “aislados”, no enlazados al SEIN, que cubren el resto del país.

El sistema tiene sus núcleos en la Central Hidroeléctrica del Mantaro (con sus centrales Antúnez de Mayolo y Restitución), cuya potencia supera los 1,000 megawatts, y especialmente en el nuevo polo energético de Chilca, con sus centrales térmicas abastecidas por el gas natural de Camisea, cuya potencia asciende a 2,000 megawatts. Además, está apuntalado por las centrales de Machu Picchu, Carhuaquero, Cañón del Pato, El Platanal, Charcani, Huinco, Aricota, Santa Rosa, entre otras, así como por decenas de subestaciones. [COES-SINAC, 2017]

## B) Sistemas:

- ✓ Zona norte (Tumbes, Piura)
- ✓ Zona norte medio (Lambayeque, Cajamarca, La Libertad, Ancash)
- ✓ Zona centro (Áncash, Huánuco, Ucayali, Lima, Pasco, Junín, Ica, Huancavelica, Ayacucho)
- ✓ Zona sur (Apurímac, Cusco, Arequipa, Puno, Moquegua y Tacna)
- ✓ Sistema Aislado de Iquitos
- ✓ Sistema Aislado de Tarapoto – Moyobamba - Bellavista
- ✓ Sistema Aislado de Bagua - Jaén
- ✓ Sistema Aislado de Puerto Maldonado

**FIGURA N°2: Proyectos de Generación a Largo Plazo**



*Fuente: COES-SINAC*

### 1.7.2. SISTEMA ENERGETICO DEL SUR:

El objetivo del Sistema Energético del Sur es brindar seguridad energética al sur del país, además de ser el primer paso para generar demanda de gas natural y viabilizar el futuro proyecto Gasoducto del Sur Peruano. [PROINVERSION, 2013]

El proyecto, consistente en la construcción de dos centrales térmicas a base de gas en Mollendo e Ilo, asegurará el 70% de la demanda del gas que provendrá del Gasoducto del Sur. [PROINVERSION, 2013]

Se espera que el nodo cree otro núcleo de generación eléctrica en el sur del país, permitiendo atender en los próximos años una demanda creciente en esta región, desconcentrando la capacidad de generación eléctrica de la costa central, y manteniendo una reserva de generación del orden del 30%. Pero, sobre todo, asegurará el 70% de la demanda del gas que provendrá del Gasoducto del Sur, según ProInversión. El proyecto se hará realidad en el 2016 y 2017. [PROINVERSION, 2013]

En la primera etapa, estas centrales trabajarán con diésel hasta una segunda etapa, la cual se iniciará con la llegada del gas natural que provenga del Gasoducto Sur Peruano.

El Nodo Energético sur peruano tendrá como zona de influencia los departamentos de Cusco, Apurímac, Moquegua, Puno, Arequipa y Tacna. [PROINVERSION, 2013]

**FIGURA N°3:** Zona de Influencia del Nodo Energético del Sur.



*Fuente: Proinversion*

### 1.7.3. CENTRAL DE RESERVA FRÍA DE ILO:

EnerSur, segunda empresa privada de generación eléctrica del Perú y parte del Grupo GDF SUEZ, anunció que desde las 00:00 horas el viernes 21 de junio de 2013 ingresaría a operación comercial de su Central Reserva Fría de Generación en Ilo (Moquegua) con una potencia efectiva contratada de 500 MW, contribuyendo de este modo, a asegurar el abastecimiento eléctrico en la región sur del Perú.

La central de ciclo simple, tiene una capacidad de 500 MW, que opera en forma inicial con combustible Diesel B5, y está preparada para operar con Gas Natural.

En el proyecto se han instalado tres turbinas a gas de 188 MW c/u (TG1, TG2 y TG3). Además, equipos auxiliares (bombas para diesel tratado y para agua, transformadores de excitación, módulos de enfriamiento de agua, módulos de combustible/aire atomizado), las chimeneas, los transformadores de potencia, disyuntores, generadores de emergencia. [ENERSUR, 2015]

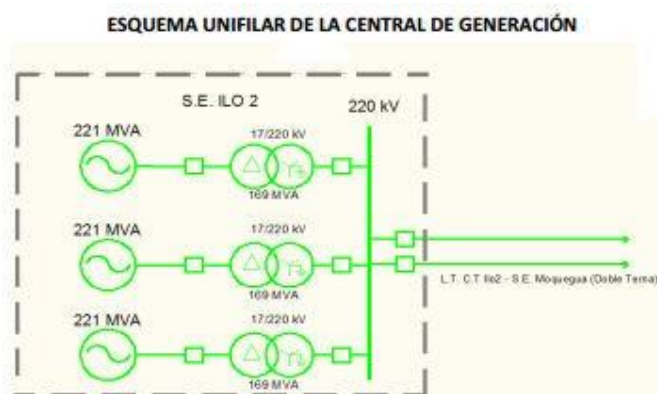
El proyecto incluyó la ampliación de la Subestación Ilo 2 (169 MVA; 220/17 kV) con la instalación de dos nuevas celdas de generación adicionales a la celda de reserva existente. [ENERSUR, 2015]

ENERSUR S.A. cuenta con autorización (R.M. N° 546-2011 MEM/DM del 28.12.2011) para desarrollar la actividad de generación eléctrica en las instalaciones de la C.T. Reserva Fría de Generación – Planta Ilo. [ENERSUR, 2015]

El plazo de la concesión es de veinte (20) años más el plazo de construcción. El plazo de veinte (20) años es computado desde la fecha de Puesta en Operación Comercial de la Central. El Contrato entra en vigencia desde la fecha de Cierre. [ENERSUR, 2015]

La inversión aproximada fue de 220,4 MM US\$. [ENERSUR, 2015]

**FIGURA N°4:** Diagrama unifilar de la Central de Generación de Reserva Fría de Ilo



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

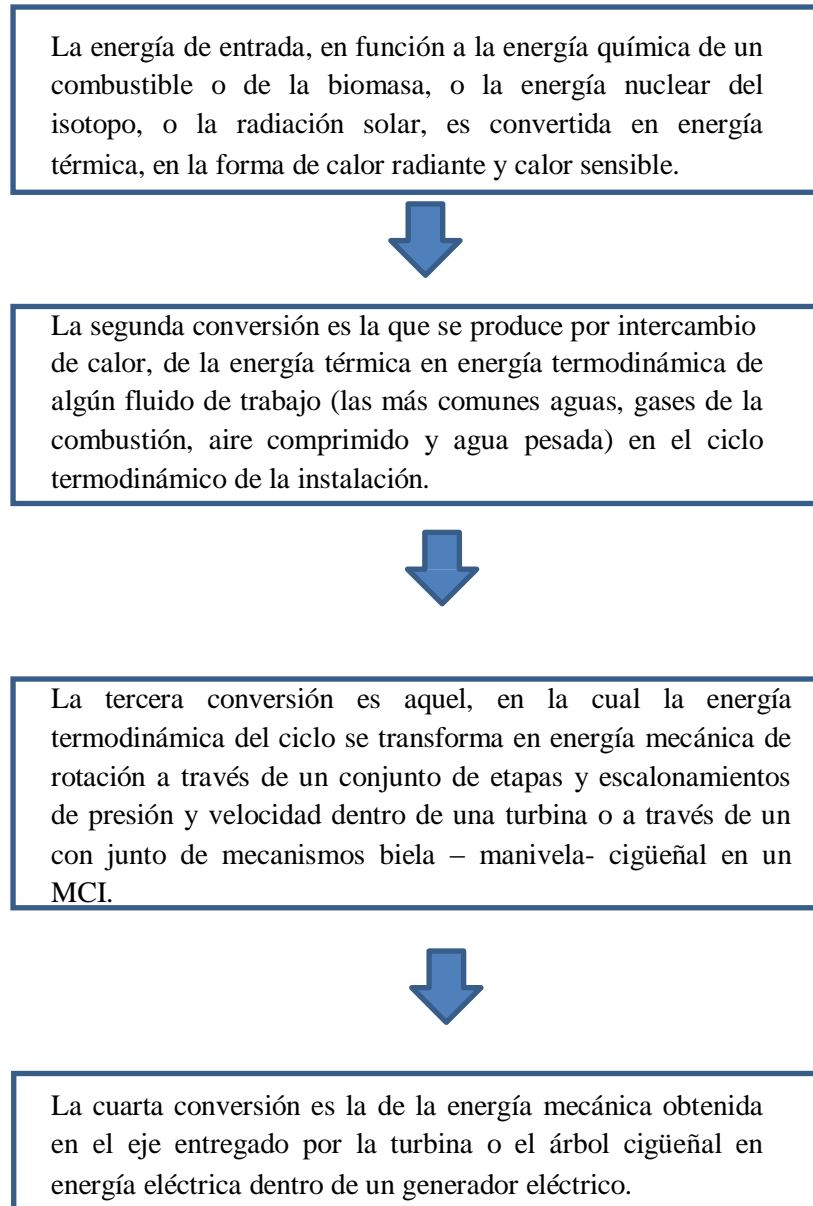
## 2.1. PLANTAS GENERADORAS DE ENERGIA:

En general, la generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía (química, cinética, térmica, lumínica, nuclear, solar entre otras), en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico. La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador eléctrico; si bien estos no difieren entre sí en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan. [GUEVARA, 2015]

La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región o país tiene una variación a lo largo del día. Esta variación es función de muchos factores, entre los que destacan: tipos de industrias existentes en la zona y turnos que realizan en su producción, climatología extremas de frío o calor, tipo de electrodomésticos que se utilizan más frecuentemente, tipo de calentador de agua que haya instalado en los hogares, la estación del año y la hora del día en que se considera la demanda. La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda y, a medida que aumenta la potencia demandada, se debe incrementar la potencia suministrada. Esto conlleva el tener que iniciar la generación con unidades adicionales, ubicadas en la misma central o en centrales reservadas para estos períodos. [GUEVARA, 2015]

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en químicas cuando se utilizan plantas de radioactividad, que generan energía eléctrica con el contacto de esta, termoeléctricas (de carbón, petróleo, gas, nucleares y solares termoeléctricas), hidroeléctricas (aprovechando las corrientes de los ríos o del mar: mareomotrices), eólicas y solares fotovoltaicas. La mayor parte de la energía eléctrica generada a nivel mundial proviene de los dos primeros tipos de centrales reseñados. Todas estas centrales, excepto las fotovoltaicas, tienen en común el elemento generador, constituido por un alternador de corriente, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada. [GUEVARA, 2015]

**FIGURA N° 5:** Etapas de Conversión de la Energía una C.T



*Fuente: Separata de Tecnología Energética de Generación de Energía*

### **2.1.1 PLANTAS CONSUMIDORAS DE ENERGIA SEGÚN SU OPERACIÓN**

- **CENTRALES DE BASE:**

Son aquellas Centrales Termoeléctricas que pueden operar en forma continua y permanente, en función a los siguientes criterios: Gran capacidad de generación y bajos costos operativos lo que le permiten operar de forma continua. [GUEVARA, 2015]



Están destinadas a suministrar la mayor parte de la energía eléctrica de un Sistema Eléctrico. Estas centrales llamadas también centrales principales, son de gran potencia y utilizan generalmente como motores primos las turbinas de vapor, turbinas de gas y turbinas hidráulicas. [GUEVARA, 2015]

- **CENTRALES DE PUNTA:**

Son aquellas centrales proyectadas para cubrir las demandas de energía eléctrica en las horas – punta; en dichas horas – punta, se ponen en marcha y trabajan en paralelo con la central principal (En el Perú se considera horas punta al periodo comprendido entre las 19.00 a las 23.00 horas). Si la central de base es de pequeña potencia, se utilizan grupos electrógenos de los que el motor primo es un MCI; si la central de base es mayor, se utilizan generalmente pequeñas centrales con motor Diesel. [GUEVARA, 2015]

- **CENTRALES DE REGULACION:**

Son Centrales Hidroeléctricas que tienen la posibilidad de almacenar volúmenes de agua en el embalse, que representan periodos más o menos prolongados de aportes de caudales medios anuales. Prestan un gran servicio en situaciones de bajos caudales, ya que el almacenamiento es continuo, regulando de modo conveniente para la producción. Se adaptan bien para cubrir horas punta de consumo. [GUEVARA, 2015]

Un caso muy particular es la función que cumplen ciertas centrales de energía que por su naturaleza están destinadas a regular la frecuencia y la tensión de un sistema eléctrico, en este caso algunas Centrales Hidroeléctricas trabajan o se programan para operar a un porcentaje de carga (por ejemplo al 80%), mientras que el porcentaje de carga restante está operativa para inyectar la energía a la red para regular la frecuencia y la estabilidad de la tensión. Algunas centrales termoeléctricas a gas también cumplen esta tarea debido a su rápida respuesta de operación. [GUEVARA, 2015]

- **CENTRALES DE RESERVA FRIA:**

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

El concepto de reserva económica implica la disponibilidad de instalaciones capaces de sustituir total o parcialmente a las centrales de base en las siguientes situaciones: escasez o falta de insumos energéticos (agua, combustibles), congestión en las redes de transmisión, programas de mantenimiento y fallas fortuitas. [GUEVARA, 2015]

El concepto de reserva técnica comprende la programación de determinadas centrales para reemplazar a las centrales de producción elevada en el caso de fallas en sus máquinas. [GUEVARA, 2015]

- **CENTRALES DE EMERGENCIA:**

Tienen igual cometido que las centrales de reserva citadas anteriormente; pero la instalación del conjunto de aparatos y máquinas que constituyen la central de reserva, es fija, mientras que las centrales de socorro son móviles y pueden desplazarse al lugar donde sean necesarios sus servicios. Estas centrales son de pequeña potencia y generalmente accionadas por motores Diesel. [GUEVARA, 2015]

## 2.1.2 PARAMETROS CARACTERISTICOS DE LAS PLANTAS GENERADORAS DE ENERGIA

### A. TIPOS DE POTENCIA:

- **Potencia Instalada:** La potencia instalada es la suma de las potencias nominales de las unidades de generación del Sistema Eléctrico. Este valor es considerado para el análisis de la evolución del parque generador. [OSINERGMIN, 2017]
- **Potencia Efectiva:** 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 despachos diarios de energía como el valor máximo de la máquina. [OSINERGMIN, 2017]
- **Potencia Firme:** 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. [OSINERGMIN, 2017]

### B. FACTOR DE INDISPONIBILIDAD:

- **INDISPONIBILIDAD:** Es el Estado de una unidad de generación termoeléctrica cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado con la unidad de generación. [COES-SINAC, 2016]

El Factor de Disponibilidad es un término referido a las Centrales Termoeléctricas. [COES-SINAC, 2016]

**INDISPONIBILIDAD FISICA POR FUERZA MAYOR (IFFM):**

Es el estado de indisponibilidad de una unidad de una unidad de generación que se produce como consecuencia de un evento de fuerza mayor, calificado como tal por el OSINERGMIN. [COES-SINAC, 2016]

- **INDISPONIBILIDAD FORTUITA O INTEMPESTIVA (IFF):** Aquella que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con la unidad de generación, requiriendo que esta unidad de generación sea retirada de servicio:
  - ✓ Inmediatamente.
  - ✓ Automáticamente.
  - ✓ Tan pronto puedan efectuarse maniobras de operación.

También es una indisponibilidad causada por impropia operación del equipo o error humano. Se considera la indisponibilidad no programada como una indisponibilidad fortuita. [COES-SINAC, 2016]

- **INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA:** Cuando una unidad de generación es deliberadamente retirada del servicio por un tiempo prefijado, usualmente para fines de:
  - ✓ Construcción.
  - ✓ Mantenimiento preventivo.
  - ✓ Reparación.

## **2.2 TIPOS DE TECNOLOGIAS DE LAS PLANTAS GENERADORAS DE ENERGIA**

### **2.2.1 CENTRALES HIDROELECTRICAS:**

Las centrales hidroeléctricas son instalaciones que permiten aprovechar la energía potencial gravitatoria (masa a una cierta altura) contenida en el agua de los ríos, al convertirla en energía eléctrica mediante turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos. [UNESA, 2017]

Las centrales hidroeléctricas producen energía eléctrica a partir de la energía potencial o gravitatoria (masa a una cierta altura) contenida en el agua de los ríos, mediante equipo turbina-generator. [UNESA, 2017]

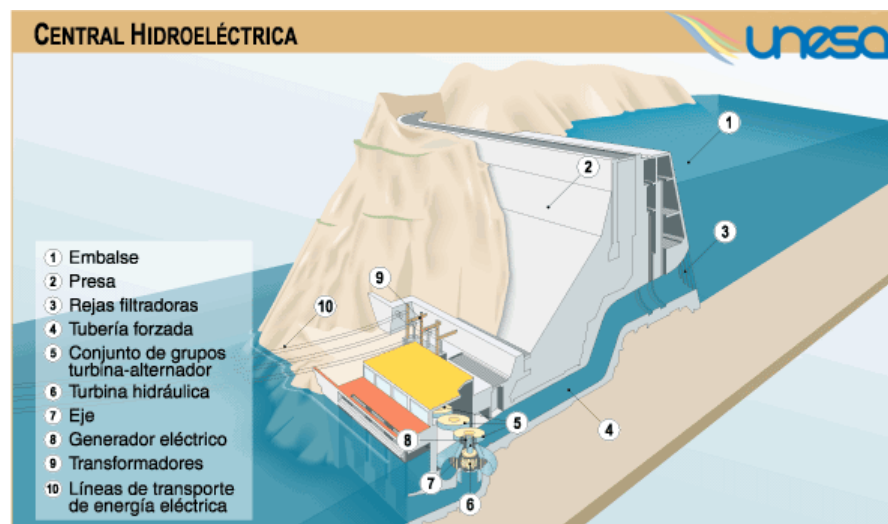
Si se toma como ejemplo un emplazamiento de una central de acumulación con la central eléctrica a pie de presa, un esquema simplificado de su funcionamiento es el siguiente:

La presa (2), situada en el lecho de un río, acumula artificialmente un volumen de agua para formar un embalse (1), lo que permite que el agua adquiera una energía potencial (masa a una cierta altura) que luego se transformará en electricidad. Para ello, se sitúa en el paramento aguas arriba de la presa, o en sus proximidades, una toma de agua protegida por una rejilla metálica (3) con una válvula que permite controlar la entrada del agua en la galería de presión, previa a una tubería forzada (4) que conduce finalmente el agua hasta la turbina situada en la sala de máquinas de la central. [UNESA, 2017]

El agua a presión de la tubería forzada va transformando su energía potencial en cinética, es decir, va perdiendo altura y adquiriendo velocidad. Al llegar a las máquinas, actúa sobre los álabes de la turbina hidráulica (5), transformando su energía cinética en energía mecánica de rotación. El eje de la turbina está unido al del generador eléctrico (6) que, al girar, convierte la energía rotatoria en corriente alterna de media tensión y alta intensidad. Mediante transformadores (7), es convertida en corriente de baja intensidad y alta tensión, para ser enviada a la red general mediante las líneas de transporte (8). [UNESA, 2017]

Una vez que ha cedido su energía, el agua es restituida al río, corriente abajo de la central, a través del canal de desagüe. [UNESA, 2017]

**FIGURA N° 6:** Funcionamiento de una Central Hidroeléctrica.



*Fuente: UNESA*

## 2.2.1.1 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

### A. CENTRALES HIDROELECTRICAS DE REGULACION O EMBALSE:

Mediante la construcción de una o más presas, se forman embalses que se utilizan para retener grandes cantidades de agua y regular la cantidad de agua que pasa por las turbinas, regulando también el caudal del río. Suelen ser centrales con grandes caídas de agua y poco caudal, y su producción de electricidad se puede adaptar a la demanda. [UNESA, 2017]

El dique establece una corriente no uniforme y modifica la forma de la superficie libre del río antes y después de éste que toman forma de las llamadas curvas de remanso. El establecimiento de las curvas de remanso determina un nuevo salto geodésico aprovechable. [UNESA, 2017]

Con estas centrales puede producirse energía eléctrica durante todo el año, incluso aunque el río se seque durante algunos meses, si se dispone de reservas suficientes. Por lo general requieren de una inversión de capital mayor que las de agua fluyente, pero en la mayoría de los casos permiten usar toda la energía posible y producir kilovatios-hora más baratos. [UNESA, 2017]

Para este tipo de Centrales Hidroeléctricas se definen los términos de:

**Periodo de avenida:** Periodo donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar agua en los reservorios del sistema de generación hidráulica que mayormente se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año. (Del 1 de Diciembre al 31 de Mayo). [COES-SINAC, 2016]

**Año extremadamente húmedo:** Año hidrológico con excesiva aportación de agua superior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 0% y 20%. [COES-SINAC, 2016]

**Año extremadamente seco:** Año crítico con poca aportación de agua muy inferior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 80% y 100%. [COES-SINAC, 2016]

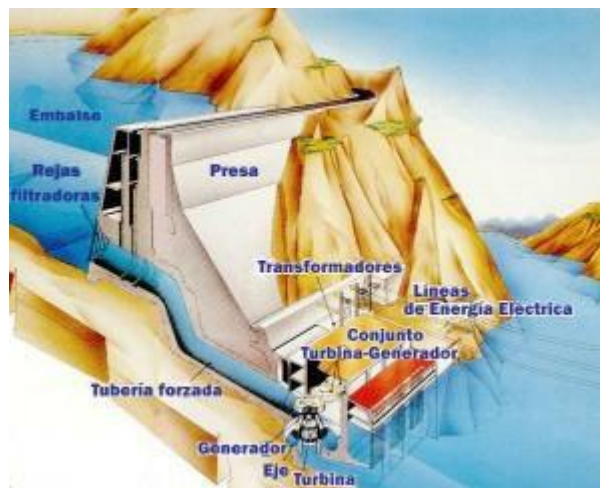
**Año hidrológico:** Período de un año que se inicia con un período de avenida y culmina con un período de estiaje. [COES-SINAC, 2016]

**Año húmedo:** Año hidrológico con aportación de agua superior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones, el

porcentaje de excedencia varía entre 20% y 40%. [COES-SINAC, 2016]

**Año normal o año promedio:** Año hidrológico cuya excedencia es el promedio anual de toda la muestra. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 40% y 60%. **Año seco:** Año hidrológico con aportación de agua inferior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones, el porcentaje de excedencia varía entre 60% y 80%. [COES-SINAC, 2016]

**FIGURA N° 7:** Esquema de una Central Hidroeléctrica de Embalse



*Fuente: Análisis para ejecutar proyectos de Centrales Hidroeléctricas*

## **B. CENTRALES HIDROELECTRICAS DE PASADA O FLUYENTE:**

También llamadas Centrales de filo de agua o de agua fluyente, y son aquellas que utilizan parte del flujo de agua de un río para generar energía eléctrica, y se caracterizan por que la disponibilidad de agua es permanente y continua, no teniendo esa necesidad de almacenar agua en un embalse o reservorio. Están en la capacidad de disponibilidad continua, limitadas únicamente por su capacidad instalada. [GUEVARA, 2015]

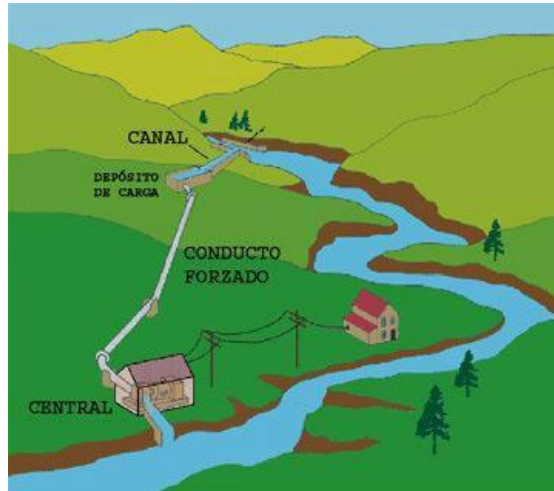
Las Centrales de Agua Fluyente o Pasada se basan en la caída natural del agua de ríos con un caudal regular, siendo éste muy variable dependiendo de la hidrología. Su función es desviar el cauce de agua de un río y dirigirlo hacia las turbinas. [GUEVARA, 2015]

Las turbinas reciben el caudal disponible del río, con sus variaciones de estación en estación, con lo que a veces el agua sobrante se pierde por rebosamiento. Para evitarlo, a veces se añade un embalse relativamente pequeño. En estas centrales las turbinas pueden ser de eje vertical, cuando el río tiene una pendiente fuerte u horizontal

cuando la pendiente del río es baja. [GUEVARA, 2015]

Es posible de que una Central de Embalse se convierta en una Central de Pasada cuando dispone de reses da agua suficientes para poder operar. [GUEVARA, 2015]

**FIGURA N° 8:** Esquema de una Central Hidroeléctrica de Pasada



*Fuente:* Análisis para ejecutar proyectos de Centrales Hidroeléctricas

### 2.2.1.2 CARACTERISTICAS TECNICAS DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS:

#### A) FACTOR DE PLANTA MEDIO:

Mide el grado de utilización de la capacidad efectiva de una central de generación eléctrica. [COES-SINAC, 2016]

$$N^{\circ} \text{ DE HORAS DE OPERACION AL AÑO} = \frac{\text{ENERGIA GENERADA AL AÑO}}{\text{POTENCIA EFECTIVA}} \dots\dots\dots (1)$$

$$\text{FACTOR DE PLANTA MEDIO} = \frac{N^{\circ} \text{ DE HORAS DE OPERACION AL AÑO}}{N^{\circ} \text{ DE HORAS ANUALES}} \dots\dots\dots (2)$$

#### B) RENDIMIENTO ESPECIFICO:

Es un Indicador Técnico que compara la Potencia Efectiva por el caudal Turbinable en una Central Hidroeléctrica. [COES-SINAC, 2016]

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. [COES-SINAC, 2016]

$$RENDIMIENTO ESPECIFICO = POTENCIA EFECT. * CAUDAL TURBINABLE \dots(3)$$

### 2.2.1.3. COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA:

- **La presa**, que se encarga de contener el agua de un río y almacenarla en un embalse.
- **Rebosaderos**, elementos que permiten liberar parte del agua que es retenida sin que pase por la sala de máquinas.
- **Destruyores de energía**, que se utilizan para evitar que la energía que posee el agua que cae desde los salientes de una presa de gran altura produzcan, al chocar contra el suelo, grandes erosiones en el terreno. Básicamente encontramos dos tipos de destructores de energía:
  - **Los dientes o prismas de cemento**, que provocan un aumento de la turbulencia y de los remolinos.
  - **Los deflectores de salto de esquí**, que disipan la energía haciendo aumentar la fricción del agua con el aire y a través del choque con el colchón de agua que encuentra a su caída.
- **Sala de máquinas**. Construcción donde se sitúan las máquinas (turbinas, alternadores...) y elementos de regulación y control de la central.
- **Turbina**. Elementos que transforman en energía mecánica la energía cinética de una corriente de agua.
- **Alternador**. Tipo de generador eléctrico destinado a transformar la energía mecánica en eléctrica.
- **Conducciones**. La alimentación del agua a las turbinas se hace a través de un sistema complejo de canalizaciones. [ENDESA, 2017]
- **Válvulas**, dispositivos que permiten controlar y regular la circulación del agua por las tuberías.
- **Chimeneas de equilibrio**: son unos pozos de presión de las turbinas que se utilizan para evitar el llamado “golpe de ariete”, que se produce cuando hay un cambio repentino de presión debido a la apertura o cierre rápido de las válvulas en una instalación hidráulica. [ENDESA, 2017]

#### A) LA PRESA

La presa es el primer elemento que encontramos en una central hidroeléctrica. Se encarga de contener el agua de un río y almacenarla en un embalse.

Con la construcción de una presa se consigue un determinado desnivel de agua, que es aprovechado para conseguir energía. La presa es un elemento esencial y su forma depende principalmente de la orografía del terreno y del curso del agua donde se tiene que situar. [ENDESA, 2017]



Las presas se pueden clasificar, según el material utilizado en su construcción, en presas de tierra y presas de hormigón. [ENDESA, 2017]

## **B) LA TURBINA HIDRAULICA**

Las turbinas hidráulicas son el elemento fundamental para el aprovechamiento de la energía en las centrales hidráulicas. Transforman en energía mecánica la energía cinética (fruto del movimiento) de una corriente de agua. [ENDESA, 2017]

Su componente más importante es el rotor, que tiene una serie de palas que son impulsadas por la fuerza producida por el agua en movimiento, haciéndolo girar. [ENDESA, 2017]

Las turbinas hidráulicas las podemos clasificar en dos grupos:

**Turbinas de acción.** Son aquellas en las que la energía de presión del agua se transforma completamente en energía cinética. Tienen como característica principal que el agua tiene la máxima presión en la entrada y la salida del rodillo.

Un ejemplo de este tipo son las turbinas Pelton. [ENDESA, 2017]

- **Turbinas de reacción.** Son las turbinas en que solamente una parte de la energía de presión del agua se transforma en energía cinética. En este tipo de turbinas, el agua tiene una presión más pequeña en la salida que en la entrada.

- 

Un ejemplo de este tipo son las turbinas Kaplan.

Las turbinas que se utilizan actualmente con mejores resultados son las turbinas Pelton, Francis y Kaplan. [ENDESA, 2017]

- **Turbina Pelton.** También se conoce con el nombre de turbina de presión. Son adecuadas para los saltos de gran altura y para los caudales relativamente pequeños. La forma de instalación más habitual es la disposición horizontal del eje. [ENDESA, 2017]

**FIGURA N° 9:** Turbina Pelton



*Fuente: ENDESA*

- **Turbina Francis.** Es conocida como turbina de sobrepresión, porque la presión es variable en las zonas del rodillo. Las turbinas Francis se pueden usar en saltos de diferentes alturas dentro de un amplio margen de caudal, pero son de rendimiento óptimo cuando trabajan en un caudal entre el 60 y el 100% del caudal máximo. Pueden ser instaladas con el eje en posición horizontal o en posición vertical pero, en general, la disposición más habitual es la de eje vertical. [ENDESA, 2017]

**FIGURA N° 10:** Turbina Francis



*Fuente: ENDESA*

- **Turbina Kaplan.** Son turbinas de admisión total y de reacción. Se usan en saltos de pequeña altura con caudales medianos y grandes. Normalmente se instalan con el eje en posición vertical, pero también se pueden instalar de forma horizontal o inclinada. [ENDESA, 2017]

**FIGURA N° 11:** Turbina Kaplan



*Fuente: ENDESA*

#### **2.2.1.4 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS:**

Las ventajas de las centrales hidroeléctricas son:

- No necesitan combustibles y son limpias.
- Muchas veces los embalses de las centrales tienen otras utilidades importantes: el regadío, como protección contra las inundaciones o

- para suministrar agua a las poblaciones próximas.
- Tienen costes de explotación y mantenimientos bajos.
- Las turbinas hidráulicas son de fácil control y tienen unos costes de mantenimiento reducido. [PERUEDUCA, 2015]

En contra de estas ventajas podemos enumerar los inconvenientes siguientes:

- El tiempo de construcción es, en general, más largo que el de otros tipos de centrales eléctricas.
- La generación de energía eléctrica está influenciada por las condiciones meteorológicas y puede variar de estación a estación.
- Los costes de inversión por kilovatio instalado son elevados.
- En general, están situadas en lugares lejanos del punto de consumo y, por lo tanto, los costes de inversión en infraestructuras de transporte pueden ser elevados. [PERUEDUCA, 2015]
- Sumerge tierras, alterando el territorio.
- Modifica el ciclo de vida de la fauna.
- Dificulta la navegación fluvial y el transporte de materiales aguas abajo (nutrientes y sedimentos, como limos y arcillas).
- Disminuye el caudal de los ríos, modificando el nivel de las capas freáticas, la composición del agua embalsada y el microclima.
- Los costes ambientales y sociales pueden ser evitados o reducidos a un nivel aceptable si se evalúan cuidadosamente y se implantan medidas correctivas.

### **2.2.2. CENTRALES TERMoeLECTRICAS:**

Una central termoeléctrica o central térmica es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica. Este tipo de generación eléctrica es contaminante pues libera dióxido de carbono.[ENERGIA EFICIENTE, 2017]

## **2.2.2.1 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS**

### **A. CENTRALES TERMOELECTRICAS CON TURBINA A GAS**

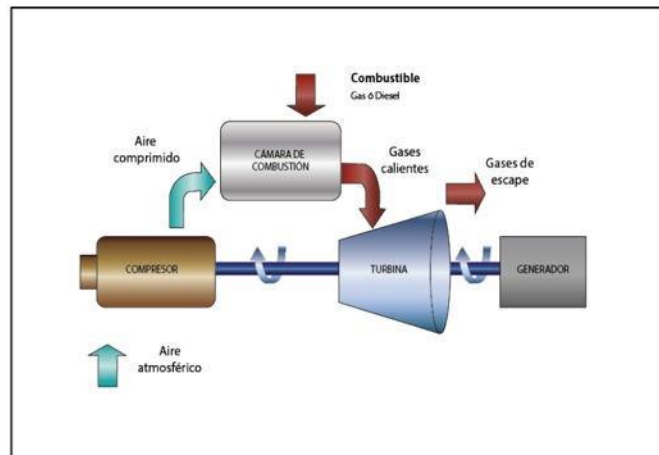
En las centrales térmicas de turbinas de gas, la electricidad se produce por medio de generadores acoplados a turbinas que se operan con gases inflamables. [SMA, 2014]

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. [SMA, 2014]

Su operación básica consiste en la compresión de aire fresco a condiciones ambientales dentro de un compresor axial a una determinada relación de compresión: luego el aire comprimido se reacciona con el combustible dentro de una cámara de combustión del tipo anular (la combustión se realiza con un elevado exceso de aire entre 200 a 350%), posteriormente los gases de la combustión ingresan alta velocidad a una turbina de gas, generándose trabajo al eje el cual se utiliza para accionar al compresor y para accionar un generador eléctrico. [SMA, 2014]

Se emplean además de la generación de energía eléctrica en otra gama de aplicaciones especialmente la propulsión aeronáutica y naval, así como para el accionamiento de diversos equipos mecánicos industriales tal como bombas, compresores y grupos electrógenos. Su rendimiento aun relativamente bajo (33 %) se 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. [SMA, 2014]

**FIGURA N° 12:** Esquema de una Central Termoeléctrica con Turbina a Gas



*Fuente: Guía de aspectos ambientales relevantes para centrales termoeléctricas, SMA*

## **B. CENTRALES TERMOELECTRICAS CON TURBINAS A VAPOR**

En estas centrales un combustible calienta agua y la convierte en vapor. Este produce un trabajo mecánico al expandirse a través de una turbina, la cual mueve un generador que produce energía eléctrica.

Su puesta en marcha es lenta por la cantidad de agua a calentar y su rendimiento varía con la carga. Luego interesa que funcionen a carga constante. Por lo tanto, estas centrales se utilizan como centrales de base.

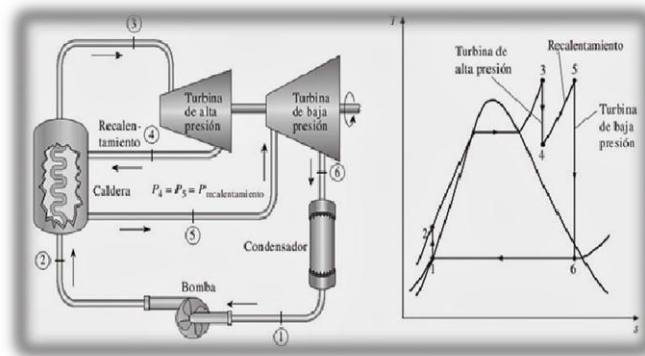
Estas centrales deben ubicarse cerca de una fuente de agua para la refrigeración y donde el gasto del transporte de combustible sea pequeño. [SMA, 2014]

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 acuatubular 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. [SMA, 2014]

Su eficiencia como ciclo simple está en promedio a 35%, se caracteriza porque son de lento arranque, necesita 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. [SMA, 2014]

**FIGURA N° 13:** Esquema de una Central Termoeléctrica con Turbina a Vapor



*Fuente:* Guía de aspectos ambientales relevantes para centrales termoeléctricas, SMA

### C. CENTRALES TERMOELECTRICAS CON MOTOR DE COMBUSTION INTERNA

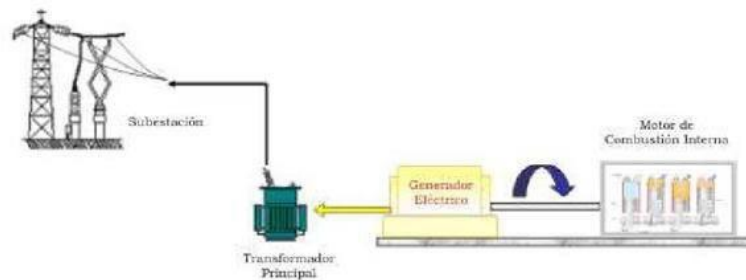
Las plantas de combustión interna están equipadas con motores de combustión interna en la que aprovechan la expansión de gas de combustión para obtener energía mecánica, que luego se transforma en energía eléctrica en el generador. [ENDESA, 2017]

Este tipo de Centrales termoeléctricas 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. [ENDESA, 2017]

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 tenemos una Central con MCI que opera con RSU.

Una de las utilidades más comunes es la de generar electricidad en aquellos lugares donde no hay suministro eléctrico, generalmente son zonas apartadas con pocas infraestructuras y muy poco habitadas. Otro caso sería en locales de pública concurrencia, hospitales, fábricas, etc., que a falta de energía eléctrica de red, necesiten de otra fuente de energía alterna para abastecerse. [ENDESA, 2017]

**FIGURA N° 14:** Esquema de una Central de Generación con MCI



*Fuente: ENDESA*

#### **D. CENTRALES TERMOELECTRICAS CON CICLO COMBINADO**

Las centrales termoeléctricas obtienen la energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor mediante la combustión de combustibles fósiles como gas natural y gasoil. [ENDESA, 2017]

Una central de ciclo combinado utiliza principalmente gas natural como combustible y emplea tradicionalmente una turbina de gas y una turbina de vapor con la finalidad de aprovechar la energía de los gases en combustión del ciclo termodinámico. Este ciclo provoca el movimiento de un generador con la consecuente producción de energía eléctrica. [ENDESA, 2017]

Con las centrales térmicas de ciclo combinado se puede llegar a rendimientos termoeléctricos del 55%, muy superior a las plantas convencionales. Si junto a esta característica se considera también el reducido coste de instalación, el corto periodo de duración de las obras, el precio de la materia prima y el elevado número de horas que estas centrales pueden operar al año, obtenemos unos precios de producción del kW/h mucho menores que los de las demás centrales termoeléctricas.

El proceso de generación de energía mediante el ciclo combinado se basa en la utilización de una turbina de gas, una turbina de vapor y una caldera de recuperación. [ENDESA, 2017]

El ciclo térmico del circuito agua-vapor comienza con la aspiración del aire desde el exterior, el cual es conducido al compresor de la turbina de gas a través de unos filtros. Posteriormente el aire se comprime y se combina con el combustible en una cámara donde se realiza la combustión, produciendo un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la turbina de gas. Mediante el generador acoplado al eje común se convierte este trabajo en energía eléctrica.

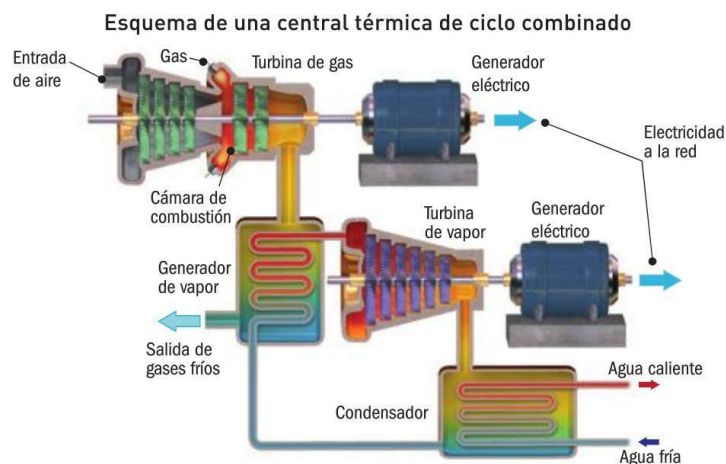
Los gases que salen de la turbina de gas pasan a la caldera de recuperación de calor. En esta se extrae el calor de los gases produciendo

vapor de agua a presión para la turbina de vapor. Para finalmente devolver los gases a la atmósfera. [ENDESA, 2017]

El vapor que sale de la turbina de vapor, pasa por un condensador donde se transforma en agua. Posteriormente el agua producida por el condensador es bombeada a alta presión hasta la caldera de recuperación para iniciar nuevamente el ciclo. [ENDESA, 2017]

Consiguiendo aumentar la temperatura de entrada de los gases en la turbina de gas, se obtienen rendimientos de la turbina de gas superior al 50%. Este rendimiento implica una temperatura de unos 1.350 °C a la salida de los gases de la cámara de combustión. El límite actualmente es la resistencia a soportar esas temperaturas por parte de los materiales cerámicos empleados en el recubrimiento interno de las cámaras de combustión de esas turbinas. [ENDESA, 2017]

**FIGURA N° 15:** Esquema de una Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado



*Fuente: ENDESA*

#### 2.2.2.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS:

##### A. HEAT RATE:

El HEAT RATE es la medida del rendimiento de una central termoeléctrica. Es el cociente entre la energía térmica aportada en forma de combustible (en realidad es energía química que se transforma en térmica mediante el proceso de combustión) y la energía eléctrica generada. [OSINERGMIN, 2016]

Observando la unidad en la que se expresa, podría ser adimensional si se expresara en las mismas unidades. [OSINERGMIN, 2016]



El HEAT RATE y el rendimiento son valores relaciones fácilmente. Así, mientras que el HEAT RATE es el cociente de energía térmica entre energía eléctrica, el rendimiento es energía eléctrica dividida entre la energía térmica aportada. [OSINERGMIN, 2016]

Ambos se relacionan de manera sencilla. Cada uno es el inverso del otro, pero teniendo en cuenta que si bien el rendimiento es el cociente de dos términos medidos en las mismas unidades (KWh/KWh), el HEAT RATE es  $KJ/KWh = KWs/KWh$ . [OSINERGMIN, 2016]

$$HEAT\ RATE = CONSUMO\ DE\ COMBUSTIBLE / POTENCIA\ EFECTIVA \dots (4)$$

### B. COSTO VARIABLE DE COMBUSTIBLE (CVC):

El Costo Variable Combustible (CVC) conocido también como Costo Incremental o Costo de Operación, el cual representa el costo asociado de la unidad termoelectrica para producir una unidad de energía. Dicho costo se determina como el producto del consumo específico o Heat Rate de la central de generación por el costo del combustible, y viene expresado en U\$/MWh. [OSINERGMIN, 2016]

En lo relativo al CVC, el precio que se utiliza para los combustibles líquidos (Biodiesel 2, Residual 6 y 500) considera la alternativa de abastecimiento en el mercado peruano, incluido el flete de transporte local hasta la central de generación correspondiente. [OSINERGMIN, 2016]

$$CVC = HEAT\ RATE * PRECIO\ DE\ COMBUSTIBLE \dots (5)$$

Con base a lo establecido por el Artículo 124 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se considera los precios fijados por PetroPerú S.A para generación eléctrica en sus diversas plantas en el ámbito nacional, siempre y cuando no superen los precios de referencia ponderados por el OSINERGMIN. Los precios de referencia para el Perú se determinan según lo establecido por el “Procedimiento para la determinación de los Precios de Referencia Energéticos usados en Generación Eléctrica” aprobado por la Resolución n° 062-2005-OS/CD. [OSINERGMIN, 2016]

FIGURA N° 16: Precios de Referencia de Combustibles Derivados del Petróleo

OSINERGMIN		Precios de Referencia de Combustibles Derivados del Petróleo									
		Lineamientos del MEM y Resolución N° 136-2011-OS/CD*									
Fecha de Publicación:		Cotizaciones: Del 08-05-2017 al 19-05-2017									
		TC (Soi/US\$)									
		3.28									
PR1 : Precio de Referencia que refleja una operación eficiente de importación desde el Mercado Relevante											
PR1		GLP	Gasolina 97	Gasolina 95	Gasolina 90	Gasolina 84	Turbo	Diesel B5 0 - 2500 ppm	Diesel B5 2500-5000 ppm	Petróleo Industrial 6 (3%S)	Petróleo Industrial 500 (3%S)
US\$/BI		36.4	78.88	75.76	68.25	64.03	64.68	73.22	68.57	49.13	48.22
	US\$/TM	430									
	Soles/galón (2)	1.41	6.18	5.91	5.33	5.00	5.06	5.72	5.35	3.83	3.78
	Soles/TM	1,409									

Fuente: OSINERGMIN

### C. COSTO VARIABLE DE NO COMBUSTIBLE (CVNC):

El Costo Variable No Combustible (CVNC) representa el costo, no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce. Para evaluar dicho costo se determina la función de costo total de las unidades termoeléctricas (sin incluir el combustible) para su régimen máximo de operación; a partir de esta función se deriva el CVNV como la relación del incremento en la función de costo ante un incremento de la energía producida por la unidad de generación de energía. [OSINERGMIN, 2016]

El procedimiento anterior proporciona tanto el CVNC de las unidades termoeléctricas, como los Costos Fijos No Combustible (CFNC) asociados a cada unidad termoeléctricas, para un régimen de operación dado (número de arranques por año, horas de operación promedio por arranque y tipo de combustible utilizado). [OSINERGMIN, 2016]

$$CVT = CVC + CVNC \quad \dots (6)$$

### 2.2.3. CENTRALES CON RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES:

#### 2.2.3.1 CENTRALES DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina. [UNESA, 2017]

Este tipo de energía se usa principalmente para producir electricidad a gran escala a través de redes de distribución, aunque también permite alimentar innumerables aplicaciones y aparatos autónomos, abastecer refugios de montaña o viviendas aisladas de la red eléctrica. Debido a la creciente demanda de energías renovables, la fabricación de células solares e instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años. Comenzaron a producirse en masa a partir del año 2000, cuando medioambientalistas alemanes y la organización Eurosolar obtuvo financiación para la creación de diez millones de tejados solares. [UNESA, 2017]

Programas de incentivos económicos, primero, y posteriormente sistemas de autoconsumo fotovoltaico y balance neto sin subsidios, han apoyado la instalación de la fotovoltaica en un gran número de países. Gracias a ello la energía solar fotovoltaica se ha convertido en la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global, después de las energías hidroeléctrica y eólica. A principio

de 2017, se estima que hay instalados en todo el mundo cerca de 300 GW de potencia fotovoltaica. [UNESA, 2017]

La energía fotovoltaica no emite ningún tipo de contaminación durante su funcionamiento, contribuyendo a evitar la emisión de gases de efecto invernadero. Su principal desventaja consiste en que su producción depende de la radiación solar, por lo que si la célula no se encuentra alineada perpendicularmente al Sol se pierde entre un 10-25 % de la energía incidente. Debido a ello, en las plantas de conexión a red se ha popularizado el uso de seguidores solares para maximizar la producción de energía. La producción se ve afectada asimismo por las condiciones meteorológicas adversas, como la falta de sol, nubes o la suciedad que se deposita sobre los paneles.

#### **A. FUNCIONAMIENTO:**

El funcionamiento de una central fotovoltaica puede resumirse de la siguiente forma:

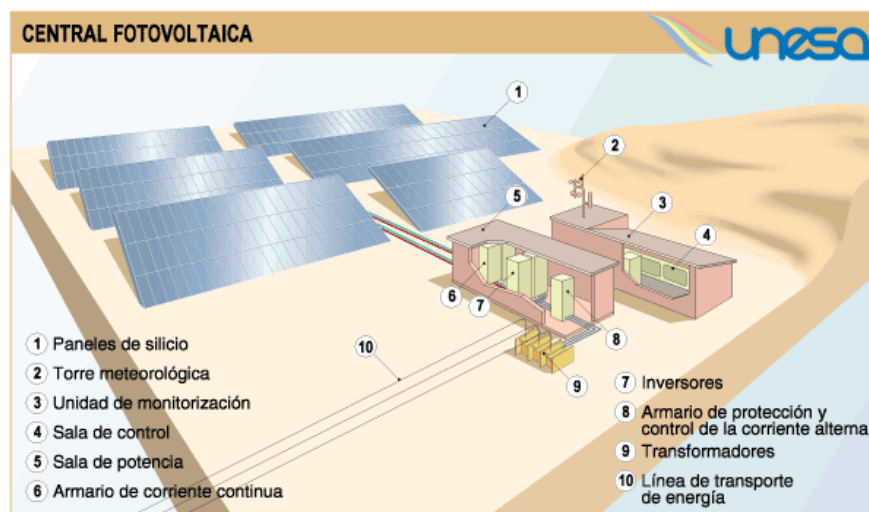
El elemento básico de una central fotovoltaica es el conjunto de células fotovoltaicas, que captan la energía solar, transformándola en corriente eléctrica continua mediante el efecto fotoeléctrico. Están integradas, primero, en módulos y luego se forman con ellos los paneles fotovoltaicos (1). Lógicamente, la producción de electricidad de dichas células depende de las condiciones meteorológicas existentes en cada momento, fundamentalmente de la insolación. Dichas condiciones son medidas y analizadas con la ayuda de una torre meteorológica (2). [UNESA, 2017]

Como la energía eléctrica que circula por la red de transporte lo hace en forma de corriente alterna, la corriente continua generada en los paneles solares debe ser transformada a corriente alterna. Es conducida, entonces, primeramente a un armario de corriente continua (4), para ser convertida en corriente alterna por medio de un inversor (5) y ser finalmente transportada a un armario de corriente alterna (6). [UNESA, 2017]

Posteriormente, la energía eléctrica producida pasa por un centro de transformación (7) donde se adapta a las condiciones de intensidad y tensión de las líneas de transporte (8) para su utilización en los centros de consumo. [UNESA, 2017]

El funcionamiento de todos los equipos de la central se supervisa desde la sala de control (3), en la que se recibe información de los distintos sistemas de la instalación: torre meteorológica, inversor, armarios de corriente continua y alterna, centro de transformación, etc. [UNESA, 2017]

**FIGURA N° 17:** Esquema de una Central Solar Fotovoltaica



*Fuente: UNESA*

### 2.2.3.2 CENTRALES DE ENERGIA EOLICA:

La energía eólica es la energía obtenida a partir del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es convertida en otras formas útiles de energía para las actividades humanas. [UNESA, 2017]

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir electricidad mediante aerogeneradores conectados a las grandes redes de distribución de energía eléctrica, Los parques eólicos construidos en tierra suponen una fuente de energía cada vez más barata y competitiva, e incluso más barata en muchas regiones que otras fuentes de energía convencionales. Pequeñas instalaciones eólicas pueden, por ejemplo, proporcionar electricidad en regiones remotas y aisladas que no tienen acceso a la red eléctrica, al igual que la energía solar fotovoltaica.

Las compañías eléctricas distribuidoras adquieren cada vez en mayor medida el excedente de electricidad producido por pequeñas instalaciones eólicas domésticas.<sup>4</sup> El auge de la energía eólica ha provocado también la planificación y construcción de parques eólicos marinos —a menudo conocidos como parques eólicos offshore por su nombre en inglés—, situados cerca de las costas. La energía del viento es más estable y fuerte en el mar que en tierra, y los parques eólicos marinos tienen un impacto visual menor, pero sus costes de construcción y mantenimiento son considerablemente mayores. [UNESA, 2017]

A finales de 2014, la capacidad mundial instalada de energía eólica ascendía a 370 GW, generando alrededor del 5 % del consumo de electricidad mundial. Dinamarca genera más de un 25 % de su

electricidad mediante energía eólica, y más de 80 países en todo el mundo la utilizan de forma creciente para proporcionar energía eléctrica en sus redes de distribución, aumentando su capacidad anualmente con tasas por encima del 20 %. [UNESA, 2017]

La energía eólica es un recurso abundante, renovable y limpio que ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar fuentes de energía a base de combustibles fósiles. El impacto ambiental de este tipo de energía es además, generalmente, menos problemático que el de otras fuentes de energía. [UNESA, 2017]

En el Perú entraron en servicio el año 2013 las Centrales Eólicas de Talara (30 MW), Cupisnique (80 MW) y de Marcona (32 MW). [GUEVARA, 2015]

#### A. FUNCIONAMIENTO:

Sobre una torre soporte (3) se coloca una góndola (2), que aloja en su interior un generador, el cual está conectado, mediante una multiplicadora, a un conjunto de palas (1). [UNESA, 2017]

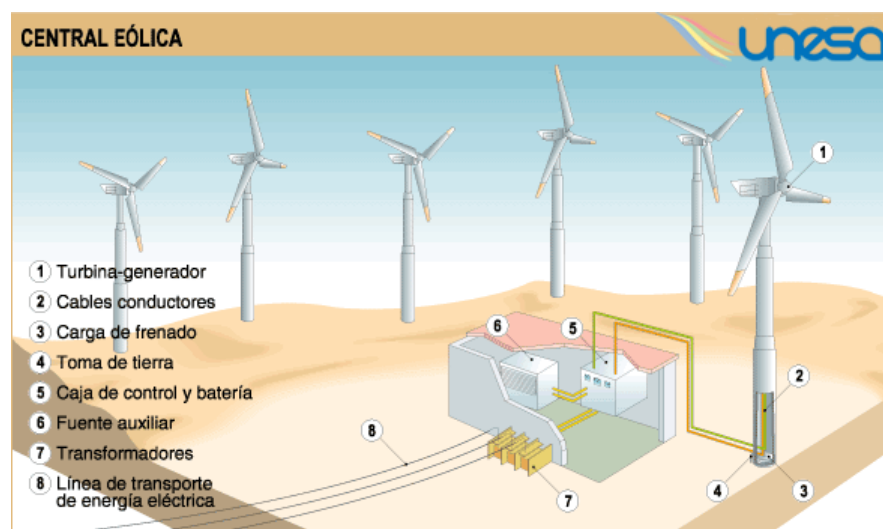
La energía eléctrica producida por el giro del generador es transportada mediante cables conductores (4) a un centro de control (6) desde donde, una vez elevada su tensión por los transformadores (8), es enviada a la red general mediante las líneas de transporte de alta tensión (9). [UNESA, 2017]

Dado el carácter aleatorio de la producción de energía eléctrica por vía eólica, las centrales de este tipo deben disponer de una fuente auxiliar (7) para tener garantizado en todo momento el suministro de energía eléctrica. [UNESA, 2017]

Debido a la altura en la que se encuentra el generador y al rozamiento que el aire produce sobre éste, es conveniente que el equipo tenga una toma a tierra (5), para evitar la electricidad estática. [UNESA, 2017]

Asimismo, para el control de la velocidad del generador existen tecnologías que permiten regular, dentro de unos límites, las revoluciones de las palas, independientemente de la velocidad del viento. [UNESA, 2017]

**FIGURA N° 18:** Esquema de una Central Eólica



*Fuente: UNESA*

### 2.2.3.3 CENTRALES DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS (RSU):

Los Residuos Sólidos Urbanos (RSU) son los que se originan en la actividad doméstica y comercial de ciudades y pueblos. En los países desarrollados en los que cada vez se usan más envases, papel, y en los que la habitualidad de "usar y tirar" se ha extendido a todo tipo de bienes de consumo, las cantidades de basura que se generan han ido creciendo hasta llegar a cifras muy altas. [UNESA, 2017]

Los residuos producidos por los habitantes urbanos comprenden basura, muebles y electrodomésticos viejos, embalajes y desperdicios de la actividad comercial, restos del cuidado de los jardines, la limpieza de las calles, etc. El grupo más voluminoso es el de las basuras domésticas.

La basura suele estar compuesta por:

**Materia orgánica.-** Son los restos procedentes de la limpieza o la preparación de los alimentos junto la comida que sobra.

**Papel y cartón.-** Periódicos, revistas, publicidad, cajas y embalajes, etc.

**Plásticos.-** Botellas, bolsas, embalajes, platos, vasos y cubiertos desechables, etc.

**Vidrio.-** Botellas, frascos diversos, vajilla rota, etc.

**Metales.-** Latas, botes, etc.

En las zonas más desarrolladas la cantidad de papel y cartón es más alta, constituyendo alrededor de un tercio de la basura, seguida por la materia orgánica y el resto. En cambio si el país está menos desarrollado la

cantidad de materia orgánica es mayor -hasta las tres cuartas partes en los países en vías de desarrollo- y mucho menor la de papeles, plásticos, vidrio y metales. [UNESA, 2017]

La incineración de los RSU con aprovechamiento energético es un proceso muy utilizado, esta tecnología consiste en fundamentalmente, en una combustión con generación de vapor y la posterior expansión de este en una turbina convencional acoplada a un generador eléctrico. [UNESA, 2017]

Se trata por tanto de una combustión clásica, en la que la cámara de combustión está adaptada al tipo de combustible utilizado. Cada línea de incineración dispone de una alimentación individualizada, un horno caldera productor de vapor y un sistema de tratamiento de gases. Así por ejemplo: los hornos tipo parrilla se suelen utilizar para RSU con nula o escasa selección previa; los rotativos son más eficientes en el control de la combustión, pero tiene limitaciones de tamaño; y los hornos de lecho fluidizado precisan combustible procesados previamente con una granulometría homogénea. [UNESA, 2017]

#### **A. FUNCIONAMIENTO:**

Se tiene el siguiente esquema de funcionamiento de una Central RSU : Donde los RSU llegan a la central transportados generalmente por camiones, que vierten su contenido en el foso de basura(1) para ser enviadas mediante una cinta transportadora a la planta de selección(2). En la zona de selección se separan los diferentes tipos de materiales que componen los RSU, seleccionando aquellos que puedan ser reciclados, los cuales se extraen o almacenan. La materia orgánica se lleva, tras pasar por un separador magnético (3) que retira los materiales ferrosos aun presentes a unas playas de fermentación (4), en las que permanecerán uno o dos meses. En ellas esta materia es aireada periódicamente para obtener un abono denominado “compost”. [UNESA, 2017]

Una vez que se ha separado aquello que se considera aprovechable, el resto se envía a un depósito de rechazo (5) situado junto al horno (6) donde es quemado.

La combustión en el horno hace que el agua que circula por las tuberías de la caldera (7) se transforma en vapor a presión. [UNESA, 2017]

FIGURA N° 19: Esquema de una Central de Residuos Sólidos Urbanos (RSU)



*Fuente: UNESA*

### 2.2.3.3 CENTRALES DE COGENERACION:

La cogeneración es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente sanitaria). Si además se produce frío (hielo, agua fría, aire frío, por ejemplo) se llama trigeneración. Si además de esto se capturan las emisiones de dióxido de carbono, se llama cuatrigeneración (no debe confundirse con la tetrageneración, donde el cuarto tipo de energía producido es energía mecánica). [GUEVARA, 2015]

La ventaja de la cogeneración es su mayor eficiencia energética ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica de un único proceso, en vez de utilizar una central eléctrica convencional y para las necesidades de calor una caldera convencional. [GUEVARA, 2015]

Otra ventaja, y no pequeña, es que al producir la electricidad cerca del punto de consumo, se evitan cambios de tensión y transporte a larga distancia, que representan una pérdida notable de energía por efecto Joule (se calcula que en las grandes redes esta pérdida está entre un 25 y un 30%).[GUEVARA, 2015]

El término “cogeneración” se emplea para designar la producción secuencial de energía térmica y energía eléctrica a partir de una fuente primaria de energía, estando normalmente esta producción de energía



(térmica y eléctrica) ligada a un proceso Industrial, Comercial o de Servicios. Las plantas de Cogeneración producen, pues, de forma simultánea electricidad y calor para diversas aplicaciones.

El atractivo fundamental de este tipo de plantas se basa en que tienen una óptima eficiencia en las transformaciones energéticas, con mínimos consumos de combustible primario y con un menor impacto ambiental.

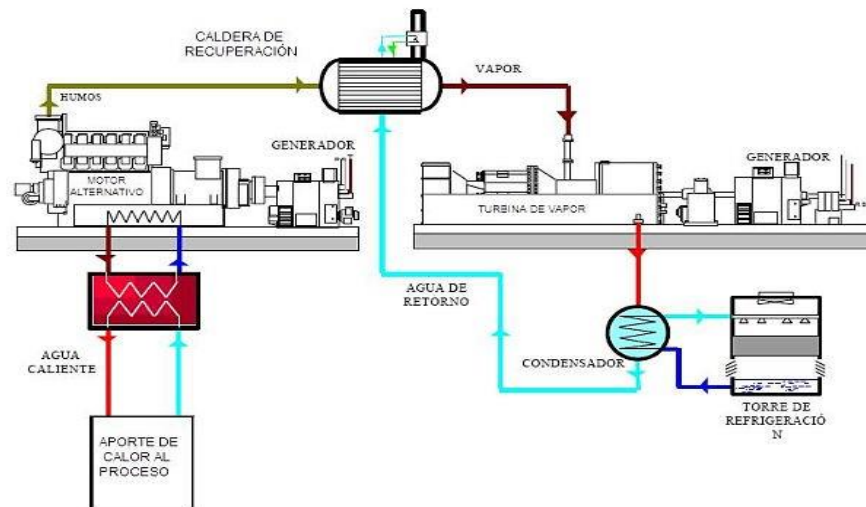
Una central termoeléctrica tradicional transforma la energía química contenida en un combustible fósil en energía eléctrica. Normalmente se quema un combustible fósil (carbón, fuel, diesel, gas natural) para producir una energía térmica de baja calidad en forma de gas (gases de combustión o vapor) a alta presión y temperatura. La descompresión de estos gases genera una energía mecánica que mediante un alternador se transforma en energía eléctrica, de alta calidad. Incluso en las plantas más eficientes actualmente la conversión lograda es inferior al 42%; el resto se ‘tira’ a la atmósfera en forma de gases de escape, a través de chimeneas, o en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico. [COGENERACION INDUSTRIAL, 2016]

El % de energía química convertida en energía eléctrica es bajo porque la mayoría del calor (un 60% o más) se pierde al ser el calor desechado de baja temperatura, o en otras palabras, tiene poca capacidad para desarrollar un trabajo útil en una central eléctrica (baja exergía). [COGENERACION INDUSTRIAL, 2016]

Pero ocurre que la mayoría de los procesos industriales, comerciales o de servicios requieren calor a una temperatura relativamente baja, de forma que estos procesos sí que pueden aprovechar ese calor que de otra forma se desearía: de esta manera, estos procesos pueden simultanear la producción de electricidad y el aprovechamiento de ese calor residual, llegando a unos aprovechamientos energéticos que pueden oscilar entre el 75% y el 90% de la energía química contenida en el combustible.

Las instalaciones de cogeneración más antiguas fueron instaladas en los ingenios azucareros, en donde el combustible era el bagazo producido durante la elaboración de la caña de azúcar, el cual era quemado en calderas para producir vapor y con ello electricidad. En la refinería de La Pampilla se instaló un sistema de cogeneración como parte de la Planta de Aminas, el cual genera de 10 MW de electricidad para uso de la refinería. [GUEVARA, 2015]

**FIGURA 20:** Cogeneración con Motor de gas y Turbina de vapor



*Fuente: Cogeneración Industrial*

### 2.3. AGENTES DE MERCADO DE GENERACION:

**Empresas de generación.** Son la primera parte de la cadena y están encargadas de producir energía eléctrica, en el caso que se trata aquí son de tipo hidráulico y térmico (los principales con más del 95% de la producción) y la diferencia viene de las renovables como la eólica y la solar. [OSINERGMIN, 2017]

**Empresas de transmisión.** Se encargan de llevar la energía desde las empresas de generación hasta las empresas de distribución. Para lograr este objetivo, se eleva la tensión hasta niveles altos o muy altos (desde 60 kV hasta 500 kV) para reducir las pérdidas por transmisión de energía. [OSINERGMIN, 2017]

**Empresas de distribución.** Son las encargadas de distribuir la energía hacia los usuarios finales. Para hacer la entrega a estos usuarios, las distribuidoras utilizan niveles de tensión de media o baja tensión (desde 0.12 kV hasta 60 kV). [OSINERGMIN, 2017]

**Usuarios libres y usuarios regulados.** Según el Decreto Supremo N°022-2009-EM, los usuarios libres son aquellos usuarios que no se encuentran sujetos a regulación de precios. Se utiliza la demanda de potencia para diferenciar a un usuario libre de un usuario regulado. Por otro lado, los usuarios regulados están sujetos a tarifas que son reguladas y/o supervisadas por el OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería), mientras que los usuarios libres negocian sus propios precios con los generadores y/o distribuidores. [OSINERGMIN, 2017]

**Ministerio de Energía y Minas (MINEM).** Es el organismo encargado de proponer y evaluar políticas referentes al sector, promover y expedir la normativa necesaria, y promover el desarrollo de todas las actividades del sector eléctrico (i.e., generación, transmisión, y distribución) de manera sostenible y competitiva, priorizando la inversión privada en el sector y la diversificación de la inversión de la matriz energética para asegurar que los usuarios estén siempre abastecidos. [MINEM, 2017]

**Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI).** Es el fiscalizador de la libre competencia en el mercado eléctrico, protege los derechos de los consumidores, y fomenta una real y honesta competencia de mercado. [INDECOPI, 2017]

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).** Es el organismo público encargado de regular y supervisar que las empresas del sector energético (i.e., eléctrico, hidrocarburos, y minero) cumplan con todas las disposiciones legales de todas las actividades que desarrollan incluyendo la regulación de las tarifas y fija los distintos precios regulados para el sector eléctrico. En el año 2000, mediante la Ley 27332, OSINERGMIN se fusiona con la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) conformando lo que en la actualidad es la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART). [OSINERGMIN, 2017]

**Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC).** Es un organismo técnico cuya principal función es coordinar la operación del sistema al mínimo costo, garantizar la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica, y ver el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Este organismo integrado por representantes de las empresas de generación, transmisión, y distribución, cuyas instalaciones se encuentran interconectadas, así como también a los grandes usuarios libres, los cuales en conjunto buscan el desarrollo y bienestar del sector en beneficio del país. [COES-SINAC, 2017]

**Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).** Este sistema comprende todas las instalaciones y actividades del sector eléctrico que se encuentran conectadas a través de las líneas de transmisión. Se debe precisar que el SEIN aparece luego de la interconexión de dos sistemas: el sistema interconectado centro-norte (SICN) y el sistema interconectado del sur (SISUR), los cuales, al unificarse con la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, dan origen al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN). [COES-SINAC, 2017]

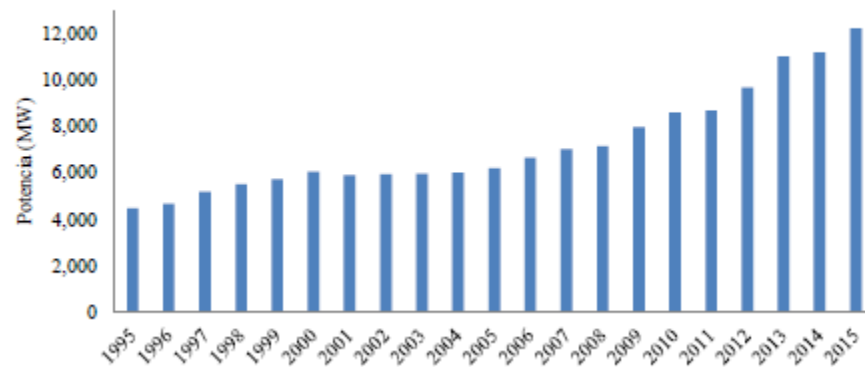
**Sistemas Aislados.** Son aquellos sistemas que todavía no se han podido integrar al SEIN a través de una línea de transmisión, esto debido a factores externos como la distancia o lo accidentado del territorio. [COES-SINAC, 2017]

## 2.4. EL MERCADO ELÉCTRICO EN EL PERÚ

El crecimiento de la demanda de energía en un país va paralelo a su crecimiento económico y el Perú no es ajeno a esta situación. El crecimiento económico trae consigo las inversiones, lo cual genera nuevos proyectos que van a aumentar la demanda de energía (en este caso la electricidad) y que obliga al sector electricidad en su conjunto a crecer para poder atender la demanda del mercado tanto a nivel de generación como también de transmisión y distribución. Este crecimiento va en conjunto con la calidad del servicio que se ofrece, basado en dar mayor confiabilidad y eficiencia de la energía que se entrega, así como también la seguridad de las operaciones (Ministerio de Energía y Minas [MINEM], 2015).

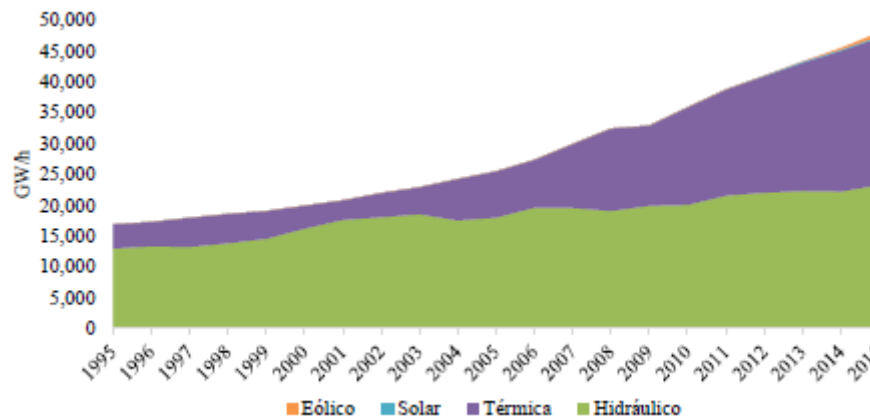
La capacidad instalada en generación eléctrica a nivel nacional creció de 6,200 MW en 2005 a 12,251 MW en 2015 (equivalente a un 98% de crecimiento en el periodo 2005-2015) a un promedio de 7% medio anual (ver Figura 2). Este aumento de la producción de energía eléctrica está dividido, según su origen, de la siguiente manera: 63% es de origen térmico, el 34% es de origen hidráulico, y 3% es de origen solar y eólico. Viendo la producción de energía eléctrica (ver Figura 3), se puede verificar que esta creció a una tasa media anual de 6.5% en los últimos 10 años. De este número, las centrales térmicas representan el 12% (debido al uso del gas natural) teniendo una participación total del 50% de la producción total; las centrales hidráulicas crecieron a una tasa de 3% anual representando el 48% de la producción total y, finalmente, la generación eólica y solar aunque tuvo crecimiento no fue significativo y representa el 2% del total de la producción. [MINEM, 2015]

**FIGURA 21:** Evolución de la Potencia Instalada 1995-2015



*Fuente:* Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico. MINEM 2015

**FIGURA 22:** Evolución de la Producción de Energía Eléctrica Nacional 1995-2015

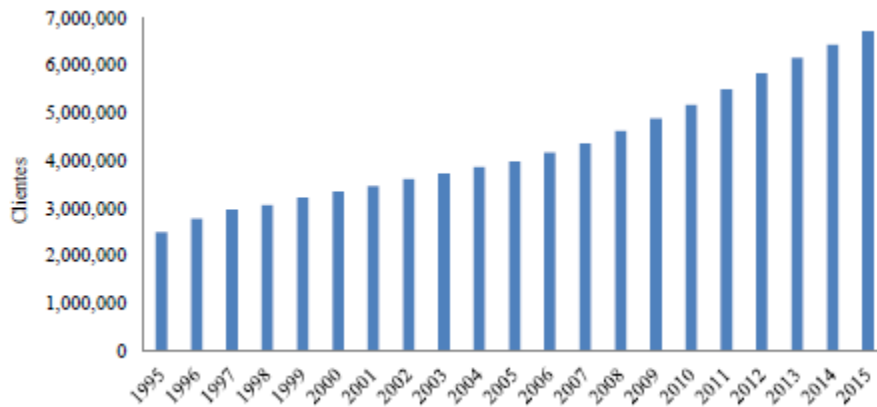


*Fuente:* Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico. MINEM 2015

Para los próximos años, se espera un importante crecimiento de la generación hidráulica, con el ingreso de nuevos proyectos como la central hidroeléctrica Cerro del Águila y la central hidroeléctrica Chaglla, con una potencia total de 1,380 MW. Por el lado del sector de transmisión, al término de 2015 se tienen 22,098 km de líneas (ver Figura 4). Este sector tuvo un incremento de 2% respecto de 2014, con una tasa de crecimiento medio anual de 5% para los últimos cinco años. [MINEM, 2015]

El consumo nacional de energía se incrementó en un 5% respecto a 2014 y su crecimiento anual de los últimos 10 años ha sido de 7%. De manera similar, el número de clientes finales creció 5% como promedio y las ventas a estos clientes finales se mantienen con un crecimiento medio anual de 7%. Con respecto a la estructura de los clientes, 46% corresponde al mercado libre y 54% al mercado regulado, con tasas de crecimiento anual de 7% para ambos tipo de cliente en los últimos 10 años. [MINEM, 2015]

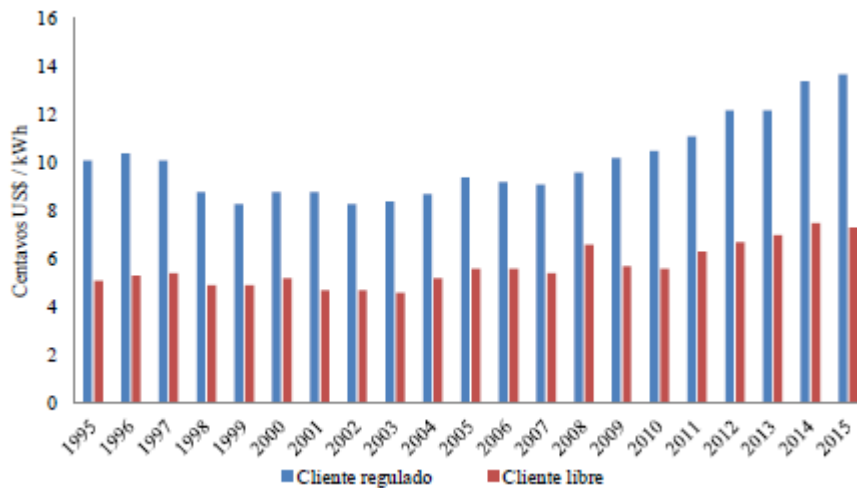
**FIGURA 23:** Evolución de Clientes Regulados 1995-2015



*Fuente:* Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico. MINEM 2015

Analizando el precio de la energía en el mercado, entre 2005 y 2015 se tuvo un incremento promedio anual del 4%, aunque se debe ver que en el caso del último año (2014- 2015) el aumento fue solo del 1%. [MINEM, 2015]

**FIGURA 24:** Evolución del Precio Medio de Energía Eléctrica al Mercado Libre y Regulado 1995-2015



*Fuente:* Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico. MINEM 2015

## 2.5. DISPONIBILIDAD DE UNA RESERVA DE GENERACION:

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. [HAMEK, 2015]

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. [HAMEK, 2015]

### 2.5.1. OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA:

#### A. OFERTA DE ENERGIA EN EL PERU:

Tomando como referencia el Informe Técnico N° 147-2013 GART-OSINERGMIN Informe N° 0155-2017-GRT. [OSINERGMIN, 2017]

El Parque de Generación de Energía en el Perú es Hidrotérmico (compuesto por Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas), siendo sus características principales las siguientes:

Oferta Total de Generación: 9582 MW

Parque Hidroeléctrico. 4704.762 MW

Parque Termoeléctrico: 4637.688 MW

- **OFERTA HIDRAULICA:**

La Oferta de Energía Hidráulica en el Perú es de 4704.762 MW, siendo las Centrales conformantes del SEIN según el COES SINAC tomando en cuenta la operación económica según el Modelo PERSEO. [COES-SINAC, 2017]

- **OFERTA TERMOELECTRICA:**

La Oferta de Energía Térmica en el Perú es de 4637.688 MW, siendo las Centrales conformantes del SEIN según el COES SINAC tomando en cuenta la operación económica según el Modelo PERSEO. [COES-SINAC, 2017]

#### B. DEMANDA DE ENERGIA EN EL PERU:

Se tiene la siguiente la siguiente tasa de crecimiento de la demanda en el SEIN, tomando como referencia el Horizonte de estudio 2016, 2017 y 2018 y como año base el 2015. [OSINERGMIN, 2017]

**Cuadro N° 1:** Proyección de la Demanda al 2019 en el SEIN

#### PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Periodo 2017 - 2019

Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2016	6 485	48 296	85,0%		
2017	6 723	51 216	87,0%	3,7%	6,0%
2018	7 149	54 469	87,0%	6,3%	6,4%
2019	7 492	57 454	87,5%	4,8%	5,5%

Fuente: OSINERGMIN.

Así mismo se puede ver para un Factor de Carga del 87 % la Tasa de crecimiento de la potencia se mantendrá constante en 2.6 % para el 2019 año en el cual se ha proyectado la ampliación y puesta en marcha de Proyectos mineros de gran envergadura, así mismo la tasa de crecimiento está en incremento desde 6 % hasta 5.5 %. [OSINERGMIN, 2017]

## **2.5.2. OPERACIÓN Y DESPACHO DE LA GENERACION:**

### **A. COMITÉ ECONOMICO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA (COES-PERU).**

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo. [COES-SINAC, 2017]

### **B. DESPACHO ECONOMICO DE LA OPERACION:**

Es aquella actividad relacionada a la operación conjunta de todas las Centrales de Energía conformantes de un sistema eléctrico. La operación económica que involucra la generación de potencia y el suministro, se puede subdividir en dos partes: una, llamada despacho económico, que se relaciona con el costo mínimo de producción de potencia y otra, la de suministro con pérdidas mínimas de la potencia generada a las cargas. Para cualquier condición de carga, el despacho económico determina la salida de potencia de cada central generadora que minimizará el costo de combustible necesario. [BALAREZO VALDEZ, 2014]

El conocimiento del flujo de cargas en un sistema eléctrico de potencia permite hallar la potencia activa y reactiva que debe entregar cada unidad generadora para atender una demanda de potencia determinada. El reparto de cargas o potencias entre generadores depende de las condiciones de operación que se impongan. La demanda de potencia en un sistema eléctrico puede ser generada de diversas formas; de todos los posibles repartos de carga interesa aquel que supone un mínimo coste de generación. [BALAREZO VALDEZ, 2014]

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. [BALAREZO VALDEZ, 2014]

Muy diferente resulta la formulación de un problema de optimización económica en un sistema de generación dependiendo del tipo de centrales de generación existente en el sistema; en general, se distingue entre generación de origen térmico y generación de origen hidráulico.-En la generación de origen exclusivamente térmico: se calcula el reparto de cargas suponiendo que las unidades seleccionadas pueden atender cualquier demanda de potencia, dentro de los límites permitidos para cada unidad y sus costos variables de operación. El despacho económico se realiza con intervalos de pocos minutos suponiendo que la demanda de potencia se mantiene constante durante cada intervalo. [BALAREZO VALDEZ, 2014]

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. [BALAREZO VALDEZ, 2014]

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. [BALAREZO VALDEZ, 2014]

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. 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.

En general, cuanto más sea una central, menos potencia podrá entregar; así pues, las grandes centrales térmicas (generalmente las de vapor) no son regulables, y en cambio las pequeñas turbinas de gas alcanzan el sincronismo en poco tiempo. Tampoco debe olvidarse que siempre es necesario que exista una cierta generación de reserva, 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. [BALAREZO VALDEZ, 2014]

Operación en tiempo real: Tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de la operación de un sistema interconectado. Incluye, entre otras: la ejecución del programa de operación de corto plazo o su reprogramación; la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la calidad del servicio y seguridad del sistema; operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener al sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE (Norma Técnica de la Calidad de Servicios Eléctricos).

### **2.5.3 CONTINGENCIAS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACION DEL PERU:**

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

siguientes situaciones:

- Retiro del servicio del Complejo Hidroenergético del Mantaro.
- Ausencia de agua (sequia) en las cuencas hidrográficas que abastecen a las Centrales Hidroeléctricas.
- Periodos de avenida de agua, lo que trae consigo un mayor porcentaje de concentración de sólidos en las aguas.
- Indisponibilidad del ducto que transporta el gas desde Camisea.
- Saturación de la red de transmisión.

#### **2.5.4. OPERACIÓN Y DESPACHO DE LA GENERACION DEL SEIN EN EL PERU**

La operación y Despacho del Sistema Eléctrico Interconectado Peruano está a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema (SEIN) y se basa en lo siguiente:

##### **A) DESPACHO TEORICO**

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 Carbón
- Centrales Termoeléctricas con Ciclo Combinado con Gas Natural.
- Centrales Termoeléctricas de Ciclo Joule Brayton Simple Abierto a Gas Natural.
- 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 ubicaran a futuro el año 2017 en el rango de despacho que tienen las Centrales Termoeléctricas con Petróleo Residual (Centrales Solares y Centrales Eólicas).

Las Centrales de Cogeneración según la normatividad tienen la prioridad en el despacho y no marginaran, ubicándose la Central Térmica de SDF (CON Tecnología de turbinas a gas) y la Central de Cogeneración con Biomasa de Agroindustrias Paramonga S.A.A. [GUEVARA, 2015]

##### **B) DESPACHO REAL**

Debido a las imperfecciones del sistema de generación y transmisión

eléctricas, la disponibilidad del recurso energético agua y combustible, el despacho del Sistema sufre alteraciones , los cuales para una operación real se toma en cuenta el Procedimiento N° 9 “Coordinación de la Operación a Tiempo Real del SEIN” , para la ejecución de la operación en tiempo real, las actividades del Coordinador se limitarán a seguir el Programa de Operación en función a la disponibilidad de las Centrales de Generación Disponibles ordenadas en función a sus costos variables de operación ( costos marginales de corto plazo) llamado PDO o su Reprogramación, dando origen a los Despachos en tiempo real con la aplicación de las acciones correctivas del caso, para mantener el sistema en estado normal, pero expuestos permanentemente a la presencia de las desviaciones significativas al programa tal como:

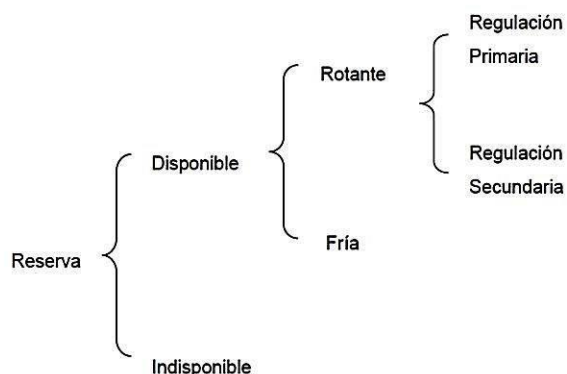
- La desviación de la demanda proyectada la cual origina un cambio en el programa de operación.
- La indisponibilidad forzada de las Centrales de Energía en el despacho económico del sistema en función a actividades de mantenimiento.
- Las variaciones de los caudales naturales de los ríos y el estado de los embalses,
- Esto último afecta la capacidad de generación de las centrales hidráulicas de pasada o con regulación diaria y semanal.
- La variación de los niveles de tensión y frecuencia cuando se prevé exceder los límites permisibles considerados en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos NTCSE ó la Norma Técnica de Operación a Tiempo Real NTOTR.
- Exceder el límite de capacidad de transporte de los sistemas de transmisión y de sus componentes principales.

[GUEVARA, 2015]

### 2.5.5. TIPOS DE RESERVA:

En el Perú, según el COES SINAC se tiene la siguiente clasificación:

**FIGURA N° 25:** Clasificación de la Reserva de Generación



*Fuente: COES- SINAC*

#### **A. RESERVA DISPONIBLE:**

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

#### • **RESERVA ROTANTE (RR):**

Es igual al margen de la capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible en cualquier instante. Este margen de capacidad en generación es igual a la diferencia entre la sumatoria de capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. [OSINERGMIN, 2016]

También se le conoce como Reserva Rodante o Reserva en giro. Siendo la reserva rotante clasificada en dos tipos:

***Reserva de Regulación Primaria:*** Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a cambios súbitos de la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos. [OSINERGMIN, 2016]

***Reserva de Regulación Secundaria:*** Margen de reserva rotante en las centrales que están operando y que responden a cambios de generación por regulación manual y sostenible al menos durante 30 minutos. [OSINERGMIN, 2016]

Dentro de los tipos de reserva rodante se encuentran:

- Reserva rápida: Está a disposición para cubrir el déficit de potencia en los primeros minutos de la falla y debe ser asumida principalmente por las plantas hidráulicas y las térmicas a gas de todas las subareas que integran el sistema interconectado. Transcurridos algunos minutos, el área donde se presentó el problema debe en lo posible cubrir el déficit por sí misma, con sus propios recursos con el fin de descargar a las otras áreas.
- 
- Reserva lenta. Esta reserva cubre el déficit de potencia que había sido asumido por la reserva rápida en lo posible con plantas térmicas o con algunas plantas hidráulicas, con el fin de que esta reserva rápida quede libre y pueda estar a disposición del sistema en caso de nuevas contingencias. [OSINERGMIN, 2016]

El tipo de acceso de reserva lenta que utiliza unidades térmicas puede oscilar entre media hora y 8 horas, dependiendo del estado inicial térmico de las plantas a utilizar. Si es necesario arrancar algunas

plantas desde el nivel frío, entonces es lógico que la reserva lenta pueda utilizar plantas que antes no aportaban ninguna reserva rodante. [OSINERGMIN, 2016]

• **RESERVA FRIA:**

La cual es igual a la sumatoria de las capacidades de potencia disponibles de las unidades no sincronizadas y listas para ingresar en servicio a solicitud del coordinador del sistema. [HAMEK, 2015]

**B) RESERVA INDISPONIBLE:**

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

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

\* Hasta el interruptor principal del lado de baja de los transformadores de 230 y 115 KV.

- La afectación de los equipos de protecciones hasta el lado de baja de los
- Transformadores de 230 y 115 KV.
- La afectación de las comunicaciones del Mercado Eléctrico.
- Circuitos pertenecientes a los esquemas de desligue de carga.
- Los que inhabiliten o pongan en cero las mediciones del SEIN.
- Afectación al funcionamiento o disponibilidad de unidades de generación.
- La afectación del SEIN en su red de 500,220 y 138 KV.
- La afectación a otros Agentes del Mercado.

Las solicitudes de mantenimiento o libranzas serán solicitadas por el personal autorizado de los Agentes del Mercado Eléctrico y serán consideradas y aprobadas por el COES y de conocimiento al OSINERGMIN. [OSINERGMIN, 2017]

• **INDISPONIBILIDAD POR EMERGENCIA O URGENCIA:**

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

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

realizados. .

• **INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA:**

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

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

• **INDISPONIBILIDAD FORZADA:**

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

**2.5.6. NECESIDAD DE UNA RESERVA DE POTENCIA**

En todo sistema de potencia existe una necesidad intrínseca de ajuste instantáneo entre la energía producida y la energía consumida, incluyendo en ésta última el consumo propiamente dicho, las pérdidas en los diferentes elementos de la red y los posibles almacenamientos. Dado que, con la tecnología actual, la capacidad de almacenamiento es muy limitada respecto al volumen de demanda, es necesario contar con una regulación constante de la generación para mantener el sistema en equilibrio, lo cual beneficia a todos los integrantes del sistema eléctrico. Esto a su vez, requiere que en el sistema exista capacidad para variar a voluntad el nivel de generación respecto a lo programado. Este efecto puede verse potenciado por la penetración de generación RER no gestionable, cuya evolución en tiempo real no depende de mando alguno, sino que responde a la disponibilidad de los recursos renovables (viento, luz solar, etc.) que la originan. Lo que incrementa la incertidumbre que ocasionan otros aspectos de la operación como pérdidas de generación, fallas en la red, etc. [HAMEK, 2015]

La diferencia entre el valor de potencia de generación programado, y la capacidad máxima y/o mínima de generación a la que se podría llegar mediante mando voluntario se denomina Reserva del Sistema. El servicio o servicios mediante los cuales se efectúa la regulación de la generación y se garantiza el equilibrio haciendo uso de la reserva disponible se suelen denominar Servicios Complementarios de Regulación. [HAMEK, 2015]

## **2.5.7. EL CÁLCULO DE RESERVA EN EL MARCO DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN**

### **2.5.7.1 LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DIARIA**

La programación de la operación diaria del parque de generadores define los ciclos de operación y parada y el monto de la potencia a generar por cada bloque generador respetando restricciones técnicas de operación y con los mínimos costos totales en un período de observación semanal. En sistemas eléctricos interconectados esta tarea es en general responsabilidad de un organismo central y su objetivo es definir el programa de operación con mínimos costos para el sistema. En el caso argentino este organismo es una empresa privada con participación y control del estado y de todos los actores del mercado eléctrico. [ALAN ARIAS, 2017]

Esta tarea representa un problema de optimización complejo en sistemas de generación hidrotérmicos de países geográficamente extensos (ej. Argentina, México, Venezuela, Brasil), dado que además de las restricciones impuestas por la red de transporte se deben respetar restricciones integrales semanales de recursos primarios disponibles sobre la base de una optimización en un horizonte anual o bianual.

El programa de operación y la disponibilidad de reserva resultante define el nivel de confiabilidad del suministro de energía eléctrica, el que es calculado con ayuda de procedimientos basados en técnicas estadísticas. Si el nivel de confiabilidad para un programa de operación dado resulta menor que el nivel de confiabilidad deseado, el responsable de la programación de la operación tiene la posibilidad de calcular un nuevo programa de operación considerando restricciones adicionales al monto y la ubicación de la reserva de generación dentro del sistema interconectado. El proceso se convierte en iterativo hasta alcanzar el nivel de confiabilidad deseado en el sistema. [ALAN ARIAS, 2017]

A continuación se presenta un resumen de datos requeridos para realizar la programación de la operación y los resultados obtenidos.

Datos requeridos:

- Pronóstico de demanda de potencia en valores horarios para el intervalo de tiempo considerado (en general una semana) y para cada sistema regional
- Unidades generadoras disponibles
- Disponibilidad de energía primaria en unidades con restricciones semanales (hidráulicas de pasada y parte del parque de unidades térmicas)
- Disponibilidad de agua en unidades hidráulicas con embalse y de



- acumulación por bombeo
- Precios ofertados de generación o coeficientes del polinomio de consumo y costos de arranque
- Tiempos mínimos en operación y fuera de servicio de unidades generadoras
- Niveles de tensión de referencia en cada nodo del sistema
- Capacidades de transporte de cada componente de la red
- Nivel de confiabilidad exigido en cada sistema regional

Resultados obtenidos:

- Ciclos de operación y parada y monto de la potencia a generar por cada bloque generador en cada intervalo horario del período considerado
- Costos de operación
- Nivel de confiabilidad de cada región y disponibilidad de reserva de generación [ALAN ARIAS, 2017]

## **2.5.8 EL DIMENSIONAMIENTO DE LA RESERVA DE GENERACIÓN**

### **2.5.8.1 CLASIFICACIÓN DE LA RESERVA DE GENERACIÓN SEGÚN TIEMPOS DE ACCESO**

El desequilibrio del balance de potencia debido a la salida de servicio forzada de componentes o a variaciones imprevistas de la carga puede restablecerse a través de un incremento de la generación activando reserva o de desconexión de parte de la carga. La segunda alternativa es instrumentada como una estrategia de desconexión de cargas ante la caída de la frecuencia del sistema y debe considerarse como una medida de emergencia extrema con el fin de evitar un colapso del sistema cuando la reserva de generación disponible es insuficiente. [CAMMESA, 2017]

El proceso posterior a la aparición repentina de un requerimiento de reserva como consecuencia de la salida forzada de componentes muestra que la reserva de generación puede clasificarse en los siguientes tipos según sus tiempos de acceso. [CAMMESA, 2017]

- **Reserva Momentánea**

Inmediatamente después de la falla el déficit de potencia es cubierto con energía electromagnética proveniente de los campos de los generadores y energía cinética cedida por las masas rotantes del sistema -turbinas, generadores, motores sin regulación de velocidad- a través de una disminución de su velocidad de rotación. De esta reserva definida como Reserva Momentánea participan todos los generadores en operación (rotando) del sistema interconectado durante los primeros segundos (0 a 5 seg.) posteriores a la contingencia. [CAMMESA, 2017]

- **Reserva de Segundos**

La disminución de la velocidad de los grupos generadores conduce a una disminución de la frecuencia, lo que activa la regulación primaria. Los reguladores actúan sobre las válvulas de admisión de las turbinas provocando un incremento de la potencia generada conocida como Reserva de Segundos. En esta fase participan los bloques generadores del sistema interconectado que forman parte de la regulación primaria. Esta fase concluye cuando se alcanza un nuevo estado estacionario (20 a 60 seg.), aunque con un valor de frecuencia constante menor que el valor inicial. [CAMMESA, 2017]

- **Reserva de Minutos**

Para recuperar el estado de operación normal es necesario que la frecuencia retorne al valor inicial (nominal), que los flujos de potencia por las interconexiones vuelvan a los valores planificados y que se restituya la Reserva de Segundos para asumir eventuales perturbaciones posteriores. Esto se logra en un período de tiempo del orden de los minutos (3 a 15 min.) a través de la actuación de la denominada Reserva de Minutos, la que incluye la actuación de la regulación secundaria de frecuencia, la puesta en marcha de unidades generadoras de arranque rápido (hidráulicas, turbinas de gas) y la desconexión de centrales de bombeo en fase de bombeo y su paso a operación como generador. [CAMMESA, 2017]

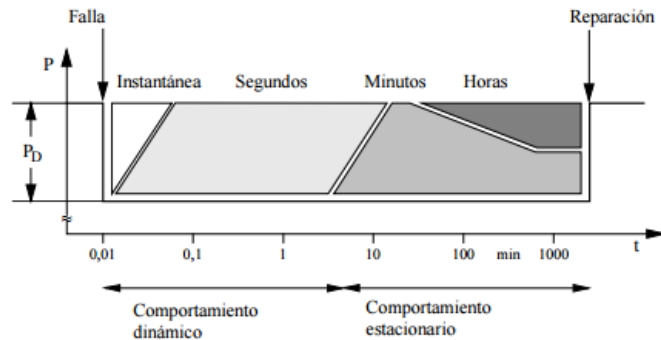
- **Reserva de Horas**

El arranque de unidades paradas de la Reserva de Minutos y las desviaciones de las potencias generadas por las máquinas respecto de los valores planificados como consecuencia de la regulación de frecuencia representan un apartamiento de las condiciones de operación económica. Para restituir el estado de operación económica y además liberar la reserva rápida necesaria para asumir eventuales nuevas contingencias se debe realizar una redistribución de la carga a través de una nueva optimización del programa de operación. Para esto se cuenta con unidades en reserva más económicas pero que en general requieren tiempos de arranque del orden de horas (3 a 12 hs.), y que constituyen por ello la Reserva de Horas (en general unidades turbovapor). [CAMMESA, 2017]

Tanto la Reserva Momentánea como la Reserva de Segundos son activadas por mecanismos automáticos durante el período transitorio luego de la ocurrencia de una perturbación y por ello su dimensionamiento exige modelar y estudiar todos los aspectos vinculados al comportamiento dinámico del sistema.

En virtud del tiempo de actuación de estos tipos de reservas su respuesta es independiente del comportamiento dinámico del sistema y por ello su dimensionamiento se realiza en el marco de estudios cuasi-estacionarios. Con ello se asume como hipótesis que las reservas Momentánea y de Segundos son adecuadas como y permiten que el sistema alcance un estado estacionario luego de la ocurrencia de una perturbación. [CMMESA, 2017]

**FIGURA 26:** Comportamientos dinámico de la reserva según sus tiempos de acceso ante el falta de potencia



*Fuente:* CAMMESA

### 2.5.8.1 RECURSOS DISPONIBLES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA RESERVA

Las restricciones impuestas por la red de transporte a la programación de la operación del parque de generadores y a la confiabilidad de sistemas eléctricos como los tratados en este trabajo exigen dimensionar la reserva de generación contemplando tanto el monto de la misma como su ubicación geográfica dentro del sistema interconectado. [CAMMESA, 2017]

En el marco de estudios cuasi-estacionarios del comportamiento de sistemas eléctricos y en particular de la programación de la operación diaria, la reserva de generación se considera constituida por:

- Reserva de Minutos (bloques con tiempos de arranque del orden de minutos y reserva rotante para la regulación secundaria de frecuencia), y
- Reserva de Horas (bloques con tiempos de arranque mayores a 1 hora).

Dado que la potencia total disponible en un período de tiempo semanal está definida por la potencia instalada y el plan de mantenimiento preventivo, la reserva de horas sólo puede incrementarse a costa de una postergación del mantenimiento previsto para algunas unidades generadoras. Con ello la tarea del dimensionamiento de la reserva de generación en la programación de la operación diaria se limita a determinar el requerimiento de reserva de minutos, lo que tiene lugar a través de:

1. Puesta a disposición de unidades adicionales en reserva de arranque rápido.
2. Aumento de la reserva rotante incrementando las unidades en operación.
3. Redistribución geográfica de la reserva de minutos cuando se verifican restricciones de capacidad o de confiabilidad de la red de transporte.

Teniendo en cuenta que la tarea de dimensionamiento de la reserva es posterior al cálculo de un programa de operación utilizando procedimientos de optimización y a la verificación del nivel de confiabilidad resultante, todo apartamiento del mismo en virtud de las alternativas planteadas para dimensionar la reserva de minutos conduce a una modificación del programa de operación y con ello a un incremento de costos de operación. [CAMMESA, 2017]

#### **2.5.9. DEFINICIÓN DE LOS ESTADOS DEL SISTEMA PARA EL CÁLCULO DE CONFIABILIDAD**

Del análisis de estructura de sistemas eléctricos de países geográficamente extensos y de las restricciones impuestas por la red de transporte al programa de operación surge la necesidad de estudiar la influencia de esas restricciones sobre la confiabilidad y seguridad de operación. [CAMMESA, 2017]

Los conceptos de “confiabilidad” y “seguridad” de operación están fuertemente vinculados. Por un lado los estudios de confiabilidad cuantifican a través de indicadores estadísticos el cumplimiento de una función que el sistema eléctrico debe satisfacer durante un intervalo de tiempo determinado. De acuerdo a la metodología presentada esa función es cubrir la demanda total en todo tiempo y lugar. Por otro lado los estudios de seguridad cuantifican si el sistema en un instante de tiempo determinado es capaz de satisfacer cierto criterio de seguridad, donde el más utilizado es el criterio de seguridad (n-1) que indica si el sistema es capaz de soportar la falla simple de cualquier componente del sistema sin acusar violaciones de valores límite o interrupciones del servicio. Con ello se clasifica al sistema como “seguro” o “momentáneamente confiable”. [CAMMESA, 2017]

A pesar de que el citado criterio de seguridad puede ser satisfecho como criterio de planificación a través de la redundancia de componentes, la seguridad de operación en un instante determinado es dependiente del estado de la topología de la red y de las condiciones de operación del parque de generadores en ese instante. Del control momentáneo del nivel de seguridad es responsable el operador del sistema, quién debe realizar

acciones de control preventivo de la seguridad para evitar congestiones en la red en operación normal y ante contingencias. [CAMMESA, 2017]

Las salidas de servicio intempestivas o fallas simples de componentes que pueden dar lugar a un cambio de estado importante a un sistema calificado como “seguro” se presentan con baja probabilidad de ocurrencia. En general un estado de emergencia se presenta ante la ocurrencia de una falla luego de una sucesión de varios eventos aleatorios y determinísticos que reducen paulatinamente la seguridad de operación. Las consecuencias más frecuentes de estos eventos son:

- Alteraciones de la ecuación de balance de potencia generada y demanda, lo que da lugar a fenómenos transitorios electromecánicos y electromagnéticos.
- Violaciones de valores límite (capacidades de transporte o niveles de tensión) con posible actuación de elementos de protección y la subsiguiente desconexión de componentes y/o cargas del sistema.
- Aislamiento de nodos u operación en islas. [CAMMESA, 2017]

Posteriormente el operador del sistema puede realizar acciones correctivas tendientes a restituir la seguridad de operación y minimizar los efectos sobre el suministro de energía a los usuarios. Para ello éste dispone de las siguientes alternativas:

- Modificaciones a la generación de potencia activa y reactiva (programa de operación y despacho).
- Modificaciones de la topología de la red a través de maniobras.
- Desconexión controlada de cargas. [CAMMESA, 2017]

En general no se dispone de medios ilimitados para implementar las posibilidades citadas y aún luego de la actuación del operador pueden permanecer problemas operativos que afectan tanto la seguridad como la economía de la operación, a saber:

- Incremento de costos de operación del parque de generadores respecto del programa de operación planificado.
- Desviaciones de los flujos de potencia en la red de interconexión.
- Violaciones al nivel de seguridad.
- Violaciones de valores límite de niveles de tensión o capacidad de transporte, los que pueden conducir a eventos posteriores no deseados.
- Cubrimiento parcial de la demanda (ante desconexión de carga). [CAMMESA, 2017]

Las restricciones para la actuación exitosa del operador ante la ocurrencia de una contingencia están vinculadas principalmente a las siguientes razones:

- a) Una muy pequeña constante de tiempo del proceso dinámico y pocas posibilidades de actuación rápida.
- b) Insuficiente reserva de potencia de generación y de capacidad de transporte.

Por lo expuesto, desde el punto de vista del operador del sistema resulta de gran importancia disponer de la información que permita inferir potenciales estados de falla del sistema además de los medios que permitan implementar acciones preventivas y correctivas para evitar los problemas operativos o problemas de congestión citados. [CAMMESA, 2017]

Los indicadores de confiabilidad y la planificación de la reserva en el marco de la programación diaria de la operación representan un aporte relevante a los requerimientos de disponibilidad de información y de medios respectivamente para la actuación del operador del sistema. Con ello no es posible identificar la necesidad de realizar acciones correctivas que tiendan a evitar o reducir la probabilidad de ocurrencia de problemas operativos como los citados precedentemente, que se presentan como consecuencia de las restricciones impuestas por la red de transporte y que influyen sobre la confiabilidad y economía de la operación. [CAMMESA, 2017]

En el marco del presente trabajo se plantea la necesidad de ampliar la definición de los “estados no deseados del sistema” considerando las restricciones de seguridad y economía de la operación y las posibilidades de actuación de operador del sistema, y definir indicadores estadísticos respecto de la ocurrencia de esos estados no deseados. Con ello el objetivo de la planificación de la reserva es definir la reserva necesaria para:

- Reducir y/o mantener por debajo de un valor límite la probabilidad de ocurrencia de estados no deseados del sistema que afectan la seguridad y la economía de operación.
- Incrementar las posibilidades de actuación exitosa del operador del sistema ante la ocurrencia de contingencias [CAMMESA, 2017]

Sobre la base de diferentes restricciones que debe satisfacer un sistema eléctrico existen numerosas propuestas para definir posibles estados del sistema e identificar los estados no deseados. Para los estudios de confiabilidad considerando las restricciones impuestas por la red de transporte y los posibles problemas operativos posteriores a la ocurrencia de una contingencia y a la actuación del operador del sistema resulta necesario distinguir al menos los siguientes estados de operación:

## **1. Operación Normal**

Es el estado con mayor probabilidad de ocurrencia en sistemas con adecuados márgenes de reserva y planes de mantenimiento preventivo.

Está caracterizado por presentar:

- Mínimos costos de operación,
- Cobertura total de la demanda,
- Se respetan todas las restricciones técnicas,
- Se satisface el criterio de seguridad (n-1). [CAMMESA, 2017]

## **2. Alerta**

Ante un incremento imprevisto de la demanda o salidas de servicio por falla de componentes el nivel de reservas es tal que el estado del sistema resulta inseguro debido a que alguna perturbación posterior podría conducir a violaciones de restricciones técnicas de operación. Se caracteriza por:

- Incremento de costos de operación respecto del estado de Operación Normal,
- Cobertura total de la demanda,
- Se respetan todas las restricciones técnicas,
- (n-0) seguro.

En este estado se deben llevar a cabo acciones preventivas y correctivas que tiendan a restablecer la reserva y economía de la operación y llevar al sistema al estado Operación Normal. [CAMMESA, 2017]

## **3. Emergencia**

El sistema entra en el estado de Emergencia si se produce una perturbación suficientemente severa antes de que puedan realizarse acciones preventivas y los valores límite de niveles de tensión y/o capacidades de transporte deben relajarse a los valores definidos para casos de contingencias. El sistema está intacto pero se ha perdido la seguridad de operación. El estado se caracteriza por:

- Cobertura total de la demanda,
- Vigencia de valores de niveles de tensión y capacidades de transporte relajados para casos de contingencia.

En este estado deben tomarse medidas de emergencia tendientes a volver por lo menos al estado de Alerta ante el peligro de ocurrencia de un proceso dinámico no controlado. [CAMMESA, 2017]

## **4. Emergencia Extrema**

Si la potencia de generación para satisfacer totalmente la carga resulta insuficiente o no puede transportarse por insuficiente reserva de capacidad de transporte el sistema comienza a desintegrarse entrando en el estado de Emergencia Extrema, caracterizado por:

- Cobertura parcial de la demanda,
- Violación de valores de niveles de tensión y capacidades de transporte

relajados para casos de contingencia.

Las acciones de control deben tratar de salvar el sistema del colapso total. [CAMMESA, 2017]

### **5. Restauración**

El sistema se encuentra en este estado luego de que el operador del sistema restablece la seguridad de operación a través de desconexiones controladas de carga o de bloques generadores para evitar un colapso del sistema o eliminar violaciones de valores límite de restricciones de operación, resultando:

- Cobertura parcial de la demanda, y
- Se respetan todas las restricciones técnicas.

Las medidas que se toman en este estado tienden a restablecer el servicio a los consumidores interrumpidos y a reconstituir el sistema interconectado. [CAMMESA, 2017]

### **6. Colapso**

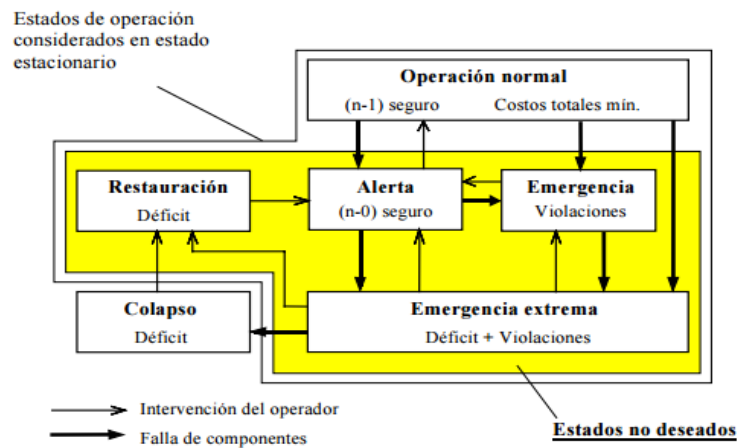
Si las acciones de control en el estado de Emergencia Extrema no son tomadas con la suficiente rapidez, la actuación de elementos de protección puede producir una sucesión de salidas de servicio en cascada, que en caso extremo conduce al sistema al estado de colapso total. [CAMMESA, 2017]

La definición adecuada de las acciones de control y de la reserva necesaria (de segundos) para evitar o reducir la probabilidad de ocurrencia de este estado requiere el estudio del comportamiento dinámico del sistema, por lo que no será tratado en el marco del presente trabajo. [CAMMESA, 2017]

Debe destacarse que la caracterización adoptada para el estado de Operación Normal no es aplicable en sentido estricto para todo tipo de sistemas y en particular para sistemas con redes de transporte de configuración radial que no satisfacen el criterio de seguridad (n-1). Para estos casos resulta adecuado valorar el nivel de seguridad en el marco de la definición del estado de Operación Normal considerando el cumplimiento del “criterio de seguridad (n-1) extendido”. En este estado se satisface la totalidad de la demanda del sistema y todas las restricciones técnicas de operación con los mínimos costos posibles. [CAMMESA, 2017]



**FIGURA 27:** Comportamientos dinámico de la reserva según sus tiempos de acceso ante el falta de potencia



*Fuente:* CAMMESA

**CAPITULO III**

**MATERIALES Y METODOS**

### 3.1. MATERIALES

#### 3.1.1 SOFTWARE POWER WORLD:

El programa de simulación por computadora de sistemas de potencia Power World 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. [POWER WORLD, 2017]

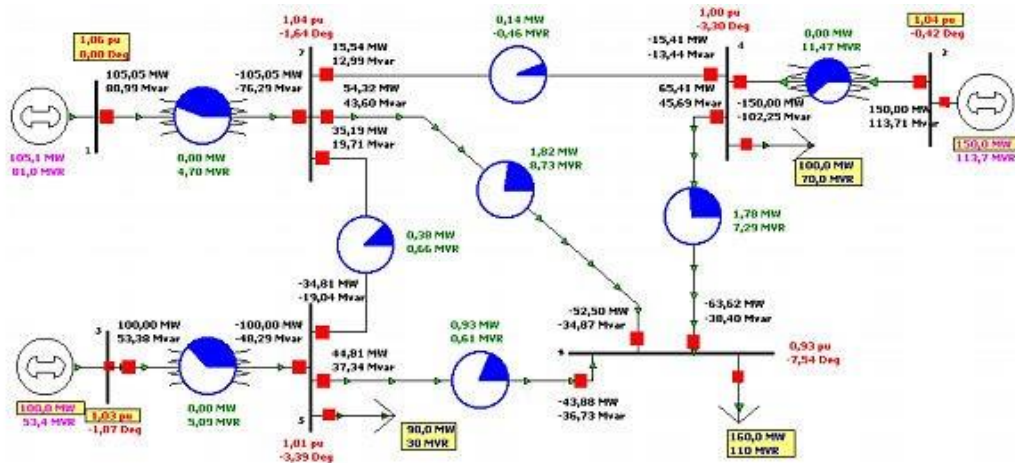
Aunque se desconocen los requerimientos de hardware ideales para la operación eficiente del programa, este se ha probado satisfactoriamente con fines educativos en equipos con las siguientes especificaciones:

- Procesador Pentium 4 1.70 GHz
- 512 MB de memoria RAM.
- Disco Duro de 80 GB.
- Monitor, Tarjeta de video (1280 x 1024).
- Sistema operativo Windows XP.

Todos los parámetros, funciones y herramientas del modelo son fácilmente accesibles mediante la Interfaz Gráfica de Usuario (IGU) del Simulador, lo cual le ofrece un fácil manejo y, de esta forma, una mejor condición de aprendizaje. [POWER WORLD, 2017]

La IGU del Simulador, que ha sido durante mucho tiempo la característica más relevante del programa (debido a que es la más obvia ventaja sobre otros programas de simulación), es de una gran ayuda tanto en la utilización del programa como en la interpretación de sus resultados. Usando los diagramas unilineales y la información en los diálogos, es posible construir y modificar un modelo gráficamente y verificar de manera conveniente que los cambios que se han hecho son, efectivamente correctos. En el Modo de Edición, el programa permite construir nuevos casos ya sea desde el principio o desde un caso de flujo de potencia existente. [POWER WORLD, 2017]

FIGURA N°28: Diagrama Unifilar con Power World



Fuente: Power World Simulator

### 3.1.1.1 TIPOS DE ANÁLISIS QUE PERMITE EL SIMULADOR

La principal característica de Power World Simulator es la de simular flujos de potencia (en su versión completa es capaz de simular hasta 100.000 barras) usando diagramas unifilares animados. A continuación se presentan los principales tipos de análisis que realiza el simulador. [POWER WORLD, 2017]

- **Flujo de cargas.** Es el módulo principal. Permite resolver sistemas de hasta 12 barras (versión demo, versión completa hasta 100.000 barras) y analizar los resultados en modo texto o gráficamente. Adicionalmente, permite estudiar la evolución del sistema a lo largo del tiempo, resolviendo, de forma sucesiva e independiente, un flujo de cargas para cada intervalo de análisis. Los métodos que utiliza para resolver el flujo de carga son: Gauss Seidel, Newton Rhapsod o el OPF (flujo de potencia óptimo) [POWER WORLD, 2017]

- **Despacho económico.** Permite realizar estudios de despacho económico de cargas para analizar los costos de generación. Igualmente, permite realizar análisis económicos de intercambios entre las diferentes áreas de un sistema eléctrico. [POWER WORLD, 2017]

- **Cálculo de fallas.** Permite realizar un cálculo de fallas para la ubicación y tipo de falla que se especifique en el sistema. Los resultados se presentan en modo texto o gráficamente. [POWER WORLD, 2017]

- **Análisis de contingencias.** Permite realizar el análisis de contingencias, bien de forma manual, interactuando con la representación gráfica del sistema, o bien de forma automatizada (muy útil cuando el sistema a analizar es complejo). [POWER WORLD, 2017]

- **Factores de distribución de transacciones.** Permite realizar estudios económicos de transacciones de potencia entre agentes, en sistemas eléctricos liberalizados. [POWER WORLD, 2017]

- **Análisis de sensibilidades.** Permite hacer estudios de sensibilidad de las magnitudes eléctricas ante cambios unitarios de la potencia inyectada en los buses del sistema Además de los módulos indicados, es posible añadir módulos adicionales para ampliar la funcionalidad de Power World Simulator. [POWER WORLD, 2017]

Estos módulos se adquieren por separado y los estudios que se pueden realizar con ellos son los siguientes:

- **Módulo de estabilidad de tensión (PV/QV).** Permite realizar análisis de estabilidad de tensión resolviendo múltiples flujos de carga de forma consecutiva. Esta herramienta permite obtener la curva potencia activa - tensión (PV) para una transacción determinada y la curva potencia reactiva - tensión (QV) para cada bus del sistema. [POWER WORLD, 2017]

- **Módulo de flujo óptimo de cargas (OPF).** Permite realizar análisis de flujo óptimo de cargas, de forma que se añaden restricciones adicionales al flujo de cargas básico con el fin de minimizar una función objetivo (coste de generación, coste de las pérdidas, número de acciones de control, etc.). [POWER WORLD, 2017]

- **Módulo de flujo óptimo de cargas con restricciones de seguridad (SCOPF).** Incluye el análisis de contingencias dentro de la solución del OPF, de forma que se busca aquella solución que minimice la función objetivo y que cumpla con las restricciones de seguridad impuestas. [POWER WORLD, 2017]

- **Módulo de análisis de la capacidad de transporte disponible (ATC).** Permite realizar análisis que determinan la máxima potencia activa que puede transmitirse entre dos partes de un sistema eléctrico sin que se superen los límites de operación. [POWER WORLD, 2017]

### 3.1.1.2 CONSTRUCCION DE DIAGRAMAS UNILINEALES:

La construcción de diagramas unilineales es un proceso sencillo dadas las características gráficas del programa y su organización general en diferentes modos de trabajo, ya que presenta un modo de trabajo para edición de diagramas y otro para la simulación de casos. Una característica particular del programa es que algunas veces lo que se visualiza en el diagrama no es necesariamente lo que existe en el modelo. Su forma de trabajo distingue entre objetos y elementos del modelo; lo que se visualiza en el diagrama son los objetos del modelo que están relacionados con un elemento de este; es decir, con un registro de datos, pero no necesariamente un elemento debe tener asociado un objeto; se puede tener

entonces una barra en un extremo del diagrama y un generador en el otro extremo y estar conectados aunque no se vea físicamente así. [POWER WORLD, 2017]

Por otra parte, los diagramas unilineales animados e interactivos permiten visualizar los SEP usando técnicas innovadoras. Finalmente el programa muestra los flujos de potencia en el sistema como flujos en movimiento. Flechas en color en las líneas de transmisión, cargas, y generadores están animadas, con su movimiento, tamaño y dirección proporcionales a la magnitud y la dirección del flujo de potencia. Las opciones permiten modificar estos parámetros para su mejor conveniencia. [POWER WORLD, 2017]

### **3.1.2. COMPONENTES DEL SISTEMA ELECTRICO SUR.**

#### **3.1.2.1. CENTRALES HIDROELECTRICAS**

##### **A) CENTRAL HIDROELECTICA SANTA TERESA**

La Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Collpani Grande que inició operación comercial el 1 de setiembre de 2015 se encuentra ubicada en el distrito de Machupicchu, provincia de Urubamba, departamento del Cusco.

El agua es captada después de la galería o túnel de descarga de la primera y segunda fase de la Central Hidroeléctrica Machupicchu. Se utiliza las aguas turbinadas de dicha planta, que pasaron por un tratamiento previo de limpieza en las instalaciones desarenadoras de la presa ubicada en el Kilómetro 107 de la localidad de Aguas Calientes.

La Central Hidroeléctrica Santa Teresa - Collpani Grande cuenta con una barra simple en 220 kV tipo GIS, para lo cual tiene un banco de transformadores monofásicos (lado de alta), donde se conecta los cables de energía provenientes de los dos Grupos Francis.

##### **B) CENTRAL HIDROELECTICA MACHUPICHU II**

Es la central más importante de nuestro patrimonio. Está ubicada en la cuna de la civilización incaica, en la provincia de Urubamba del departamento del Cusco; utiliza los recursos hídricos que el río Vilcanota le provee. Fue edificada en dos etapas; la primera: se desarrolló desde fines de 1958 hasta 1963 y puso en operación 20 MW. Con el primer grupo Francis, en 1965 se incorporó el segundo grupo Francis totalizando 40 MW. de potencia instalada. La segunda etapa de construcción se inició en 1981 y finalizó en 1985 y consistió en la incorporación de tres grupos Pelton cada uno de 22,4 MW., de esta manera la Central totalizaba una potencia instalada de 188 MW.

Desde entonces la energía eléctrica proveniente de la Central Hidroeléctrica Machupicchu cubría las necesidades de energía, para el desarrollo social, minero e industrial de los departamentos de Cusco, Puno y Apurímac; luego

con la interconexión de los sistemas Este y Oeste del Sur, la Central Hidroeléctrica Machupicchu amplió significativamente su mercado, consolidándose como una de las bases más importantes del Sistema Interconectado Sur al suministrar el 36% de la energía eléctrica.

Luego del desastre ocurrido el 28 de Febrero de 1998, la Central dejó de operar algunos meses, hasta que el 13 de julio del 2001 se iniciara satisfactoriamente la operación respectiva de los tres grupos pelton de 30 MW. Cada uno; totalizando 90 MW. Desde entonces viene operando en un régimen continuo.

### **C) CENTRALES HIDROELECTRICAS DE CHARCANI**

#### **- CENTRAL HIDROELECTRICA CHARCANI I**

La central se ubica en la cuenca del río Chili aprovechando sus aguas, las cuales son captadas luego de la descarga de las aguas turbinadas por la CH. Charcani III.

La Mini central Charcani I ha sustituido a la antigua CH Charcani I que data del año 1905, la antigua central cuenta con dos unidades de generación con turbinas Francis de eje horizontal, encontrándose actualmente como reserva; asimismo, la minicentral aprovecha un salto neto de 26m, con un caudal de  $9.6\text{m}^3/\text{s}$ , y cuenta con dos unidades de generación con turbinas Francis de eje horizontal.

#### **- CENTRAL HIDROELECTRICA CHARCANI II**

La central aprovecha las aguas del río Chili, mediante un canal de aducción que conduce las aguas turbinadas por la CH Charcani I (Mini central), siendo la última aguas debajo de las centrales Charcani ubicadas en cascadas. Cuenta con tres unidades de generación con turbinas Francis de eje horizontal, aprovechando un salto de 18.7m y un caudal de  $6\text{m}^3/\text{s}$ .

#### **- CENTRAL HIDROELECTRICA CHARCANI III**

La central aprovecha las aguas del río Chili, tomadas desde el reservorio de regulación diaria Campanario el cual es abastecido por las aguas turbinadas por la CH Charcani VI. Cuenta con dos unidades de generación con turbinas Francis de eje horizontal, aprovechando un salto de 57.5m y un caudal de  $10\text{m}^3/\text{s}$ .

La energía producida por las Centrales Charcani I, II y III es transmitida a la SE. Charcani I en 5.2kV, luego elevada a 33kV mediante un transformador de potencia de 11.5 MVA, para ser transmitida a la subestación de Chilina. En el despacho del COES estas tres centrales son despachadas como si fueran una sola central.

- **CENTRAL HIDROELECTRICA CHARCANI IV**

La Central aprovecha las aguas del río Chili, tomadas desde el reservorio de regulación diaria Cincel el cual es abastecido de las aguas turbinadas por la CH. Charcani V. Cuenta con tres turbinas Francis de eje Horizontal, aprovechando un salto de 117.35m y un caudal de 15 m<sup>3</sup>/s. La energía es transportada por una línea en 33 Kv hasta la subestación de la CT. Chilina.

- **CENTRAL HIDROELECTRICA CHARCANI VI**

La central aprovecha las aguas del río Chili, utilizando las aguas turbinadas por la CH. Charcani IV. Cuenta con una unidad de generación de turbina Francis de eje horizontal, aprovechando un salto de 69metros y un caudal de 15 m<sup>3</sup>/s. La energía producida es transmitida mediante una línea de 33 Kv a la CT. Chilina.

- **CENTRAL HIDROELECTRICA CHARCANI V**

La Central aprovecha las aguas del río Chili, tomadas del embalse Agua Blanca el cual se abastece también de los aportes de los embalses Pillones (río Pillones) y el Frayle (río Blanco). Su casa de máquinas en cavernas cuenta con 3 unidades de generación con turbinas Pelton, las cuales aprovechan una caída neta de 706 m y un caudal de diseño de 24.9 m<sup>3</sup>/s.

**D) CENTRAL HIDROELECTRICA MISAPUQUIO**

La Central aprovecha las aguas del Río Misapuquio las cuales son derivadas hasta su cámara de carga, y luego conducidas a través de una tubería forzada de 565 metros de longitud, con un salto neto de 224 metros, para producir energía eléctrica mediante dos unidades de generación con turbina tipo Pelton. Esta central forma parte del denominado complejo Arcata.

**E) CENTRAL HIDROELECTRICA HUAYLLACHO**

La central aprovecha las aguas del Río Caylloma las cuales son derivadas hasta su cámara de carga, luego son conducidas a través de una tubería forzada de 290 metros de longitud, con un salto de 260metros, para producir energía eléctrica mediante una unidad de generación con turbina tipo Pelton. Esta central forma parte del denominado complejo Arcata.

**F) CENTRAL HIDROELECTRICA LA JOYA**

El Proyecto Central Hidroeléctrica La Joya de 8 MW de potencia instalada, consiste en aprovechar el potencial hidroeléctrico existente entre el canal madre La Joya (túnel 11) y el sistema de canales laterales de la irrigación de La Joya antigua y nueva. Considera en cierta forma el reemplazo de un tramo de canal actual donde se ubican las rápidas y el mayor número de caídas, antes de entregar al sistema de riego actual. En la etapa inicial, la central operaría con los caudales entregados al sistema de riego actual La Joya, más adelante podrá incorporar un mayor caudal, debido a los excedentes del



Sistema Chili y a la entrada en operación de los nuevos embalses que EGASA viene construyendo con el apoyo de Minera Cerro Verde.

Datos del proyecto - Datos Generales

Caída Bruta: 113 m.

Caudal de Diseño: 11 m<sup>3</sup>/s (Ampliación proyectada a 15 m<sup>3</sup>/s)

Potencia Instalada: 10,000 KW

Producción Anual: 70,690 MWH

Turbinas Tipo: FRANCIS

Número de Unidades: 2

Potencia: 2 x 5,000 KW.

#### **G) CENTRAL HIDROELECTRICA ARICOTA I:**

La central usa las aguas de la Laguna Aricota mediante una bocatoma ubicada en dicha laguna, derivando las aguas a través de un túnel inclinado 42°, luego a un túnel de 4 km. De longitud hasta la cámara de carga, y de allí a la tubería forzada con un salto neto de 517 metros, para la producción de electricidad mediante dos unidades de generación de turbinas tipo Pelton, las cuales se encuentran alojadas en la casa de máquinas tipo superficies. La energía producida es evacuada a través de la S.E. Aricota I la cual cuenta con tres transformadores monofásicos que elevan la tensión de 10.5 kV a 66 kV, para ser transmitidas mediante dos líneas en 66kV a la S.E. Aricota II y la S.E. Sarita.

#### **H) CENTRAL HIDROELECTRICA ARICOTA II:**

La central aprovecha las aguas del Rio Curibaya y la descarga de las aguas turbinadas de la central de Aricota I, mediante un canal de aducción de 696 metros, de ahí a un túnel de pelo libre de 4 km. Hasta la cámara de carga de 590 m<sup>3</sup>, para ser derivadas a una tubería de presión con un salto de 311 metros y de 4.6 m<sup>3</sup>/s caudal de diseño.

La energía eléctrica es producida mediante una unidad de generación con turbina tipo Pelton, en una casa de máquinas tipo superficies. La energía producida es evacuada a través de la S.E. Aricota II la cual cuenta con tres transformadores monofásicos que elevan la tensión de 10.5 kV a 66 kV y 138 kV, para ser transmitidas a las subestaciones Toquepala en 66kV y Tomasiri en 138 kV, asimismo recibe la energía proveniente de la S.E. Aricota I.

#### **I) CENTRAL HIDROELECTRICA SAN GABAN:**

La primera represa construida en la cuenca Inambari y la única operativa actualmente es la Central Hidroeléctrica San Gabán II.

- Potencia instalada: 110 MW.
- Caudal de diseño: 19 m<sup>3</sup> por segundo.
- Salto neto: 664 m.

Se terminó de construir en el año 2000 y está ubicada a 2090 msnm, en una zona de rápidos del río San Gabán. Pese a estar en la misma cuenca, la

Central Hidroeléctrica San Gaban II se encuentra emplazada en un territorio con características geográficas, ambientales y ecológicas muy diferentes a las que encontramos en el lugar donde se quiere construir la Central Hidroeléctrica Inambari.

Se ha estimado que la cuenca del río San Gabán tiene un potencial hidroeléctrico de aproximadamente 900 MW, sin embargo en la actualidad esta represa produce menos de 125 MW a partir de un valor de descarga de  $19 \text{ m}^3$  por segundo. Este valor de descarga representa menos de 0.025 de la descarga que existe en la zona donde se ha propuesto la construcción de la represa Inambari. En términos climatológicos existe una considerable preocupación sobre la influencia de los eventos El Niño/La Niña en la región, los cuales se manifiestan como una disminución/incremento de la precipitación normal. Algunos planes de mitigación están en marcha para hacer frente a estas amenazas.

### **3.1.2.2. CENTRALES SOLARES**

#### **A) CENTRAL SOLAR TACNA**

La central está constituida por 74 988 Módulos Fotovoltaicos de 290 W pico c/u, todos ellos de estructura metálica en acero galvanizado.

La estructura está anclada sobre pilotes circulares de hormigón. La Central está equipada con 182 sistemas de seguimiento solar.

La central consta de 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1,25 MW c/u; cada C.T. está equipada con 2 Inversores de 625 kW c/u. Existen 4 Anillos en 23 kV (cada Anillo agrupa 4 C.T.). Desde c/u de los 4 Anillos se alimenta al Transformador de 20 MVA (23/66 kV).

La línea de transmisión 66 Kv (5,4 km) conecta la C.S. Tacna (S.E. Parque Solar) con la S.E. Los Héroes del SEIN.

La C.S. Tacna actualmente está entregando al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional una potencia de 16 MW.

El periodo de generación diario es de 06:00 a 17:30 horas aproximadamente.

#### **B) CENTRAL SOLAR REPARTICION**

La central está constituida por 55 704 módulos fotovoltaicos de capa fina con potencias de 350, 370, 390 y 410 W, todos ellos orientados hacia el Norte y con una inclinación de  $15^\circ$  sobre la horizontal.

La central consta de 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1,25 MW c/u; cada C.T. está equipada con 2 Inversores de 625 kW c/u. Existen 2 Anillos en 23 kV (Anillos 1 y 2, cada Anillo agrupa 8 C.T.) Desde c/u de los 2 Anillos se alimenta al Transformador de 20 MVA (23/138 kV).

La radiación solar máxima en la zona del proyecto, esto es, en la localidad de San José es de  $724 \text{ W/m}^2$ .

La central actualmente está entregando al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional una potencia de 20 MW (al medio día).

El periodo de generación diario es de 06:30 a 17:30 horas aproximadamente.

### **C) CENTRAL SOLAR MAJES**

La central está constituida por 55 704 módulos fotovoltaicos de capa fina con potencias de 350, 370, 390 y 410W, todos ellos orientados hacia el Norte y con una inclinación de 15° sobre la horizontal.

La central consta de 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1,25 MW c/u; cada C.T. está equipada con 2 Inversores de 625 kW c/u. Existen 2 Anillos en 23 kV (Anillos 1 y 2, cada Anillo agrupa 8 C.T.). Desde c/u de los 2 Anillos se alimenta al Transformador de interconexión al SEIN de 20 MVA (23/138 kV).

La radiación solar máxima en la zona del proyecto, esto es, en las Pampas de Majes es de 724 W/m<sup>2</sup>

La central actualmente está entregando al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional una potencia de 20 MW (al medio día).

El periodo de generación diario es de 06:30 a 17:30 horas aproximadamente.

### **D) CENTRAL SOLAR PANAMERICANA**

La central se ubicada en el km 1.190 de la Panamericana Sur en los distritos El Algarrobal y Moquegua.

La Central utiliza el potencial lumínico del sol para generar electricidad limpia y renovable (Los módulos fotovoltaicos capturan la potencia del sol y la trasforma en electricidad).

La central está constituida por 72 000 Módulos Fotovoltaicos de 290 W pico c/u, todos ellos de estructura metálica en acero galvanizado.

La estructura está anclada sobre pilotes circulares de hormigón. La central está equipada con 174 sistemas de seguimiento solar.

La central consta de 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1,25 MW c/u; cada C.T. está equipada con 2 Inversores de 625 kW c/u. Existen 4 Anillos en 23 kV (cada Anillo agrupa 4 C.T.); desde c/u de los 4 Anillos se alimenta al Transformador de 20 MVA (23/138 kV).

La central actualmente está entregando al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional una potencia de 16 MW.

El periodo de generación diario es de 06:00 a 17:30 horas aproximadamente.

### **E) CENTRAL SOLAR MOQUEGUA**

La central utiliza el potencial lumínico del sol para generar electricidad limpia y renovable (Los módulos fotovoltaicos capturan la potencia del sol y la trasforman en electricidad).

La central está ubicada en el km 1 190 de la Panamericana Sur.

La central está constituida por Módulos Fotovoltaicos de 280W pico c/u, sobre estructuras metálicas en acero galvanizado. La estructura está anclada sobre pilotes circulares de hormigón. La central está equipada con sistemas de seguimiento solar.

El seguidor solar de un eje horizontal consta de una serie de vigas de torsión orientadas en dirección Norte-Sur sobre las que se encuentran montados en el módulo solar fotovoltaico en filas.

La central consta de 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1 250 kVA c/u.

### **3.1.2.3. CENTRALES TERMOELECTRICAS**

#### **A) CENTRAL TERMOELECTRICA BELLAVISTA**

La central cuenta con dos unidades de generación del tipo motor de combustión interna, las cuales operan con combustible diésel. Tiene 3 unidades retiradas de operación comercial.

#### **B) CENTRAL TERMOELECTRICA CHILINA**

La central cuenta con 6 unidades de generación: dos turbo vapor, una turbo gas, y dos motores de combustión interna Sulzer. Las turbinas a vapor usan el vapor generado por el caldero recuperador usando los gases de escape de la unidad turbo gas (TG), y el proveniente de los calderos 1 y 2 que utilizan petróleo residual (R500). La turbina a gas y los motores de combustión interna utilizan como combustible diésel. Las unidades Sulzer generan a una tensión de 10.4 kV, la cual es elevada a 33kV a través de dos transformadores de potencia. La turbina a gas genera a una tensión de 13.8 Kv, la cual es elevada a 33 kV a través de un transformador de potencia, y la turbina a vapor TV2 genera una tensión de 5.25 kV y a 50Hz, la cual es convertida a 60 Hz y elevada hasta 33 kV mediante un convertidor y un transformador de potencia. Aloja una unidad turbo vapor TV1 retira de operación.

#### **C) CENTRAL TERMOELECTRICA PUERTO BRAVO**

Este proyecto se ubica en Mollendo (Arequipa) a 56,5 msnm.

En la Etapa 1, operará con Diesel B5, hasta que se disponga de gas natural en la costa sur.

En la Etapa 2, utilizará el gas natural. Se instalarán 4 turbinas a gas marca General Electric de 154 MW c/u, con Diesel B5 (4x180 MW con gas natural).

La central tendrá conexión al Terminal de combustible de Mollendo, mediante un poliducto y en el futuro (cuando se disponga de gas natural) al Gasoducto Sur Peruano.

La central tendrá una capacidad de almacenamiento de Diésel B5 para 15 días de operación continua a plena carga y dispondrá de instalaciones de arranque automático (Black- Start). La construcción será por la modalidad de Contrato EPC: Posco (Central), Siemens (S.E. GIS) y Abengoa (Línea de Transmisión 500 kV y Ampliación de S.E. San José).

#### **D) CENTRAL TERMOELECTRICA MOLLENDO**

La central cuenta con 3 unidades de generación, del tipo motor de combustión interna marca Mirrlees. El combustible utilizado por estas unidades es diésel

asimismo, pueden operar con combustible residual (R500). Las unidades generan a una tensión de 13.8 kV, siendo elevada a 138 kV a través de un transformador de potencia de 40 MVA.

#### **E) CENTRAL TERMOELECTRICA NODO ENERGETICO**

El proyecto se ubica en el distrito de Ilo (Moquegua) a una altura entre 15–65 msnm.

La capacidad de la central será de hasta 735 MW. Se instalarán 3 turbinas a gas marca SIEMENS de 236,7 MW. En la Etapa 1, la central operará con Diesel B5, hasta cuando se disponga de gas natural en la costa sur. En la Etapa 2, la central utilizará gas natural.

La central tendrá conexión al Gasoducto Sur Peruano. La central tendrá una capacidad de almacenamiento de Diésel B5 para 15 días de operación continua a plena carga. La central debe disponer de arranque automático (BlackStart) y equipamiento para una eventual operación aislada. El 20.05.2015, con R.M. N° 229-2015-MEM/DM el MINEM otorgó la autorización por tiempo indefinido.

El movimiento de suelos para la S.E. Ilo 500 kV en GIS ya está terminada. Se culminó el solado de las tres turbinas, de la sala eléctrica y de la subestación GIS. Se han completado los trabajos para el anillo de cimentación del tanque de agua desmineralizada y de los tanques de almacenamiento de petróleo Diesel B5. Se tiene un avance de 66,9% de las actividades de ingeniería y 69,2% de las actividades de procura y 2,6% de las actividades de construcción. El avance del proyecto es de 69,1% La inversión aproximada será de 432 MM US\$.

#### **F) CENTRAL TERMOELECTRICA TAPARACHI**

La central cuenta con cuatro unidades de generación del tipo motor de combustión interna, las cuales operan con combustible diésel. Tiene una unidad retirada de operación el Skoda 2.

#### **G) CENTRAL TERMOELECTRICA RESERVA FRIA DE ILO**

La central de ciclo simple, tiene una capacidad de 500 MW, que opera en forma inicial con combustible Diesel B5, y está preparada para operar con Gas Natural. En el proyecto se han instalado tres turbinas a gas de 188 MW c/u (TG1, TG2 y TG3).

Además, equipos auxiliares (bombas para diesel tratado y para agua, transformadores de excitación, módulos de enfriamiento de agua, módulos de combustible/aire atomizado), las chimeneas, los transformadores de potencia, disyuntores, generadores de emergencia.

El proyecto incluyó la ampliación de la Subestación Ilo 2 (169 MVA; 220/17 kV) con la instalación de dos nuevas celdas de generación adicionales a la celda de reserva existente. ENERSUR S.A. cuenta con autorización (R.M. N° 546- 2011-

MEM/DM del 28.12.2011) para desarrollar la actividad de generación eléctrica en las instalaciones de la C.T. Reserva Fría de Generación Planta Ilo.

El plazo de la concesión es de veinte (20) años más el plazo de construcción.

El plazo de veinte (20) años es computado desde la fecha de Puesta en Operación Comercial de la Central.

El Contrato entra en vigencia desde la fecha de Cierre. La inversión aproximada fue de 220,4 MM US\$.

### 3.1.2.4. DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO SUR

Las cargas especiales se determinaron a través de las estadísticas eléctricas hechas por el MINEM proporcionándonos así la demanda de energía en cada región.

Asimismo se consideró la venta de energía de 150MW a Chile a través de la línea de transmisión Los Héroes-Arica de 220kV.

Se tienen los siguientes datos de demanda:

**Cuadro N° 02: Cargas especiales de la Zona Sur del Perú**

N	SUBESTACION	DEMANDA INDUSTRIAL (MW)	DEMANDA RESIDENCIAL (MW)	DEMANDA TOTAL (MW)
1	San jose	428.8	107.2	536
2	Reparticion	38.53	9.63	48.16
3	Socabaya	224.00	56.00	280.00
4	Montalvo	135.30	33.82	169.12
5	Moquegua	288.00	72.00	360.00
6	Cotaruse	144.00	36.00	180.00
7	Puno	20.24	5.06	25.30
8	Azángaro	86.28	17.26	103.54
9	Los héroes	30.40	7.60	38.00
10	Tintaya	28.78	5.76	34.54
11	Machupicchu	60.25	12.05	72.30
12	Arica	150		150
<b>TOTAL</b>				<b>1996.95</b>

*Fuente: Estadísticas eléctricas 2016- MINEM*

## **3.2. METODO DE INVESTIGACION:**

### **3.2.1 CONSTRUCCION DE LA TOPOLOGIA DEL SISTEMA SUR**

#### **A. Determinación de Indicadores de las Centrales de Energía:**

Para las centrales de generación de energía hidroeléctrica: Determinación de factor de planta, rendimiento específico.

Para las centrales de generación de energía termoeléctricas: Determinación del Heat Rate y Costo Variable Total.

Para la central Solar: Determinación de factor de variación de potencia.

#### **B. Parámetros característicos de la Central de Reserva Fría:**

Determinación de los Indicadores operativos técnicos y económicos de la Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Ilo.

#### **C. Balance Oferta y Demanda de Energía:**

Determinación de la Oferta de generación real en potencia efectiva y condiciones de máxima demanda, cálculo de la reserva de generación en situación de emergencia.

#### **D. Construcción Topológica:**

Elaboración del Sistema Eléctrica Sur incluyendo centrales de energía, barras de potencia, transformadores, líneas de transmisión y cargas de consumo.

### **3.2.2. COMPORTAMIENTO DE LOS ESCENARIOS**

#### **A) Escenario 1: Condiciones Normales:**

- Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Operativo, en donde la CT. Chilca proporciona el 10% de su potencia.
- Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna) Operativo, en donde la CH. Mantaro proporciona el 30% de su potencia.
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.

#### **B) Escenario 2: Operación de Emergencia**

- Ruptura de la Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Inoperativo en el noche, en donde la CT. Chilca desabastece su potencia.
- Ruptura de la Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna) Inoperativo en la noche, en donde la CH. Mantaro desabastece su potencia.
- Centrales Solare fuera de servicio.
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.

### **C) Escenario 3: Operación de Emergencia**

- Ruptura de la Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Inoperativo en la noche, en donde la CT. Chilca desabastece su potencia.
- Ruptura de la Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna), en donde la CH. Mantaro desabastece su potencia.
- Deslizamiento de la Quebrada Ahobamba, quedando inoperativas la CH. Machupicchu II
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.

### **D) Escenario 4: Operación de Emergencia**

- Ruptura de la Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Inoperativo en la noche, en donde la CT. Chilca desabastece su potencia.
- Ruptura de la Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna) Inoperativo en la noche, en donde la CH. Mantaro desabastece su potencia.
- Deslizamiento de la Quebrada Ahobamba, quedando inoperativas la CH. Machupicchu II
- Centrales Solares fuera de Servicio.
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.

### **E) Escenario 5: Operación de Emergencia**

- Ruptura de la Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Inoperativo en la noche, en donde la CT. Chilca desabastece su potencia.
- Ruptura de la Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna) Inoperativo en la noche, en donde la CH. Mantaro desabastece su potencia.
- Deslizamiento de la Quebrada Ahobamba, quedando inoperativas la CH. Machupicchu II
- Mantenimiento programado para la CT. Mollendo
- Centrales Solares fuera de Servicio.
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.

### **F) Escenario 6: Operación de Emergencia**

- Ruptura de la Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Inoperativo en la noche, en donde la CT. Chilca desabastece su potencia.
- Ruptura de la Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna) Inoperativo en la noche, en donde la CH. Mantaro desabastece su potencia.
- Mantenimiento programado en las Centrales Termicas del Grupo EGASA.
- Centrales Solares fuera de Servicio.
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.



### **G) Escenario 7: Operación de Emergencia Extrema**

- Ruptura de la Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Inoperativo en la noche, en donde la CT. Chilca desabastece su potencia.
- Ruptura de la Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna) Inoperativo en la noche, en donde la CH. Mantaro desabastece su potencia.
- Desabastecimiento de Petroleo R 500 quedando inoperativa algunas Centrales Termicas.
- Centrales Solares fuera de Servicio.
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.

### **H) Escenario 8: Operación de Emergencia Extrema**

- Ruptura de la Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Inoperativo en el día, en donde la CT. Chilca desabastece su potencia.
- Ruptura de la Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna) Inoperativo en el día, en donde la CH. Mantaro desabastece su potencia.
- Desabastecimiento de Petroleo R 500 quedando inoperativa algunas Centrales Termicas.
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.

### **I) Escenario 9: Operación de Emergencia Extrema**

- Ruptura de la Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Inoperativo en la noche, en donde la CT. Chilca desabastece su potencia.
- Ruptura de la Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna) Inoperativo en la noche, en donde la CH. Mantaro desabastece su potencia.
- Deslizamiento de la Quebrada Ahobamba, quedando inoperativas la CH. Machupicchu II
- Mantenimiento programado en las Centrales Termicas del Grupo EGASA.
- Centrales Solares fuera de Servicio.
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.

### **J) Escenario 10: Operación de Emergencia Extrema**

- Ruptura de la Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Inoperativo en el día, en donde la CT. Chilca desabastece su potencia.
- Ruptura de la Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna) Inoperativo en el día, en donde la CH. Mantaro desabastece su potencia.
- Sequia del Rio Chili quedando inoperativas las CH. Charcani y la CH. La Joya.
- Mantenimiento programado para la CT. Ilo 4.
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.

**J) Escenario 11: Operación de Emergencia Extrema**

- Ruptura de la Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Inoperativo en la noche, en donde la CT. Chilca desabastece su potencia.
- Ruptura de la Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna) Inoperativo en la noche, en donde la CH. Mantaro desabastece su potencia.
- Sequía del Rio Chili quedando inoperativas las CH. Charcani y la CH. La Joya.
- Mantenimiento programado para la CT. Ilo 4.
- Centrales Solares fuera de Servicio.
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.

**J) Escenario 12: Operación de Emergencia Extrema**

- Ruptura de la Línea de transmisión Chilca – San Jose (500 KV) Inoperativo en la noche, en donde la CT. Chilca desabastece su potencia.
- Ruptura de la Línea de transmisión Mantaro – Cotaruse (220 KV, doble terna) Inoperativo en la noche, en donde la CH. Mantaro desabastece su potencia.
- Sequía del Rio Chili quedando inoperativas las CH. Charcani y la CH. La Joya.
- Centrales Solares fuera de Servicio.
- Demás Centrales y Líneas de transmisión operando.

**CAPITULO IV**

**CALCULOS Y DISCUSION  
DE RESULTADOS**

## 4.1. DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS TECNICAS DE LAS CENTRALES DE GENERACION

### 4.1.1. CENTRALES HIDROELECTICAS

#### A) CENTRAL HIDROELECTRICA SANTA TERESA

Aquí tomamos como referencia algunos datos del Informe N° 0155-2017 GART-OSINERGMIN, para la determinación de los precios de barra 2017-2018 y luego obtenemos el Factor de Planta medio aplicando las ecuaciones N° 1 y 2.

Energía Anual Generada: 648.5 GWh

Potencia Efectiva: 89.8 MW

$$N^{\circ} \text{ de horas de operacion al año} = \frac{648.5 \text{ GWh}}{0.0898 \text{ GW}} = 7221 \text{ Horas}$$

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{7221}{8760} * 100 = 82.43\%$$

Asimismo se aplica el mismo procedimiento para las demás Centrales Hidroeléctricas para la determinación de sus características técnicas, tomando como referencia el Informe N° 0155-2017 GART-OSINERGMIN.

**CUADRO N° 03:** Características técnicas de las Centrales Hidroeléctricas Ubicadas en el sur del país.

CENTRAL HIDROELECTRICA	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA GWh	FACTOR DE PLANTA MEDIO
Santa Teresa	LUZ DEL SUR	89.8	648.5	82.40%
Misapuquio	STATKRAFT PERU	3.9	20.1	59.40%
Huayllacho	STATKRAFT PERU	0.2	0.8	44.10%
San Ignacio	STATKRAFT PERU	0.6	3	59.10%
San Antonio	STATKRAFT PERU	0.4	1.4	37%
Charcani I	EGASA	1.7	12.3	81.40%
Charcani II	EGASA	0.6	4.3	82.60%
Charcani III	EGASA	9.6	35.8	89.30%
Charcani IV	EGASA	15.3	83.5	62.30%
Charcani VI	EGASA	8.9	48.4	61.70%
Charcani V	EGASA	146.8	506.8	39.10%
Aricota I	EGESUR	22.5	57.3	29.10%
Aricota II	EGESUR	12.4	39	35.90%
Machupicchu II Segunda fase	EGEMSA	168.8	1216.8	82.20%
San Gaban	SAN GABAN	115.7	685.5	67.60%
La Joya	GEPSA	7.7	45.5	67.10%

**FUENTE:** Elaboración Propia

#### 4.1.2. CON RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES:

Para las Centrales con Recursos Renovables en este caso las Centrales Solares se considera el costo variable según lo presentado en la 1° Subasta de Recursos Energéticos Renovables. Se considera que su costo variable no afecta al valor del costo de operación del sistema eléctrico.

**CUADRO N° 04:** Características técnicas de las Centrales Solares Ubicadas en el sur del país.

CENTRAL RER	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGIA MEDIA GWh
Tacna Solar	CONSORCIO TACNA	20	47.2
Panamericana Solar	CONSORCIO PANAMERICANA	20	50.68
Repartición Solar	SOLAR GLOBAL S.A.	20	37.44
Majes Solar	SOLAR GLOBAL S.A.	20	37.63
Moquegua Solar	SOCOTEC S.R.L.	16	43

*FUENTE: Elaboración Propia*

#### 4.1.3. TERMOELECTRICAS:

##### A) CENTRAL TERMOELECTRICA MOLLENDO:

A través del informe N°0155-2017 GART que nos proporciona los valores de precios de combustibles y las tasas de calor, asimismo las ecuaciones N° 4, 5 y 6 que determinan el CVT de las central termoeléctrica.

Potencia Efectiva = 25.1 MW

Combustible = Diesel B5

De acuerdo al cuadro N° 3.11 costos de operación del Informe N° 0155-2017 GART

$$HEAT RATE = 0.214 Ton/MWh$$

Luego costo variable combustible es, para un precio declarado de 393,66 U\$/Ton

$$CVC = 0.214 * 393.66 = 84.24U\$/Ton$$

Costo Variable No Combustible = 2.45 U\$/MWh

Costo variable total:

$$CVT = CVC + CVNC = 84.24 + 2.45 = 86.69 U\$/MWh$$

Asimismo se aplica el mismo procedimiento para las demás Centrales Térmicas para la determinación de sus características técnicas, tomando como referencia el Informe N° 0155-2017 GART-OSINERGMIN.

**CUADRO N° 05:** Características técnicas de las Centrales Termoeléctricas Ubicadas en el sur del país.

CENTRAL	PROPIETARIO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	HEAT RATE (Ton/MWh)	COSTO DEL COMB.	CVC	CVNC	CVT U\$/MWh
Taparachi	SAN GABAN	4.1	0.145	720.87	104.87	12	116.87
Bellavista	SAN GABAN	1.3	0.312	721.63	225.45	2.45	227.91
Chilina	EGASA	34.64	0.384	484.5	186.22	2.45	188.67
Mollendo	EGASA	25.1	0.214	393.65	84.24	2.45	86.69
Ilo 1	ENGIE	59.8	0.252	723.94	184.04	8.51	192.85
Ilo 2	ENGIE	39.2	0.255	723.94	184.24	8.51	192.75
Ilo 3	ENGIE	34.1	0.277	723.94	98.15	8.51	103.66
Ilo 4	ENGIE	29.8	0.245	723.94	94.79	8.51	101.3
Puerto Bravo	SAMAY	600	0.233	706.37	164.92	4.00	170.95
Nodo Energetico	ENGIE	600	0.231	724.93	166.95	4.00	168.92

*FUENTE: Elaboración Propia*

**E) CENTRAL TERMOELECTRICA RESERVA FRIA DE ILO:**

Para los cálculos de la potencia efectiva se ha tomado en cuenta la definición estipulada en el Procedimiento PR-17-COES, según la cual se han definido las condiciones de potencia efectiva y condiciones de referencia, que se indican en el siguiente cuadro.

**CUADRO N° 06:** Condiciones de Potencia Efectiva y de referencia

Parámetros ambientales	Unidad	Condiciones de Potencia Efectiva <sup>(1)</sup>	Condiciones de Referencia de Fabricante <sup>(2)</sup>	Condiciones de Referencia Estándar ISO <sup>(3)</sup>
Temperatura	° C	23.4	18	15
Humedad relativa	%	68.9	74	60
Presión	kPa	100.8	101.1	101.3

<sup>(1)</sup> Las condiciones de potencia efectiva han sido definidas en función a los datos obtenidos de CORPAC SA.  
<sup>(2)</sup> Estas condiciones son las que han sido tomadas en cuenta en las curvas de corrección del fabricante.  
<sup>(3)</sup> Estas condiciones están definidas en la norma ISO 21789:2009

*Fuente: Estudio de Potencia Efectiva de la CT. De Reserva Fria de Ilo – COES*

Se tiene el siguiente cuadro de evaluación, realizado a condiciones ambientales de Presión de 101.4 kPa y 28°C.

**CUADRO N° 07:** Consumo de combustible a diferentes porcentajes de carga

Porcentaje de carga	Potencia Efectiva (MW)	Flujo de Combustible (Galon/Hora)
20%	100	13.591
40%	200	17.132
60%	300	19.706
80%	400	22.308
100%	500	24.108

*Fuente: Estudio de Potencia Efectiva de la CT. De Reserva Fria de Ilo – COES*

Primero determinamos la eficiencia de la planta termoeléctrica de Reserva Fría, para ello se determina la potencia suministrada a la cámara de combustión que está dado por la adición del combustible en la cámara de combustión:

- Poder Calorífico del Diesel B5: 37 850 kj/kg
- Densidad: 3.248 kg/gal

Teniendo en cuenta la sgte. Ecuación reemplazamos los datos:

$$Q_s = \text{Flujo de Combustible} * \text{Poder Calorifico}$$
$$Q_s = \frac{24.108 * 3.248 * 37850}{3600} = 823.27MW$$

Luego determinamos la eficiencia de la planta:

$$n_{planta} = \frac{\text{potencia efectiva}}{\text{potencia suministrada}} * 100\%$$

$$n_{planta} = \frac{500}{823.27} * 100\% = 60.73\%$$

A través del informe N°0155-2017 GART que nos proporciona los valores de precios de combustibles y las tasas de calor, asimismo las ecuaciones N° 4,5 y 6 que determinan el CVT de las central termoeléctrica.

Potencia Efectiva = 500 MW

Combustible = Diesel B5

Flujo de combustible: 24.108 gal/h

Determinamos la Tasa de Calor:

$$\mathbf{HEAT RATE} = \frac{24.108gal/h}{500MW}$$

$$\mathbf{HEAT RATE} = 48.21gal/MWh$$

Luego costo variable combustible es, para un precio declarado de 3.625 U\$/MWh

$$\mathbf{CVC} = 48.21 * 3.625 = 174.761 U\$/MWh$$

Costo Variable No Combustible = 4 U\$/MWh

Costo variable total:

$$\mathbf{CVT} = 174.761 + 4 = 178.761 U\$/MWh$$

Asimismo tendremos un comportamiento de la eficiencia de planta debido a los diferentes porcentaje de carga de la Potencia Efectiva, también tendremos los cálculos para la determinación del costo variable total para la central de reserva fría.

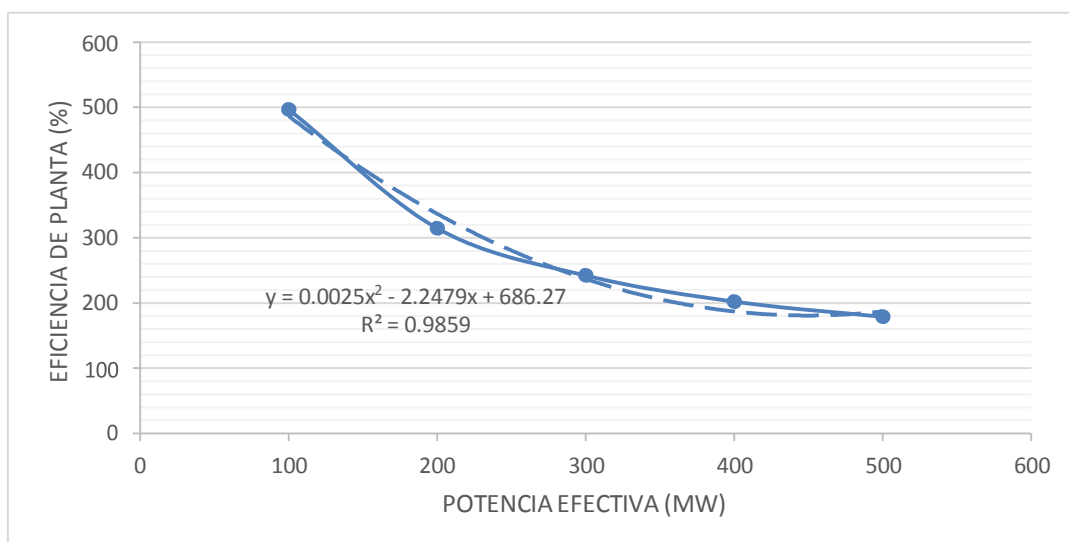
Primero para el comportamiento de la eficiencia de planta, la cual varía en función a los diferentes porcentajes de carga de la Potencia Efectiva de la central de Reserva fría, la cual tendrá como eficiencia máxima de 60.73% que corresponde para una potencia máxima de 500MW, Mientras que a medida que la potencia efectiva decae, la eficiencia de planta también lo hace, entonces a una potencia efectiva mínima de 100MW le corresponde una eficiencia de planta mínima de 21.55%.

**CUADRO N° 08:** Eficiencia de planta en función a los diferentes porcentajes de carga de la potencia efectiva

PORCENTAJE DE CARGA (%)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	EFICIENCIA DE PLANTA (%)
20	100	21.55
40	200	34.18
60	300	44.58
80	400	52.5
100	500	60.73

*Fuente: Elaboración propia*

**GRAFICO N° 1:** Comportamiento de la eficiencia de planta a distintas variaciones de Potencia Efectiva



*Fuente: Elaboración propia*

Luego para la determinación de los costos variables de combustibles de la central de reserva fría tenemos que su comportamiento respecto a la variación de los porcentajes de carga de la potencia efectiva es de forma creciente, con lo cual a una



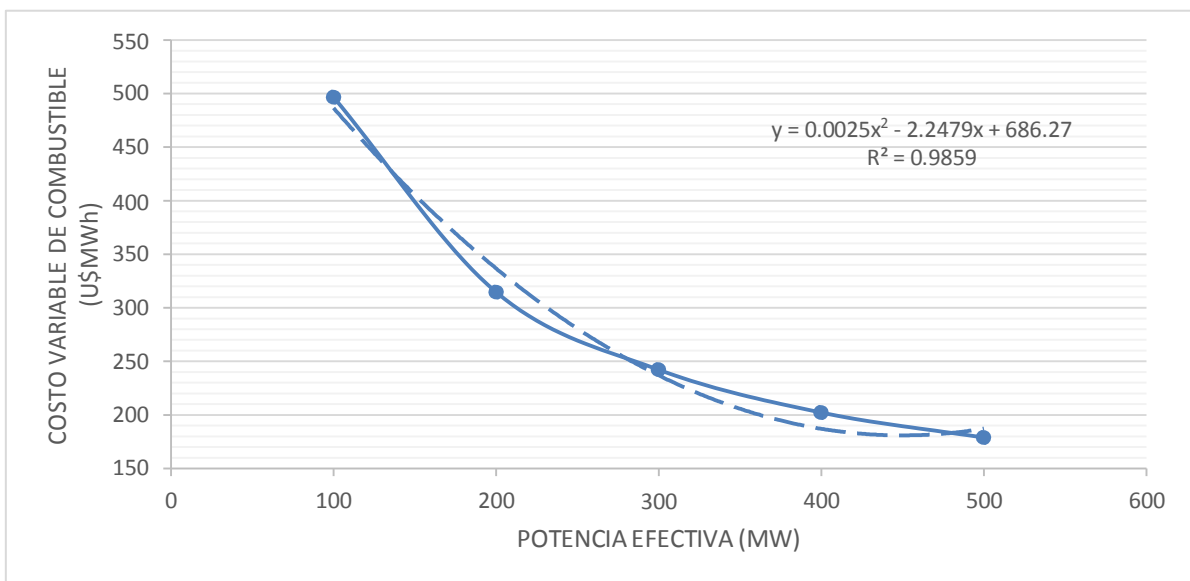
potencia efectiva máxima de 500 MW le corresponde un CVT de , mientras que para un potencia mínima de 100MW el CVT se incrementa a 496.67 U\$/MWh.

**CUADRO N° 09:** Costo variable de combustible en función a los diferentes porcentajes de carga de la potencia efectiva

PORCENTAJE DE CARGA (%)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	COSTO VARIABLE DE COMBUSTIBLE (U\$ / MWh)
20	100	496.67
40	200	314.517
60	300	242.114
80	400	202.17
100	500	178.761

*Fuente: Elaboración propia*

**GRAFICO N° 2:** Comportamiento del costo variable de combustible a distintas variaciones de Potencia Efectiva



*Fuente: Elaboración propia*

De esta manera analizando los gráficos obtenidos por el comportamiento tanto de la eficiencia de planta como el costo variable de combustible en función a los diferentes porcentajes de carga de la potencia efectiva, se observa que mientras vamos aumentando la potencia efectiva, su eficiencia de planta también se incrementa y de manera conveniente su costo variable de combustible ira disminuyendo. Por lo tanto es preciso que la Central de Reserva Fría ante una emergencia ingrese a una Potencia óptima, con una eficiencia alta y un costo variable de combustible bajo.

## 4.2. BALANCE DE LA OFERTA Y DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO SUR:

CUADRO N° 10: Balance de Energía y Potencia del Sistema eléctrico Sur

CENTRALES DE ENERGIA	COMBUSTIBLE	CVT (U\$/MWh)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
<b>Centrales Hidroeléctricas</b>			
Misapuquio	Agua	0.23	3.9
Huayllacho	Agua	0.04	0.2
San Ignacio	Agua	0.05	0.6
San Antonio	Agua	0.05	0.4
Charcani I	Agua	0.18	1.7
Charcani II	Agua	0.05	0.6
Charcani III	Agua	2.12	9.6
Charcani IV	Agua	2.5	15.3
Charcani VI	Agua	1.9	8.9
Charcani V	Agua	5.2	146.8
Aricota I	Agua	3.5	22.5
Aricota II	Agua	3.1	12.4
Machupicchu II Segunda fase	Agua	5.8	168.8
San Gaban	Agua	5	115.7
La Joya	Agua	1.6	7.7
Santa Teresa	Agua	4.6	89.8
Mantaro al 30 % de potencia	Agua	6.7	210
<b>Centrales Solares</b>			
Tacna Solar	Sol	223	20
Panamericana Solar	Sol	215	20
Reparticion Solar	Sol	225	20
Majes Solar	Sol	222.5	20
Moquegua Solar	Sol	119.9	16
<b>Centrales Termoeléctricas</b>			
Taparachi	Diesel B5	116.87	4.1
Bellavista	Diesel B5	227.91	1.3
Chilina	Petroleo Residual 500	188.57	34.64
Mollendo	Petroleo Residual 500	86.56	25.1
Ilo 1	Petroleo Residual 500	192.85	59.8
Ilo 2	Petroleo Residual 500	192.75	39.2
Ilo 3	Petroleo Residual 500	103.66	34.1
Ilo 4	Petroleo Residual 500	101.3	29.8
Puerto Bravo	Diesel B5	170.95	600
Nodo Energetico	Diesel B5	168.92	600
Reserva Fria de Ilo	Diesel B5	178.76	500

Chilca al 10% de potencia	Gas Natural	22	100
<b>TOTAL DE GENERACION DE ENERGIA</b>			<b>2938.6</b>
<b>TOTAL DE DEMANDA DE ENERGIA DEL SISTEMA ELECTRICO SUR</b>			<b>1996.95</b>
<b>RESERVA DE ENERGIA</b>			<b>941.99</b>

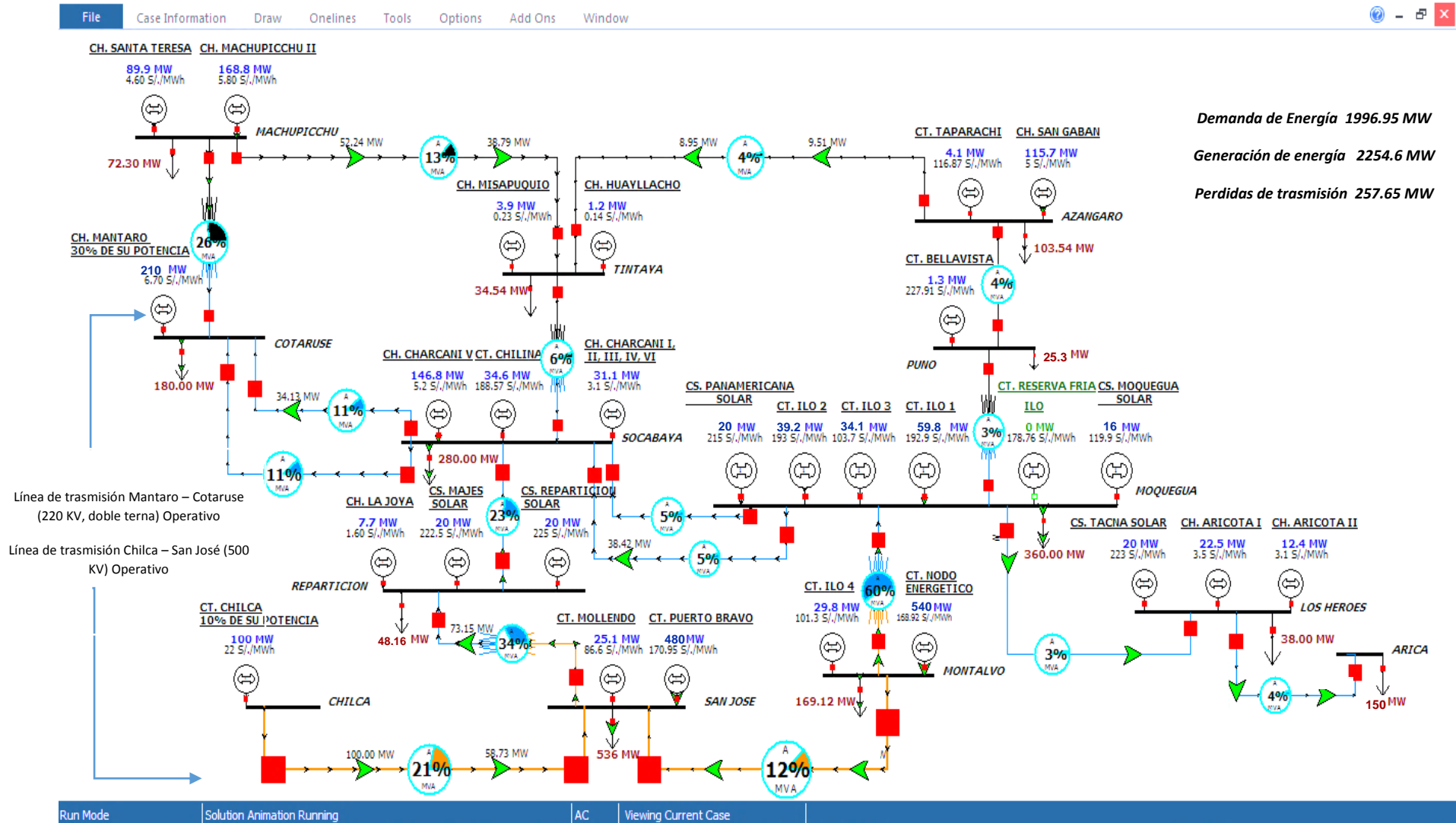
*Fuente: Elaboración propia*

### **4.3. SITUACION COMPORTAMIENTO DE ESCENARIOS:**

#### **4.3.1. ESCENARIO N° 1:**

- En la Zona Sur del Perú, la suma de las cargas especiales que nos proporciona el sector industrial, minero y residencial, presenta una máxima demanda de 1996.95 MW. Mientras que las Centrales de Generación de Energía nos ofrece 2254.6 MW, estableciéndose así pérdidas en la red de transmisión con un total de 257.65 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 11.43%.
- A través de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse doble terna de 220 kV con una capacidad de 500MVA, nos da una oferta de generación de 210 MW (9.32% del total). Asimismo se da otra oferta de generación de energía de 100 MW (4.43% del total) provenientes del SEIN a través de la línea de transmisión Chilca-San José de 500kV, lo restante de la oferta de energía, el cual es 1944.6 (86.25% del total), es suministrado por las centrales de generación de energía de la Zona Sur del Perú.
- Operatividad al 100% de carga de Centrales Solares y Centrales Hidroeléctricas.
- Operatividad al 90% de su capacidad de la Central Térmica Nudo Energético, asimismo opera al 80% de su capacidad de generación la Central Térmica Puerto Bravo, mientras que las demás Centrales Térmicas operan al 100% de su carga.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo se mantiene aún en condición de Reserva fría debido a que se mantiene en condiciones normales de operación en el Sistema Eléctrico Sur.

**FIGURA N° 28: Comportamiento del Escenario N°1 – Condicion de Operación Normal**

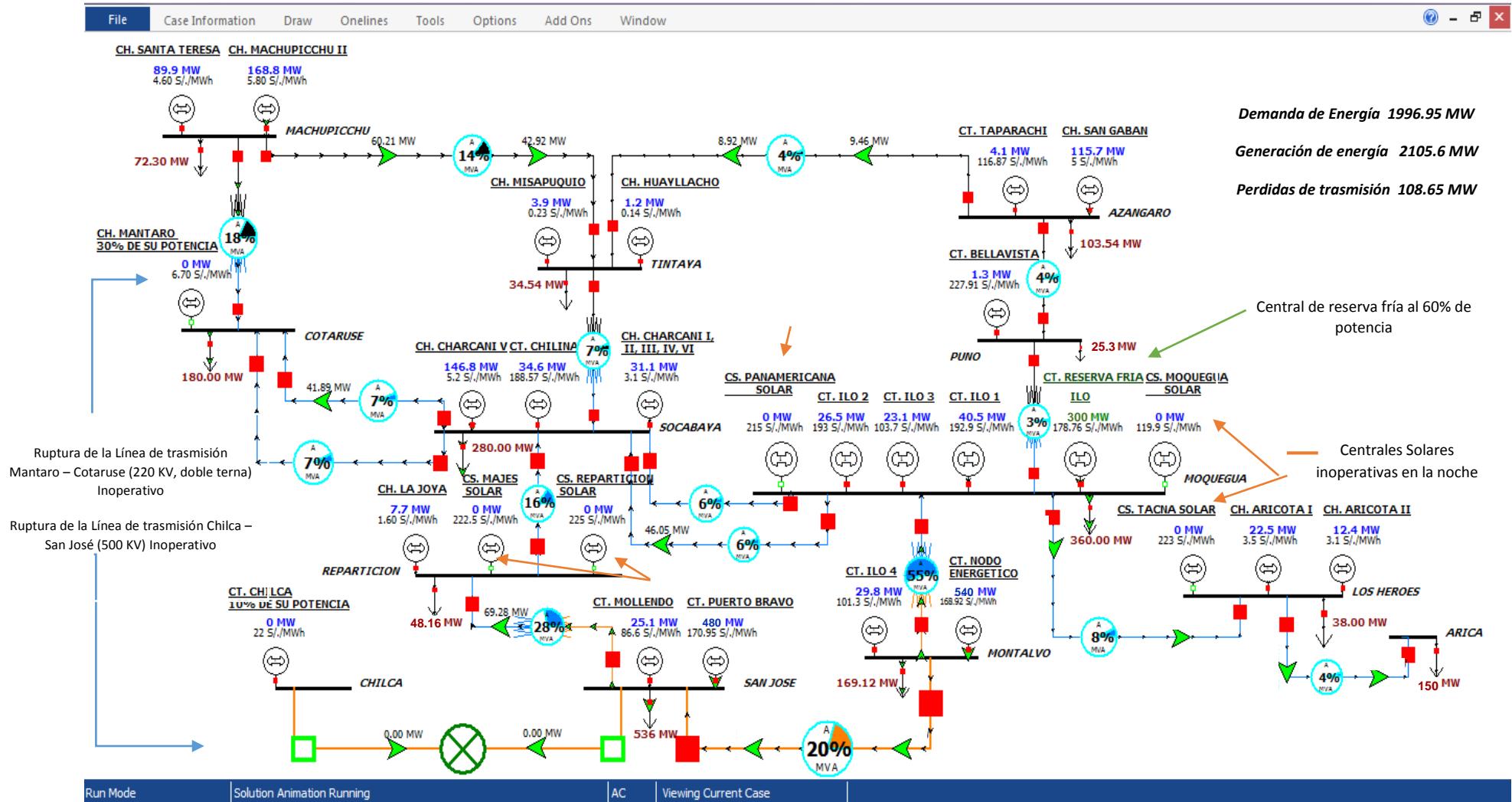


FUENTE: Elaboración Propia

#### 4.3.2. ESCENARIO N° 2:

- Este escenario toma la condición de Operación en Alerta, tras existir una ruptura en la Línea de transmisión Mantaro-Cotaruse de 220kV doble terna y la ruptura de la Línea de Trasmisión Chilca-San José de 500kV en horas de la noche, irrumpiendo así el servicio de energía eléctrica en la Zona Sur y por lo cual la demanda debe ser cubierta por las Centrales de Generación de Energía del Sistema eléctrico Sur.
- Se presenta la máxima demanda de 1996.95 MW, mientras que la generación de energía ofertada a causa de la condición es de 2105.6 MW estableciéndose así pérdidas en la red de trasmisión con un total de 108.65 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 5.16 %.
- Operatividad al 100% de las Centrales Hidroeléctricas y a causa de que la condición se genera en horas de la noche; todas las Centrales Solares quedan inoperativas.
- Operatividad al 90% de su capacidad de la Central Térmica Nodo Energético, asimismo opera al 80% de su capacidad de generación la Central Térmica Puerto Bravo y operación al 70% de su capacidad de generación las Centrales Térmicas de Ilo 1, Ilo2 e Ilo3; mientras que las demás Centrales Térmicas operan al 100% de su carga.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo entra en operación para la cobertura de la demanda con 300MW (60% de su capacidad de generación) manteniendo en reserva 200 MW.

**FIGURA N° 29:** Comportamiento del Escenario N°2 – Condiciones de Operación Alerta/Ruptura de línea de transmisión de 500kV de Chilca a San Jose y Ruptura de transmisión de línea de transmisión doble terna 220 kV de Mantaro a Cotaruse en horas de la noche.

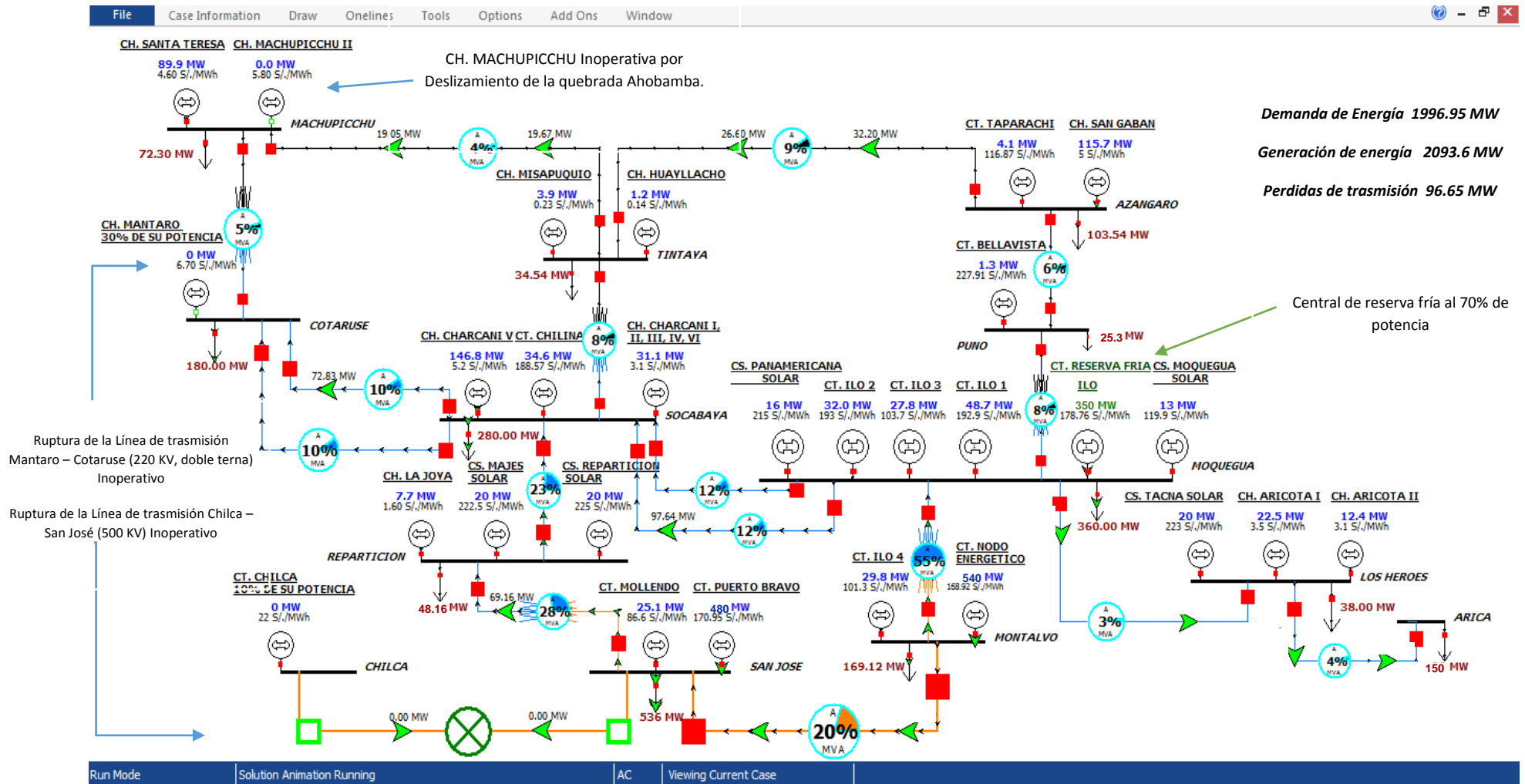


FUENTE: Elaboración Propia

### 4.3.3. ESCENARIO N° 3:

- En este escenario se muestra la condición de Operación en Alerta, tras existir un deslizamiento de la Quebrada Ahobamba (Cuzco), asimismo se produce una ruptura en la Línea de transmisión Mantaro-Cotaruse de 220kV doble terna y la ruptura de la Línea de Trasmisión Chilca-San José de 500kV, irrumpiendo así el servicio de energía eléctrica en la Zona Sur y por lo cual la demanda debe ser cubierta por las Centrales de Generación de Energía del Sistema eléctrico Sur.
- Se presenta la máxima demanda de 1996.95 MW, mientras que la generación de energía ofertada a causa de la condición es de 2093.6 MW estableciéndose así pérdidas en la red de transmisión con un total de 96.65 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 4.61%.
- Queda fuera de servicio la Central Hidroeléctrica de Machupicchu II debido al deslizamiento producido y por sus antecedentes ante ese tipo de emergencia, siendo solo así la operatividad al 100% de las demás Centrales Hidroeléctricas, Operación al 80% de su capacidad de las Centrales Solares Panamericana y Moquegua, mientras que las demás Centrales Solares están operativas al 100% de su carga.
- Las Centrales Térmicas operan al 100% de su carga, a excepción de la Central Térmica Nudo Energético que tiene una operatividad al 90% de su capacidad, asimismo opera al 80% de su capacidad de generación la Central Térmica Puerto Bravo y operación al 80% de su capacidad de generación las Centrales Térmicas de Ilo 1, Ilo2 e Ilo3.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo entra en operación efectiva ante esa condición de alerta con 350MW (70% de su capacidad de generación) manteniendo en reserva 150 MW.

**FIGURA N° 30:** Comportamiento del Escenario N°3 - Condiciones de Operación Alerta/Ruptura de línea de transmisión de 500kV de Chilca a San Jose y Ruptura de transmisión de línea de transmisión doble terna 220 kV de Mantaro a Cotaruse; Deslizamiento de la Quebrada Ahobamba, quedando inoperativas la CH. Machupicchu II



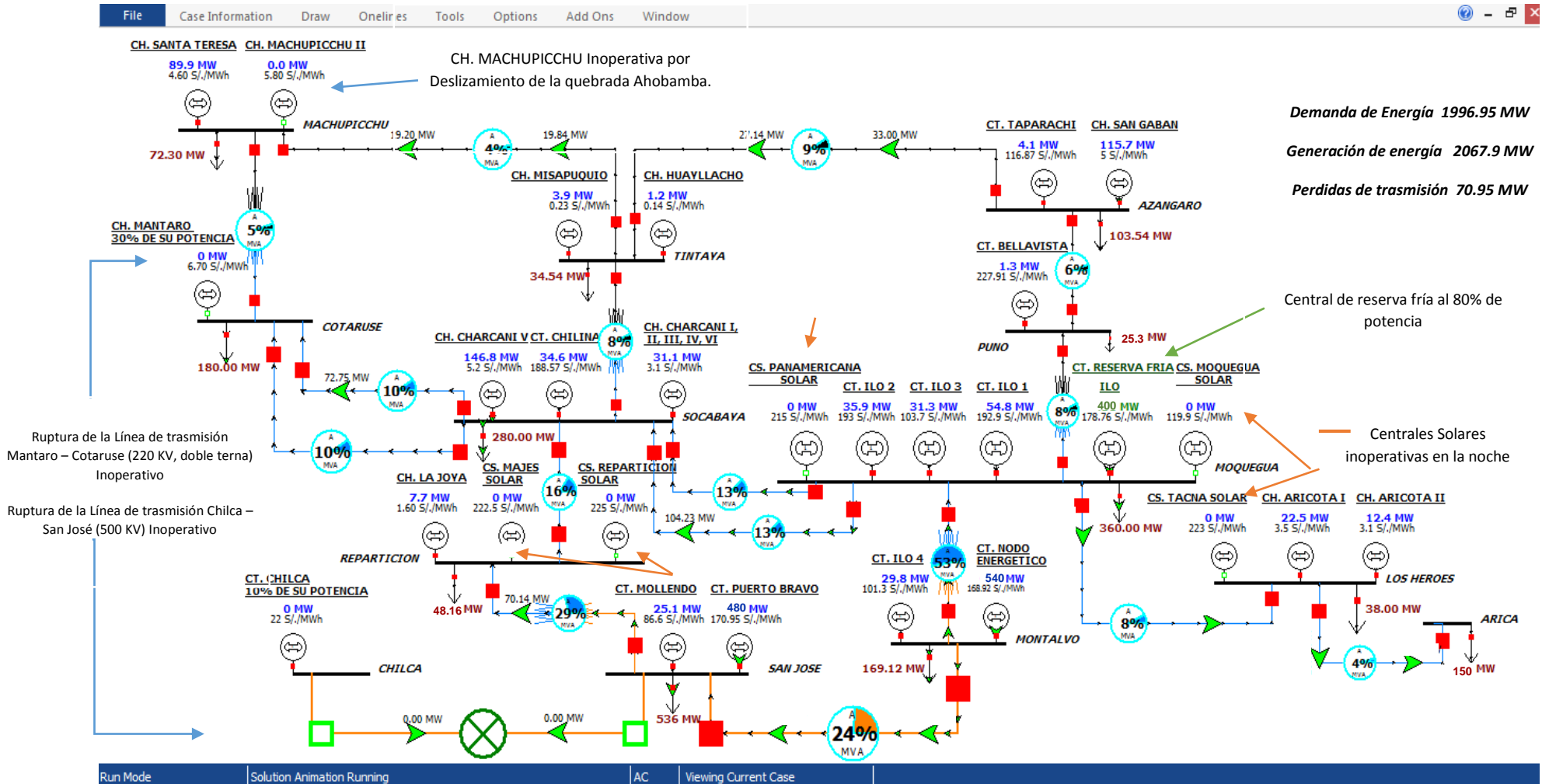
FUENTE: Elaboración Propia



#### 4.3.4. ESCENARIO N° 4:

- Este escenario nos muestra la condición de Operación en Emergencia, tras existir un deslizamiento de la Quebrada Ahobamba (Cuzco) en horas de la noche, asimismo se produce una ruptura en la Línea de transmisión Mantaro-Cotaruse de 220kV doble terna y la ruptura de la Línea de Trasmisión Chilca-San José de 500kV, irrumpiendo así el servicio de energía eléctrica en la Zona Sur y por lo cual la demanda debe ser cubierta por las Centrales de Generación de Energía del Sistema eléctrico Sur.
- Se presenta la máxima demanda de 1996.95 MW, mientras que la generación de energía ofertada a causa de la condición es de 2067.9 MW estableciéndose así pérdidas en la red de trasmisión con un total de 70.65 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 3.43 %.
- Queda fuera de servicio la Central Hidroeléctrica de Machupicchu II debido al deslizamiento producido y por sus antecedentes ante ese tipo de emergencia, mientras que las demás Centrales Hidroeléctricas están operando al 100% de su capacidad de generación y a causa de que la condición se genera en horas de la noche; todas las Centrales Solares quedan inoperativas.
- Las Centrales Térmicas operan al 100% de su carga, a excepción de la Central Térmica Nudo Energético que tiene una operatividad al 90% de su capacidad, asimismo opera al 80% de su capacidad de generación la Central Térmica Puerto Bravo y tenemos que las Centrales Térmicas de Ilo 1, Ilo2 e Ilo3 entran en operación al 95% de su capacidad de generación.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo entra en operación para la cobertura de la demanda con 400MW (80% de su capacidad de generación) manteniendo en reserva 100 MW.

**FIGURA N° 31:** Comportamiento del Escenario N°4 - Condiciones de Operación Emergencia/Ruptura de línea de transmisión de 500kV de Chilca a San Jose y Ruptura de transmisión de línea de transmisión doble terna 220 kV de Mantaro a Cotaruse en horas de la noche; Deslizamiento de la Quebrada Ahobamba, quedando inoperativas la CH. Machupicchu II

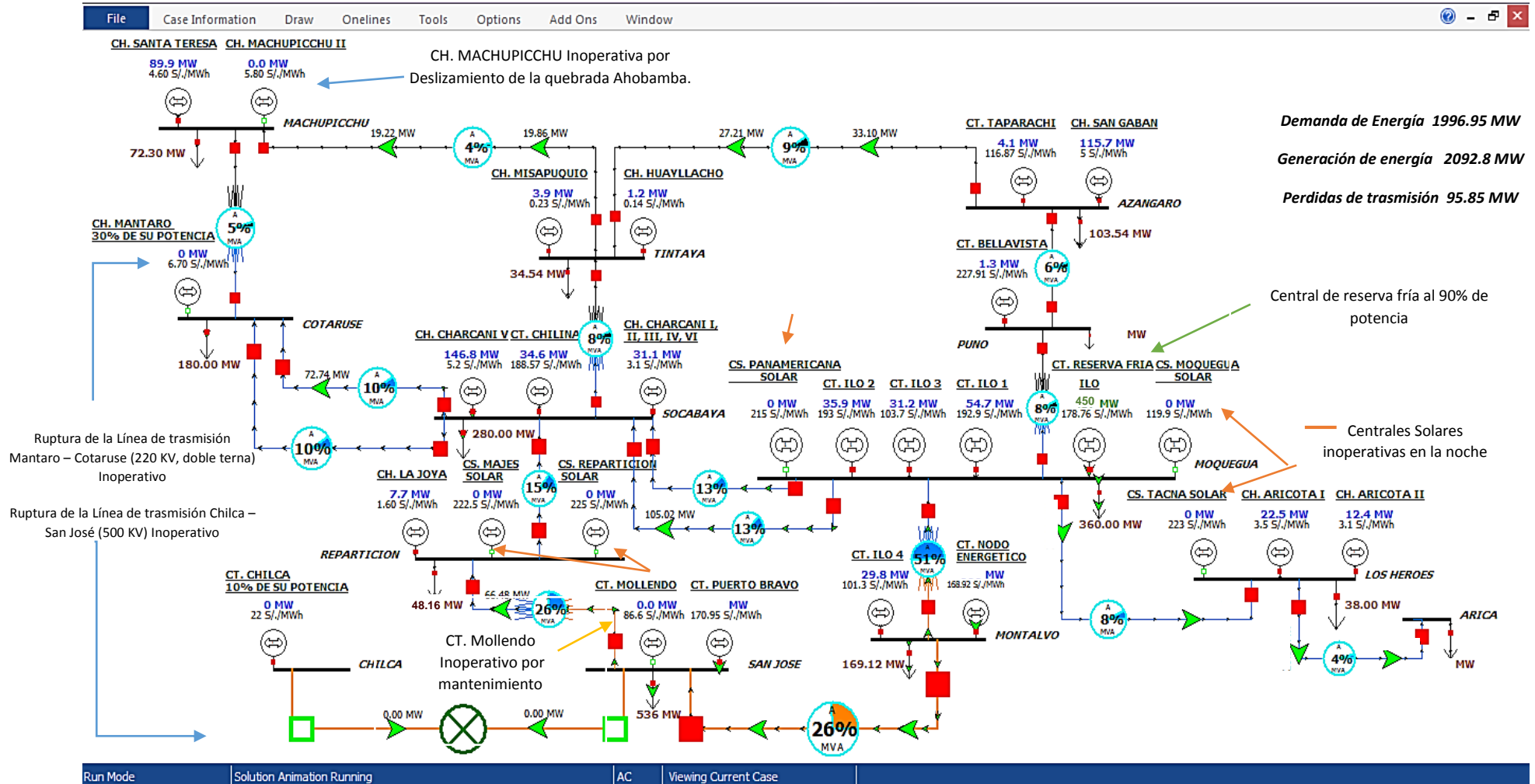


FUENTE: Elaboración Propia

#### 4.3.4. ESCENARIO N° 5:

- Este escenario nos muestra la condición de Operación en Emergencia, tras existir un deslizamiento de la Quebrada Ahobamba (Cuzco) y un Mantenimiento Programado para la Central Térmica de Mollendo en horas de la noche, asimismo se produce una ruptura en la Línea de transmisión Mantaro-Cotaruse de 220kV doble terna y la ruptura de la Línea de Trasmisión Chilca-San José de 500kV, irrumpiendo así el servicio de energía eléctrica en la Zona Sur y por lo cual la demanda debe ser cubierta por las Centrales de Generación de Energía del Sistema eléctrico Sur.
- Se presenta la máxima demanda de 1996.95 MW, mientras que la generación de energía ofertada a causa de la condición es de 2092.8 MW estableciéndose así pérdidas en la red de trasmisión con un total de 95.85 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 4.57 %.
- Queda fuera de servicio la Central Hidroeléctrica de Machupicchu II debido al deslizamiento producido y por sus antecedentes ante ese tipo de emergencia, mientras que las demás Centrales Hidroeléctricas están operando al 100% de su capacidad de generación y a causa de que la condición se genera en horas de la noche; todas las Centrales Solares quedan inoperativas.
- Las Centrales Térmicas operan al 100% de su carga, a excepción de la Central Térmica Mollendo quedando fuera de servicio por su mantenimiento programado, pero la Central Térmica Nodo Energético que tiene una operatividad al 90% de su capacidad, asimismo opera al 80% de su capacidad de generación la Central Térmica Puerto Bravo y tenemos que las Centrales Térmicas de Ilo 1, Ilo2 e Ilo3 entran en operación al 95% de su capacidad de generación.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo entra en operación para la cobertura de la demanda con 450MW (90% de su capacidad de generación) manteniendo en reserva 50 MW.

**FIGURA N° 32:** Comportamiento del Escenario N°5 - Condiciones de Operación Emergencia/Ruptura de línea de transmisión de 500kV de Chilca a San Jose y Ruptura de transmisión de línea de transmisión doble terna 220 kV de Mantaro a Cotaruse en horas de la noche; Deslizamiento de la Quebrada Ahobamba, quedando inoperativas la CH. Machupicchu II y Mantenimiento Programado para la CT. Mollendo

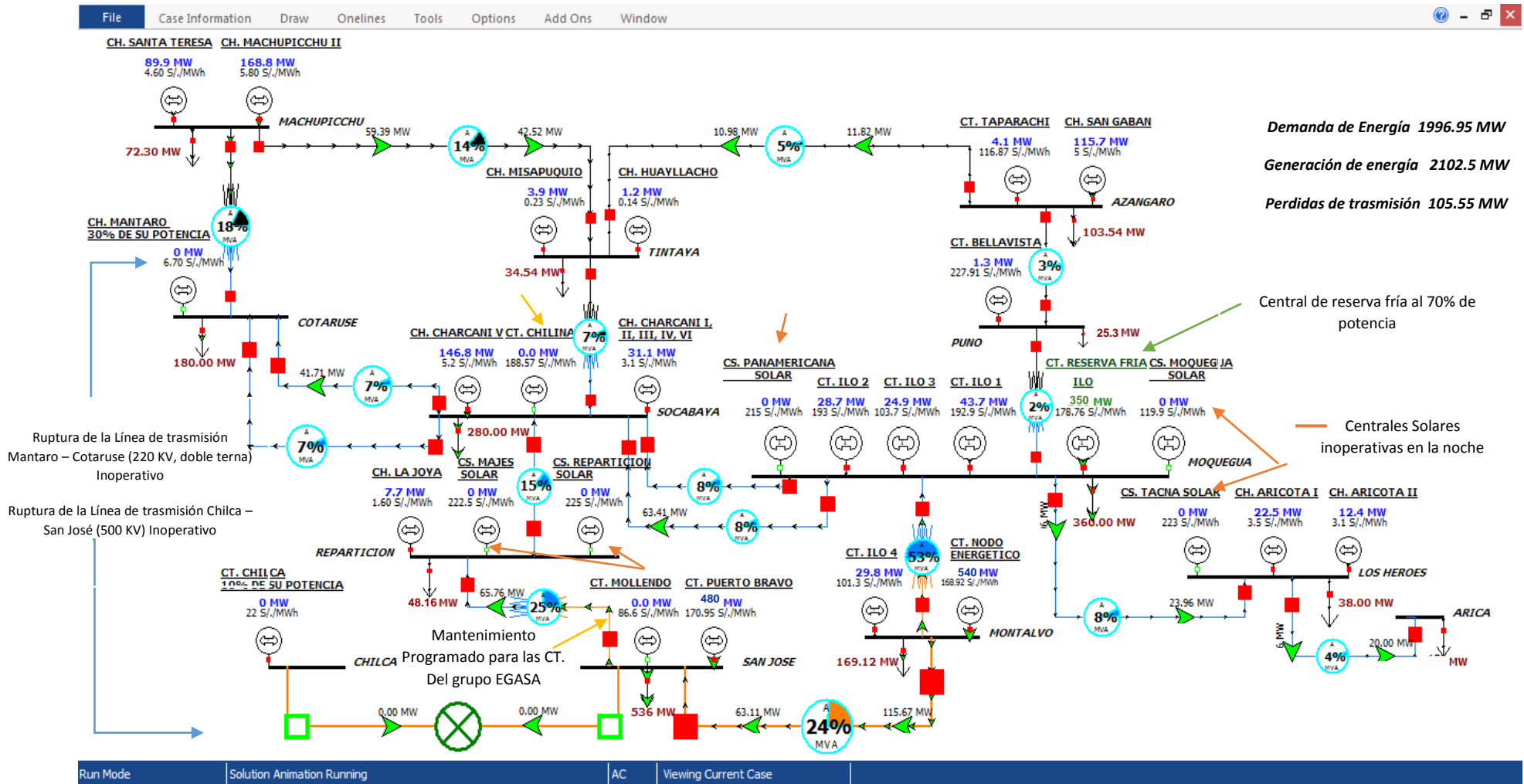


FUENTE: Elaboración Propia

#### 4.3.5. ESCENARIO N° 6:

- Este escenario nos muestra la condición de Operación en Emergencia, al existir un Mantenimiento Programado para la Central Térmica Mollendo y la Central Térmica Chilina pertenecientes al grupo EGASA, en horas de la noche, asimismo se produce una ruptura en la Línea de transmisión Mantaro-Cotaruse de 220kV doble terna y la ruptura de la Línea de Trasmisión Chilca-San José de 500kV, irrumpiendo así el servicio de energía eléctrica en la Zona Sur y por lo cual la demanda debe ser cubierta por las Centrales de Generación de Energía del Sistema eléctrico Sur.
- Se presenta la máxima demanda de 1996.95 MW, mientras que la generación de energía ofertada a causa de la condición es de 2102.5 MW estableciéndose así pérdidas en la red de trasmisión con un total de 105.55 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 5.02 %.
- Centrales Hidroeléctricas están operando al 100% de su capacidad de generación y a causa de que la condición se genera en horas de la noche; todas las Centrales Solares quedan inoperativas.
- Las Centrales Térmicas operan al 100% de su carga, a excepción de la Central Térmica Mollendo y Chilina quedando fuera de servicio por su mantenimiento programado, pero la Central Térmica Nodo Energético que tiene una operatividad al 90% de su capacidad, asimismo opera al 80% de su capacidad de generación la Central Térmica Puerto Bravo y tenemos que las Centrales Térmicas de Ilo 1, Ilo2 e Ilo3 entran en operación al 65% de su capacidad de generación.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo entra en operación para la cobertura de la demanda con 350MW (70% de su capacidad de generación) manteniendo en reserva 150 MW.

**FIGURA N° 33:** Comportamiento del Escenario N°6 - Condiciones de Operación Emergencia/Ruptura de línea de transmisión de 500kV de Chilca a San Jose y Ruptura de transmisión de línea de transmisión doble terna 220 kV de Mantaro a Cotaruse en horas de la noche; Mantenimiento programado en las Centrales Termicas del Grupo EGASA.

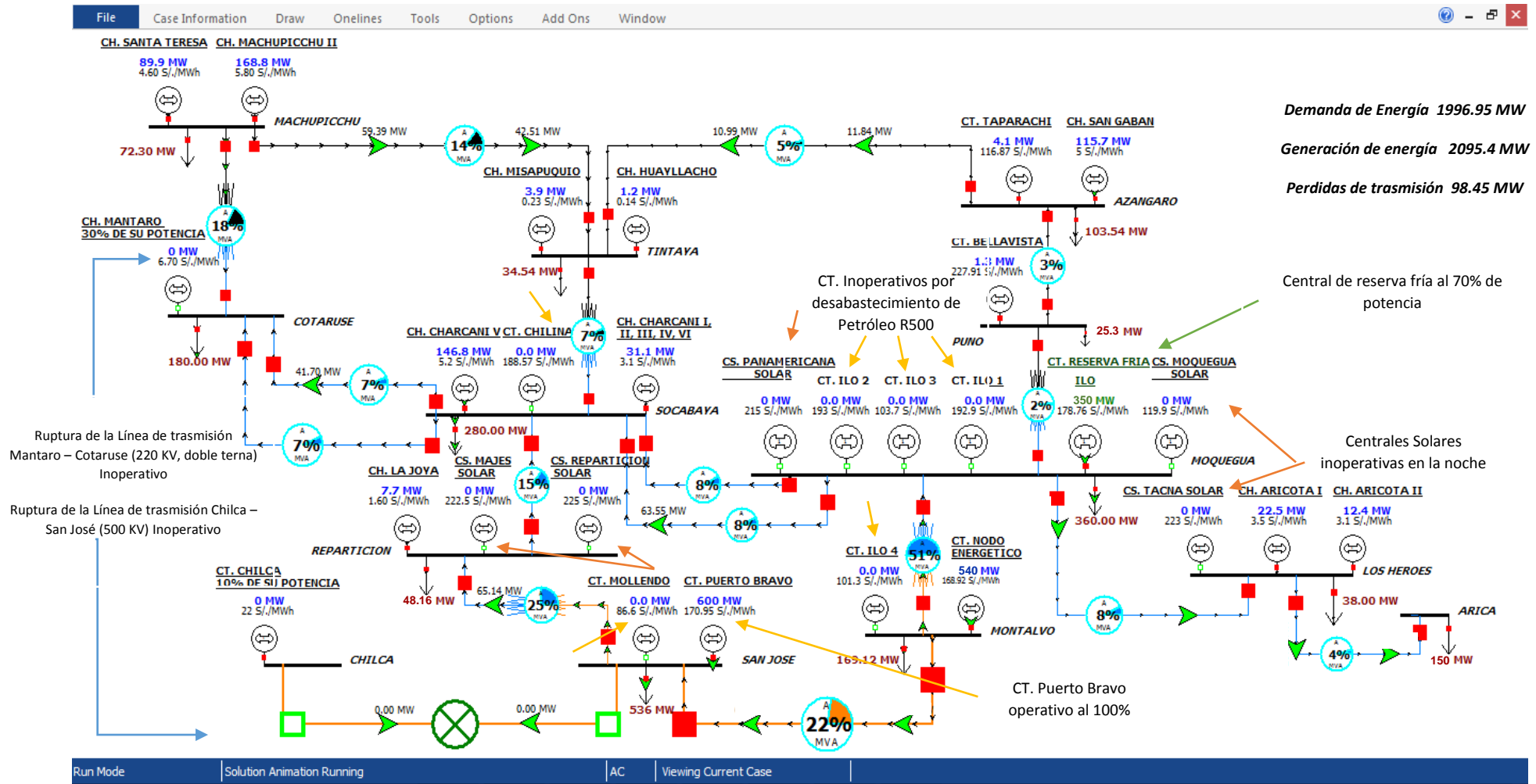


**FUENTE:** Elaboración Propia

#### 4.3.6. ESCENARIO N° 7:

- Este escenario nos muestra la condición de Operación en Emergencia Extrema, producto de un desabastecimiento de Petróleo R500 para algunas Centrales Térmicas, en horas de la noche, asimismo se produce una ruptura en la Línea de transmisión Mantaro-Cotaruse de 220kV doble terna y la ruptura de la Línea de Trasmisión Chilca-San José de 500kV, irrumpiendo así el servicio de energía eléctrica en la Zona Sur y por lo cual la demanda debe ser cubierta por las Centrales de Generación de Energía del Sistema eléctrico Sur.
- Se presenta la máxima demanda de 1996.95 MW, mientras que la generación de energía ofertada a causa de la condición es de 2095.4 MW estableciéndose así pérdidas en la red de transmisión con un total de 98.45 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 4.7 %.
- Centrales Hidroeléctricas están operando al 100% de su capacidad de generación y a causa de que la condición se genera en horas de la noche; todas las Centrales Solares quedan inoperativas.
- Las Centrales Térmicas operan al 100% de su carga, a excepción de la Central Térmica Mollendo y Chilina quedando fuera de servicio a causa del desabastecimiento de Petróleo Residual 500, pero la Central Térmica Nodo Energético que tiene una operatividad al 90% de su capacidad, asimismo opera al 80% de su capacidad de generación la Central Térmica Puerto Bravo y tenemos que las Centrales Térmicas de Ilo 1, Ilo2, Ilo3 e Ilo4 están inoperativos por el desabastecimiento de petróleo R500.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo entra en operación para la cobertura de la demanda con 350MW (70% de su capacidad de generación) manteniendo en reserva 150 MW.

**FIGURA N° 34:** Comportamiento del Escenario N°7 - Condiciones de Operación Emergencia Extrema/Ruptura de línea de transmisión de 500kV de Chilca a San Jose y Ruptura de transmisión de línea de transmisión doble terna 220 kV de Mantaro a Cotaruse en horas de la noche; Desabastecimiento de Petroleo R500 quedando inoperativa algunas Centrales Termicas.



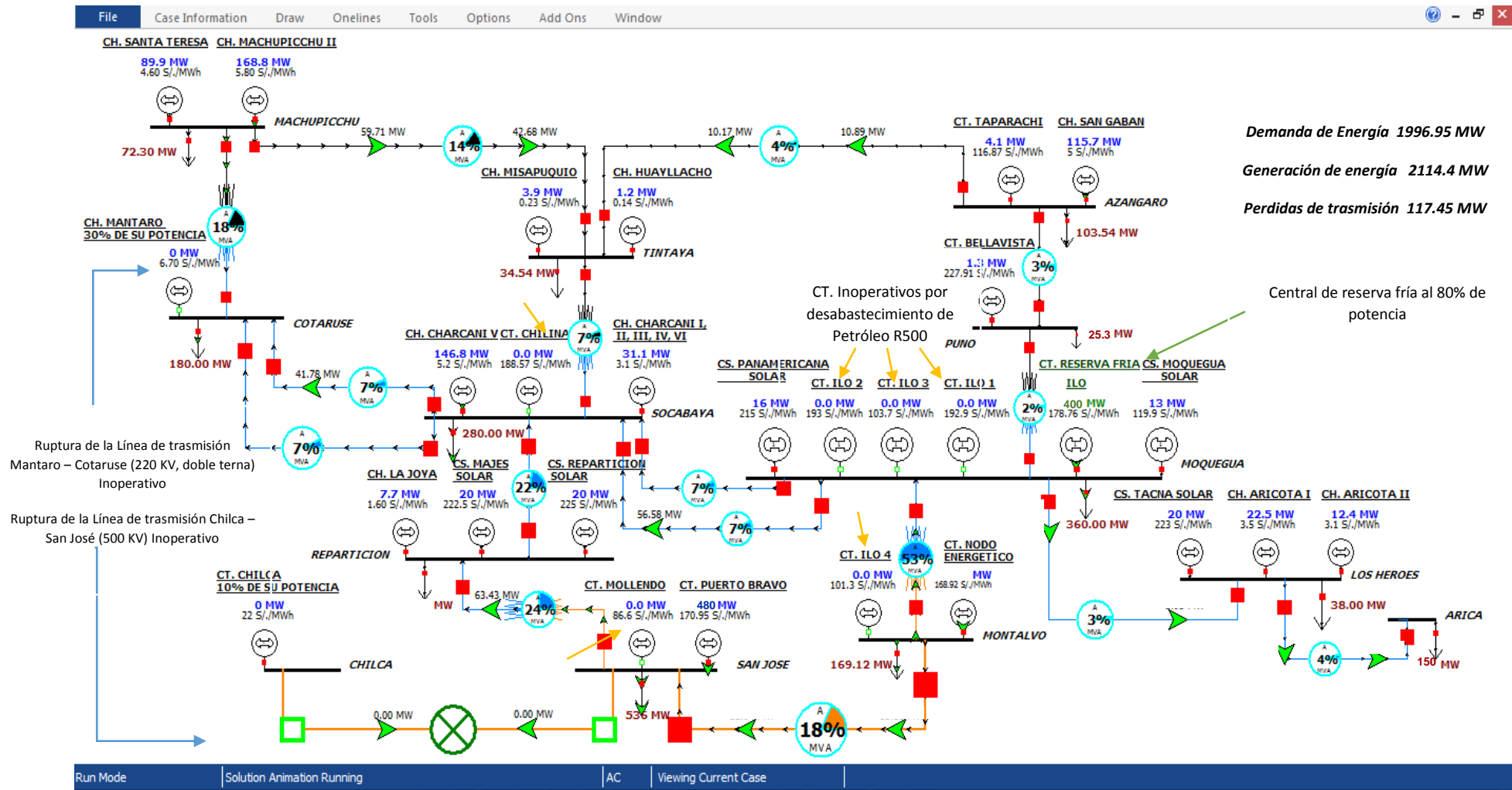
FUENTE: Elaboración Propia



#### 4.3.7. ESCENARIO N° 8:

- Este escenario nos muestra la condición de Operación en Emergencia Extrema, producto de un desabastecimiento de Petróleo R500 para algunas Centrales Térmicas, asimismo se produce una ruptura en la Línea de transmisión Mantaro-Cotaruse de 220kV doble terna y la ruptura de la Línea de Trasmisión Chilca-San José de 500kV, irrumpiendo así el servicio de energía eléctrica en la Zona Sur y por lo cual la demanda debe ser cubierta por las Centrales de Generación de Energía del Sistema eléctrico Sur.
- Se presenta la máxima demanda de 1996.95 MW, mientras que la generación de energía ofertada a causa de la condición es de 2114.4 MW estableciéndose así pérdidas en la red de trasmisión con un total de 117.45 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 5.55 %.
- Centrales Hidroeléctricas están operando al 100% de su capacidad de generación Operación al 80% de su capacidad de las Centrales Solares Panamericana y Moquegua, mientras que las demás Centrales Solares están operativas al 100% de su carga.
- Las Centrales Térmicas operan al 100% de su carga, a excepción de la Central Térmica Mollendo y Chilina quedando fuera de servicio a causa del desabastecimiento de Petróleo Residual 500, pero la Central Térmica Nodo Energético que tiene una operatividad al 90% de su capacidad, asimismo opera al 80% de su capacidad de generación la Central Térmica Puerto Bravo y tenemos que las Centrales Térmicas de Ilo 1, Ilo2, Ilo3 e Ilo4 están inoperativos por el desabastecimiento de petróleo R500.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo entra en operación para la cobertura de la demanda con 400MW (80% de su capacidad de generación) manteniendo en reserva 100 MW.

**FIGURA N° 35:** Comportamiento del Escenario N°8 - Condiciones de Operación Emergencia Extrema/Ruptura de línea de transmisión de 500kV de Chilca a San Jose y Ruptura de transmisión de línea de transmisión doble terna 220 kV de Mantaro a Cotaruse; Desabastecimiento de Petróleo R 500 quedando inoperativa algunas Centrales Termicas.

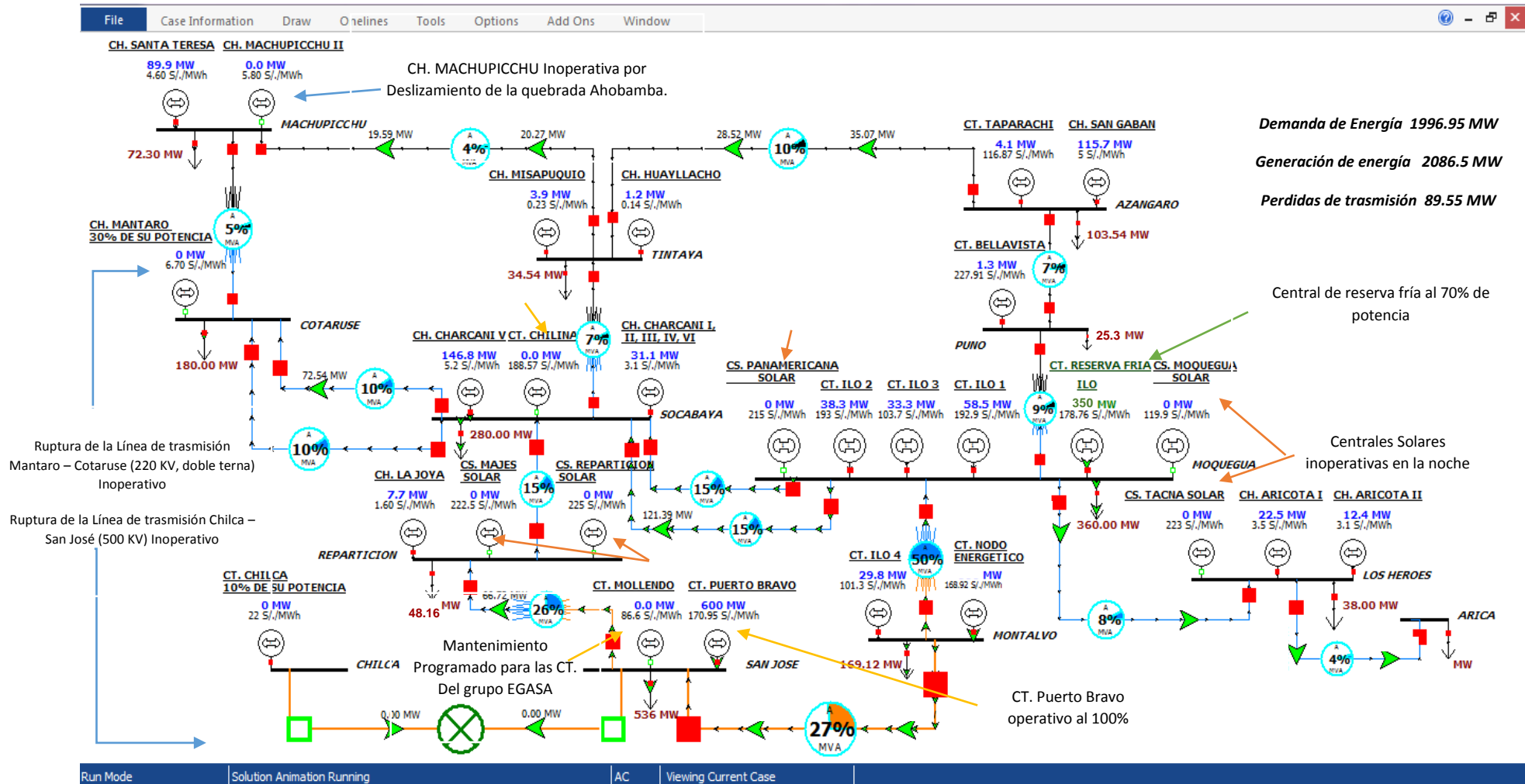


FUENTE: Elaboración Propia

#### 4.3.8. ESCENARIO N° 9:

- Este escenario nos muestra la condición de Operación en Emergencia Extrema, tras existir un deslizamiento de la Quebrada Ahobamba (Cuzco) y un Mantenimiento Programado para la Central Térmica Mollendo y la Central Térmica Chilina pertenecientes al grupo EGASA, en horas de la noche, asimismo se produce una ruptura en la Línea de transmisión Mantaro-Cotaruse de 220kV doble terna y la ruptura de la Línea de Trasmisión Chilca-San José de 500kV, irrumpiendo así el servicio de energía eléctrica en la Zona Sur y por lo cual la demanda debe ser cubierta por las Centrales de Generación de Energía del Sistema eléctrico Sur.
- Se presenta la máxima demanda de 1996.95 MW, mientras que la generación de energía ofertada a causa de la condición es de 2086.5 MW estableciéndose así pérdidas en la red de trasmisión con un total de 89.55 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 4.29 %.
- Queda fuera de servicio la Central Hidroeléctrica de Machupicchu II debido al deslizamiento producido y por sus antecedentes ante ese tipo de emergencia, siendo solo así la operatividad al 100% de las demás Centrales Hidroeléctricas, y a causa de que la condición se genera en horas de la noche; todas las Centrales Solares quedan inoperativas.
- Las Centrales Térmicas operan al 100% de su carga, a excepción de la Central Térmica Mollendo y Chilina quedando fuera de servicio a causa del mantenimiento programado para el Grupo EGASA, pero la Central Térmica Nodo Energético que tiene una operatividad al 90% de su capacidad y tenemos que las Centrales Térmicas de Ilo 1, Ilo2, Ilo3 están operativos al 97% de su capacidad de generación de energía.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo entra en operación para la cobertura de la demanda con 350MW (70% de su capacidad de generación) manteniendo en reserva 150 MW.

**FIGURA N° 36:** Comportamiento del Escenario N°9 - Condiciones de Operación Emergencia Extrema/Ruptura de línea de transmisión de 500kV de Chilca a San Jose y Ruptura de transmisión de línea de transmisión de 220 kV de Mantaro a Cotaruse en horas de la noche; Deslizamiento de la Quebrada Ahobamba, quedando inoperativas la CH. Machupicchu II y Mantenimiento programado en las Centrales Termicas del Grupo EGASA.

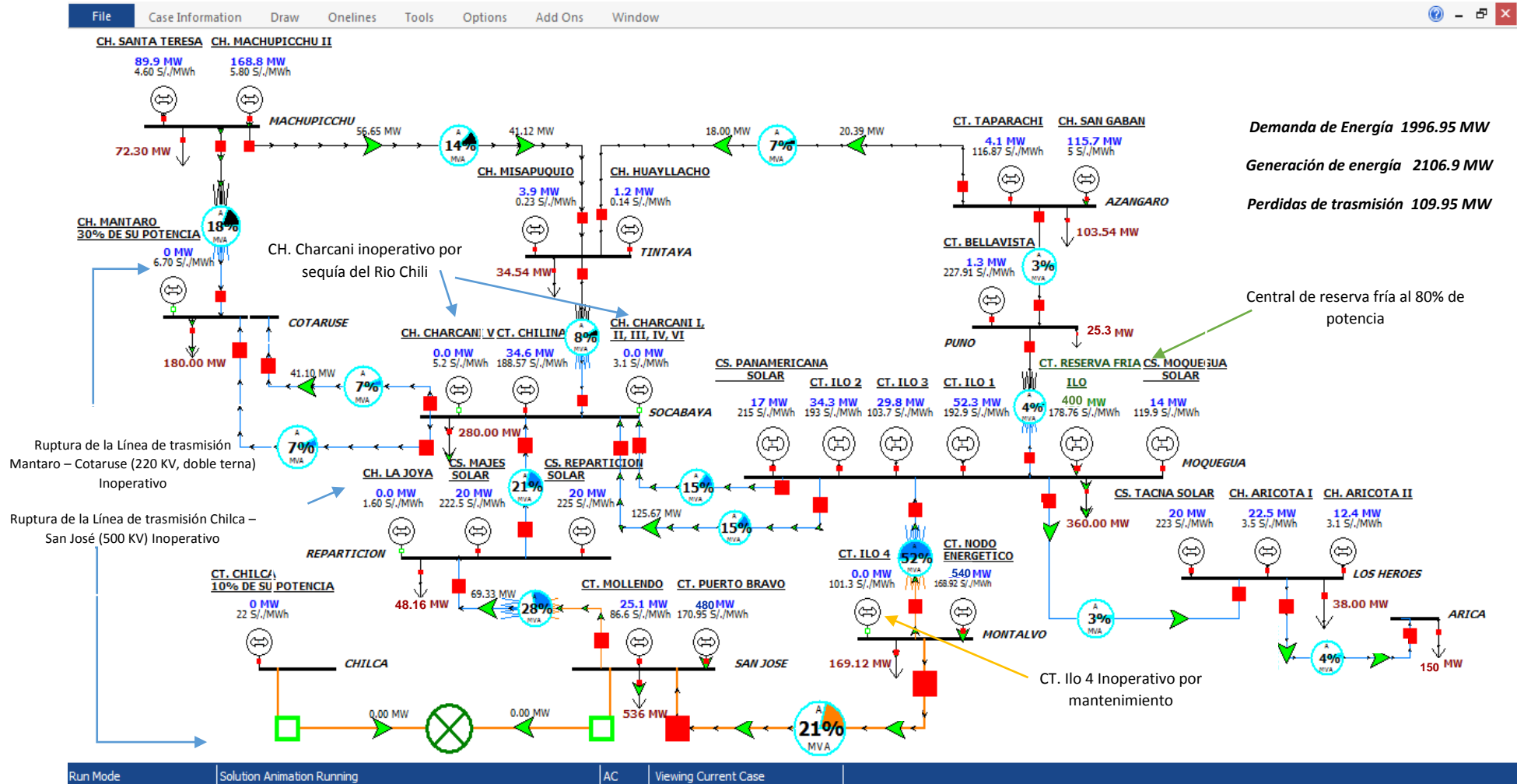


FUENTE: Elaboración Propia

#### 4.3.9. ESCENARIO N° 10:

- Este escenario nos muestra la condición de Operación en Emergencia Extrema, tras existir una sequía en el Río Chili y un Mantenimiento Programado para la Central Térmica de Ilo 4, asimismo se produce una ruptura en la Línea de transmisión Mantaro-Cotaruse de 220kV doble terna y la ruptura de la Línea de Trasmisión Chilca-San José de 500kV, irrumpiendo así el servicio de energía eléctrica en la Zona Sur y por lo cual la demanda debe ser cubierta por las Centrales de Generación de Energía del Sistema eléctrico Sur.
- Se presenta la máxima demanda de 1996.95 MW, mientras que la generación de energía ofertada a causa de la condición es de 2106.9 MW estableciéndose así pérdidas en la red de trasmisión con un total de 109.95 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 5.22 %.
- Queda fuera de servicio la Central Hidroeléctrica de Charcani y La Joya debido a la sequía y por sus antecedentes ante ese tipo de emergencia, siendo solo así la operatividad al 100% de las demás Centrales Hidroeléctricas, Operación al 85% de su capacidad de las Centrales Solares Panamericana y Moquegua, mientras que las demás Centrales Solares están operativas al 100% de su carga.
- Las Centrales Térmicas operan al 100% de su carga, a excepción de la Central Térmica Ilo4 quedando fuera de servicio a causa del mantenimiento programado, pero la Central Térmica Nodo Energético que tiene una operatividad al 90% de su capacidad, asimismo opera al 80% de su capacidad de generación la Central Térmica Puerto Bravo y tenemos que las Centrales Térmicas de Ilo 1, Ilo2, Ilo3 están operativos al 88% de su capacidad de generación de energía.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo entra en operación para la cobertura de la demanda con 400MW (80% de su capacidad de generación) manteniendo en reserva 100 MW.

**FIGURA N° 37:** Comportamiento del Escenario N°10 - Condiciones de Operación Emergencia Extrema/Ruptura de línea de transmisión de 500kV de Chilca a San Jose y Ruptura de transmisión de línea de transmisión doble terna 220 kV de Mantaro a Cotaruse; Sequía del Rio Chili quedando inoperativas las CH. Charcani y la CH. La Joya; Mantenimiento programado para la CT. Ilo 4.

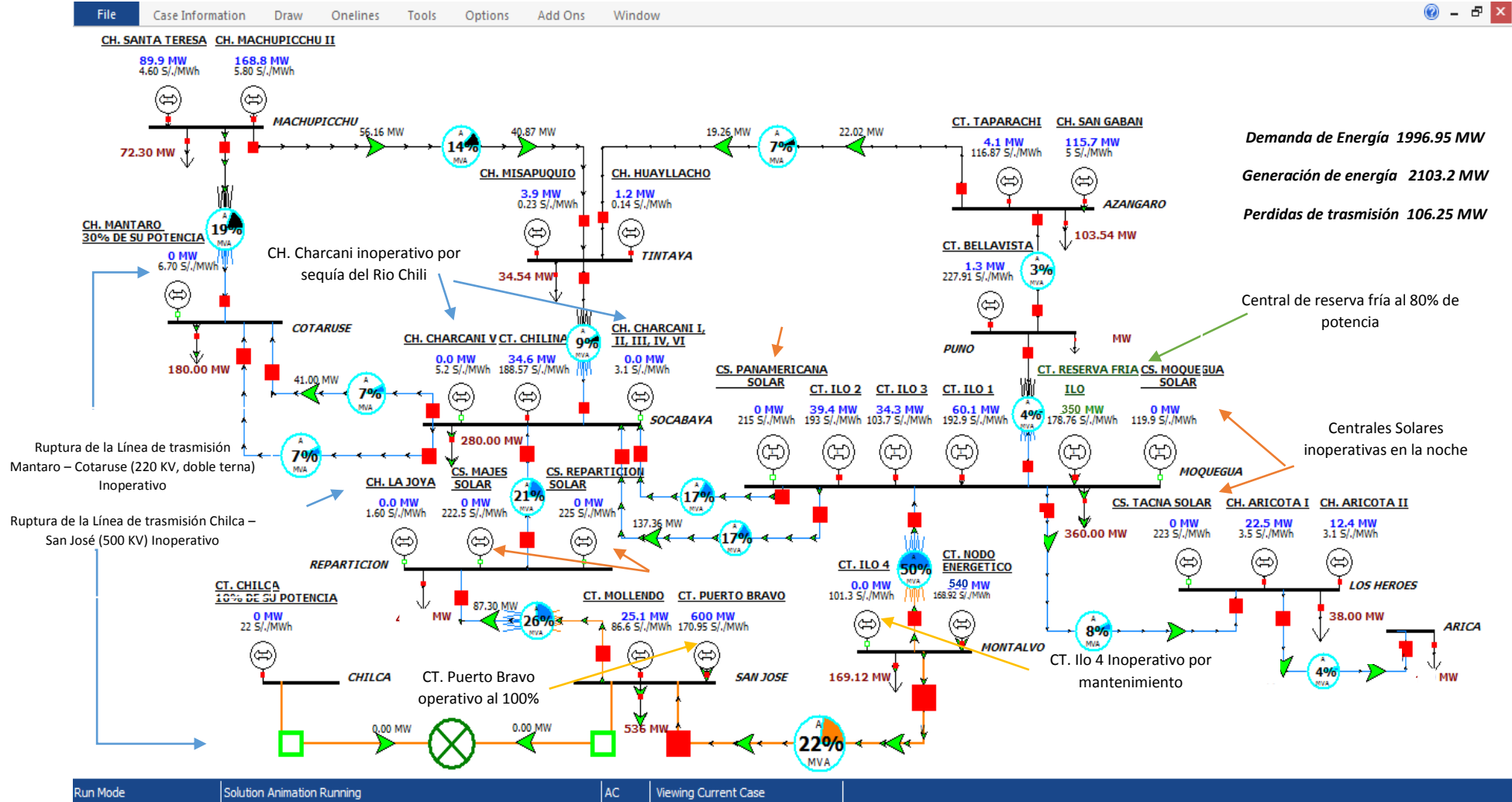


**FUENTE:** Elaboración Propia

#### 4.3.10. ESCENARIO N° 11:

- Este escenario nos muestra la condición de Operación en Emergencia Extrema, tras existir una sequía en el Río Chili y un Mantenimiento Programado para la Central Térmica de Ilo 4, en horas de la noche, asimismo se produce una ruptura en la Línea de transmisión Mantaro-Cotaruse de 220kV doble terna y la ruptura de la Línea de Trasmisión Chilca-San José de 500kV, irrumpiendo así el servicio de energía eléctrica en la Zona Sur y por lo cual la demanda debe ser cubierta por las Centrales de Generación de Energía del Sistema eléctrico Sur.
- Se presenta la máxima demanda de 1996.95 MW, mientras que la generación de energía ofertada a causa de la condición es de 2103.2 MW estableciéndose así pérdidas en la red de trasmisión con un total de 106.25 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 5.05 %.
- Queda fuera de servicio la Central Hidroeléctrica de Charcani y La Joya debido a la sequía y por sus antecedentes ante ese tipo de emergencia, siendo solo así la operatividad al 100% de las demás Centrales Hidroeléctricas, y a causa de que la condición se genera en horas de la noche; todas las Centrales Solares quedan inoperativas.
- Las Centrales Térmicas operan al 100% de su carga, a excepción de la Central Térmica Ilo4 quedando fuera de servicio a causa del mantenimiento programado, pero la Central Térmica Nodo Energético que tiene una operatividad al 90% de su capacidad y tenemos que las Centrales Térmicas de Ilo 1, Ilo2, Ilo3 están operativos al 100% de su capacidad de generación de energía.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo entra en operación para la cobertura de la demanda con 350MW (70% de su capacidad de generación) manteniendo en reserva 100 MW.

**FIGURA N° 38:** Comportamiento del Escenario N°11 - Condiciones de Operación Emergencia Extrema/Ruptura de línea de transmisión de 500kV de Chilca a San Jose y Ruptura de transmisión de línea de transmisión doble terna 220 kV de Mantaro a Cotaruse en horas de la noche; Sequía del Río Chili quedando inoperativas las CH. Charcani y la CH. La Joya; Mantenimiento programado para la CT. Ilo 4



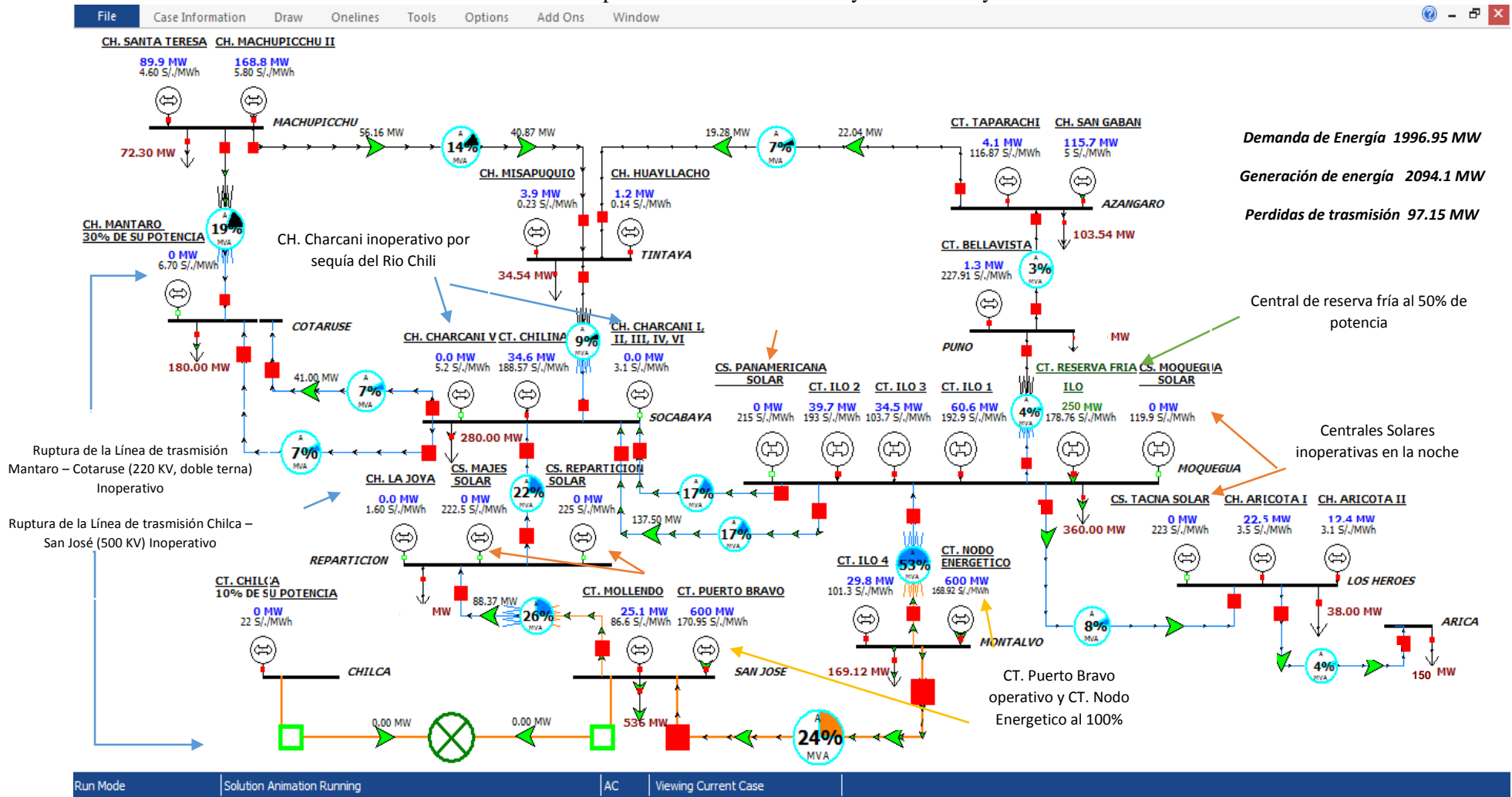
FUENTE: Elaboración Propia



#### 4.3.11. ESCENARIO N° 12:

- Este escenario nos muestra la condición de Operación en Emergencia Extrema, tras existir una sequía en el Río Chili, en horas de la noche, asimismo se produce una ruptura en la Línea de transmisión Mantaro-Cotaruse de 220kV doble terna y la ruptura de la Línea de Trasmisión Chilca-San José de 500kV, irrumpiendo así el servicio de energía eléctrica en la Zona Sur y por lo cual la demanda debe ser cubierta por las Centrales de Generación de Energía del Sistema eléctrico Sur.
- Se presenta la máxima demanda de 1996.95 MW, mientras que la generación de energía ofertada a causa de la condición es de 2094.1 MW estableciéndose así pérdidas en la red de transmisión con un total de 97.15 MW, que viene a representar un total de pérdidas técnicas de 4.64 %.
- Queda fuera de servicio la Central Hidroeléctrica de Charcani y La Joya debido a la sequía y por sus antecedentes ante ese tipo de emergencia, siendo solo así la operatividad al 100% de las demás Centrales Hidroeléctricas, y a causa de que la condición se genera en horas de la noche; todas las Centrales Solares quedan inoperativas.
- Las Centrales Térmicas operan al 100% de su capacidad de generación de energía.
- La Central Térmica de Reserva Fría de Ilo entra en operación para la cobertura de la demanda con 250MW (50% de su capacidad de generación) manteniendo en reserva 250 MW.

**FIGURA N° 39:** Comportamiento del Escenario N°12 - Condiciones de Operación Emergencia Extrema/Ruptura de línea de transmisión de 500kV de Chilca a San Jose y Ruptura de transmisión de línea de transmisión doble terna 220 kV de Mantaro a Cotaruse en horas de la noche; Sequia del Rio Chili quedando inoperativas las CH. Charcani y la CH. La Joya.



FUENTE: Elaboración Propia

#### **4.4. ANALISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS**

Después de realizar la simulación de los 12 escenarios, donde analizamos la Central de Reserva Fría de Ilo para la cobertura de la demanda de energía en diferentes situaciones de emergencia, tenemos lo siguiente:

##### **A. RESPECTO A LA DEMANDA DE ENERGIA**

El Sistema Eléctrico Sur está conformado por los componentes eléctricos del SEIN en los departamentos de Cusco, Apurímac, Puno, Moquegua, Arequipa y Tacna.

A través de los reportes brindado por el COES, la máxima demanda total del SEIN para el año 2017 es 6723 MW (Junio 2017), mientras que la máxima demanda del Sistema Eléctrico Sur es de 1846.95 MW, lo cual representa un 27.5 % de la máxima demanda total. En donde tenemos las principales cargas especiales son en: Moquegua con 360 MW, San José con 536 MW y Socabaya con 280 MW. En todas ellas correspondientes al consumo eléctrico del sector residencial, industrial y minero; teniendo en cuenta que el sector minero es el de mayor consumo como por ejemplo, la empresa minera Cerro Verde con una demanda de energía de 180MW.

Debemos tener en cuenta que hay una planificación energética que implica vender energía a Chile, lo cual se ha considerado dentro de la simulación y esto nos genera una carga especial de 150 MW, con la construcción de una línea de transmisión de 220 kV desde Los héroes a Arica, por lo tanto nuestra demanda máxima total será de 1996.95 MW.

##### **B. RESPECTO A LA GENERACION DE ENERGIA**

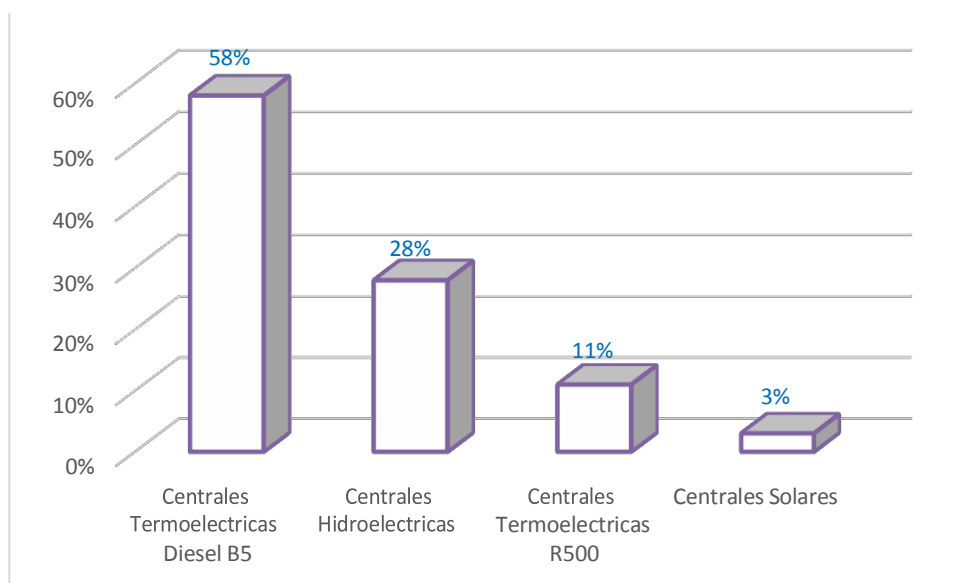
Por otro lado, las Centrales de Generación de energía en el Sistema Eléctrico Sur ofertan una generación de energía total de 2938.6 MW, de las cuales 2438.6 MW es la sumatoria de potencia efectiva que generan solo las Centrales de energía que no pertenecen a la condición de reserva fría. De esta manera el Sistema Eléctrico Sur responde ante la demanda máxima total de la Zona Sur del Perú.

Por lo que el 65.5% de la Oferta de Generación de Energía se concentra en tres Barras de Potencia que son: Barra de Potencia de Moquegua de 220kV con un total de 669.1 MW (22.8%), la Barra de Potencia de Montalvo de 500kV con un total de 629.8 MW (21.4%) y la Barra de Potencia de San José de 500kV con un total de 625.1 MW (21.3%). Así mismo la mayor concentración de la distribución y dirección del flujo de potencia se da en la Barra de Potencia de Socabaya de 220kV en el departamento de Arequipa.

Tenemos que la distribución de la potencia según el tipo de Centrales de Generación de Energía son: las Centrales Hidroeléctricas que representan el

28% de la oferta de energía, el 3% es por parte de las Centrales Solares y quedando un 69% de las Centrales Térmicas, de los cuales tenemos representadas las Centrales Termoeléctricas que usan como combustible el diésel B5 el 58%, mientras que las Centrales Termoeléctricas que usan como combustible el petróleo Residual 500, tan solo representan un 11%. De esta manera denominamos al Sistema Eléctrico Sur del tipo hidrotérmico, pero con gran proporción de generación termoeléctrica en la Zona Sur.

Grafico N°03: Distribución porcentual de la Oferta de Energía del Sistema Eléctrico Sur.



*Fuente: Elaboración propia.*

### C. RESPECTO A LA RESERVA

En el escenario en condiciones normales de operación del Sistema Eléctrico Sur se tiene una oferta de energía de 2254.6 MW y una reserva de 941.99 MW, lo cual sin la presencia de la Central de Reserva fría de 500 MW en la zona solo se tendría un margen de reserva del 19.6% (541.99 MW).

Es así que hacemos la comparación de las condiciones anteriores con el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, el cual es 23.45%, entonces se puede estimar que sin la presencia de la Central Térmica de Reserva fría, las condiciones de un margen de reserva del Sistema Eléctrico Sur no cumplirían con el porcentaje requerido por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

### D. RESPECTO AL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO SUR

Tenemos en el primer escenario de condición normal de operación una oferta de generación total de 2254.6 MW, con suministros de energía por parte de la Central Térmica de Chilca (100MW) y la Central Hidroeléctrica de Mantaro (210 MW), se tiene

una reserva total de 1299.64 MW lo que representa un total porcentual de 41.35%. Por lo que se tiene en cuenta que en caso de no tenerse presente la Central Térmica de Reserva Fría de Ilo de 500MW, la reserva de generación es de 680MW, lo que representa el 24.28%. Debido a esto se puede afirmar que en condiciones de operación normal la Central de Reserva Fría de Ilo justifica e incluso sobrepasa su presencia al valor de la reserva requerida.

En el siguiente cuadro 11, se muestran los escenarios que están sin conexión a la barra de Chilca de 500kV y barra de Mantaro de 220 kV y donde gracias a la acción de la Central de reserva se cubre la demanda afectada, asimismo se toma en cuenta la reserva de las centrales de Puerto Bravo y Nodo Energético, ya que ellos no trabajan al 100% de su capacidad con lo cual se demuestra que la presencia de la Central de Reserva Fría es justificable para darle confiabilidad y sostenibilidad al sistema.

**CUADRO N° 11:** Balance de Potencia y determinación de porcentaje de Reserva

	<b>OFERTA (MW)</b>	<b>DEMANDA (MW)</b>	<b>RESERVA (MW)</b>	<b>% DE RESERVA</b>	<b>OFERTA TOTAL (MW)</b>
<b>Escenario N°2</b>	2485.6	1996.95	488.65	23.2	2938.6
<b>Escenario N°3</b>	2423.6	1996.95	426.65	20.3	2938.6
<b>Escenario N°4</b>	2347.9	1996.95	350.95	16.7	2938.6
<b>Escenario N°5</b>	2322.8	1996.95	325.85	15.5	2938.6
<b>Escenario N°6</b>	2432.5	1996.95	435.55	20.7	2938.6
<b>Escenario N°7</b>	2305.4	1996.95	308.45	14.6	2938.6
<b>Escenario N°8</b>	2394.4	1996.95	397.45	18.9	2938.6
<b>Escenario N°9</b>	2296.5	1996.95	299.55	14.2	2938.6
<b>Escenario N°10</b>	2386.9	1996.95	389.95	18.5	2938.6
<b>Escenario N°11</b>	2293.2	1996.95	296.25	14.1	2938.6
<b>Escenario N°12</b>	2274.1	1996.95	277.15	13.2	2938.6

*Fuente: Elaboración Propia*

# **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES

### Se concluye que:

- La Central Térmica de Reserva Fria de Ilo de 500 MW, está acoplada a la barra de Moquegua de 220kV, que opera con Diesel B5 como combustible y está preparada para su funcionamiento con gas natural. Cuando ésta central va a plena carga, su eficiencia de planta es 60.73%, mientras que su heat rate es igual a 48.21gal/MWh y con un costo variable de combustible de 178.76 U\$/MWh.
- A partir de los datos estadísticos de demanda obtenidos por OSINERGMIN, se determinó la máxima demanda del Sistema Eléctrico Sur el cual es de 1996.95 MW, mientras que la oferta de generación de manera aislada al SEIN es de 2938.6 MW, de los cuales debemos considerar 500 MW pertenecientes a la generación de la Central de Reserva Fría de Ilo.
- Se ha elaborado el esquema modelo del comportamiento de las condiciones de operación a través del Programa Software Power World Simulator, a través de un circuito de tan solo 13 barras de Potencia, las cuales fueron seleccionadas estratégicamente para la ubicación de las centrales de generación y las demandas resumidas. La opción de simulación obedece al despacho económico del tipo hidrotermico en función a la opción de costos de operación de cada central de energía y en flujo óptimo de potencia.
- La simulación consistió en la elaboración de 12 escenarios de comportamiento de operación y suministro en función a las condiciones de Normal, Alerta, Emergencia y Emergencia extrema. Estas condiciones simulan el comportamiento del sistema eléctricos Sur ante diversas opciones de indisponibilidad de algunas centrales, ya sea por mantenimiento programado, ruptura de línea de trasmisión, alguna falla o efecto climatológicos.
- De acuerdo a la simulación realizada de las diversas condiciones de operación, se justifica la presencia de la Central Térmica de Reserva Fría de Ilo de 500 MW en el Sistema Eléctrico Sur, logrando así una confiabilidad en el sistema y una cobertura al 100% de la demanda sin presentarse un déficit de energía.

## RECOMENDACIONES

- Con la finalidad de mejorar la simulación se debería hacer la compra de la versión empresarial del Software Power World Simulator, ya que solo se utilizó la versión educativa, el cual admite tan solo 13 barras de potencia, a diferencia de la versión empresarial que permite 1800 barras de potencia. Es por eso que, debido al costo se optó por la versión educativa ajustando los datos de manera estratégica para su simulación, recomendándose hacer una investigación con mayor análisis en la versión empresarial, ajustándolo a una escala muy real.
- Por otro lado, tener en cuenta que cada línea de transmisión es un estudio muy aparte, ya que internamente tiene reactancias, admitancias y susceptancias debido a estos parámetros existirá un factor de pérdidas técnicas por transmisión, en los diversos comportamientos de los escenarios de simulación se han presentado mayor pérdida de transmisión como por ejemplo en la línea de Montalvo a Moquegua.
- Se recomienda hacer el estudio y simulación de la importancia de tener la Central Térmica de Reserva Fría de Eten, asimismo hacer una simulación acerca del comportamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional proyectando una máxima demanda nacional y venta de energía a otros países cercanos.
- Se recomienda afianzar más los estudios de simulación de este tipo dentro de las diversas líneas de investigación de la E.A.P. de Ingeniería en Energía, que es una línea de Investigación no muy desarrollada en el Perú, referente a los Sistemas Eléctricos de Potencia.



**REFERENCIAS  
BIBLIOGRAFICAS**

## **FUENTES BIBLIOGRAFICAS**

- COES - SINAC. “Situación Actual y Perspectivas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”. Perú. 2017. 26 pag.
- COES-SINAC. “Estudio de verificación de reserva firme objetivo (MRFO) del SEIN periodo 2017-2020”. Perú. 2017. 46 pag.
- COES-SINAC.” Informe de operación anual del SEIN 2016”. Perú.2016. 23pag.
- GUEVARA CHINCHAYAN, Robert. “Modulo I: Curso Plantas Generadoras de Potencia”. Universidad Nacional del Santa. Perú. 2014. 250 p
- HAMEK. “Estudio de determinación de la potencia efectiva y rendimiento en la central térmica de Reserva Fría de Ilo”. Perú. 2015. 37 pag.
- OSINERGMIN. “Anuario Estadístico 2015”. Perú. 2015. 424 pag.
- OSINERGMIN. “Boletín Anual”. Perú. 2015. 75 pag.
- OSINERGMIN. “Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico”. 2016. 210 pag.
- OSINERGMIN. “Informe para la publicación de resolución que fija los precios en barra periodo 2017-2018”. Perú. 2017. 360 pag.
- PROINVERSION. “Proyecto de Instalación de Reserva Fría de Generación”. Perú. 2013. 10 pag.
- SMA. Guía de aspectos ambientales relevantes para centrales termoeléctricas, Chile, 2014. 25 pag.

## **FUENTE DE TESIS**

- ALAN ARIAS, Allison Nery. “Planeamiento Estratégico Del Sector De Distribución De Energía Eléctrica”. Pontificia Universidad católica del Perú. Perú. 2017. 95 pag.
- BALAREZO VALDEZ, Joaquín. “Planeamiento Estratégico Del Sector De Generación De Energía Eléctrica Del Perú”, Pontificia Universidad católica del Perú. Perú. 2014. 80 pag.
- GRECO, Gustavo Daniel. “Valoración de la confiabilidad de sistemas de suministros de energía eléctrica interconectados considerando las restricciones más relevantes de la red de transporte”. Universidad Nacional de San Juan. Argentina. 2000. 121 pag.
- VASQUEZ MARTINEZ, Ernesto. “Diagnóstico de ubicación de fallas en Sistema Eléctricos de Potencia”. Universidad de Nueva León. México .2010. 40pag.
- Vega More y Flores Villa. “Análisis De La Demanda De Energía En Condiciones De Emergencia De La Zona Norte Piura-Tumbes Mediante La Central De Reserva Fría De Talara De 200 MW” Universidad Nacional del Santa. Perú. 2014. 180 pag.

# ANEXOS

# Anexo 1: Centrales Hidráulicas

## Anexo 1.1: Reporte técnico Central Hidráulica Santa Teresa



### CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA (91 MW)

DENOMINACIÓN	CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA	
EMPRESA CONCESIONARIA	LUZ DEL SUR S.A.A.	
TECNOLOGÍA	Generación Hidráulica	
UBICACIÓN	Cuzco Urubamba Machupicchu 2 438 msnm	
DATOS TÉCNICOS DE CENTRAL	Potencia Instalada: 91 MW Tipo de Central: Hidráulica de Embalse Número de Unidades de Generación: 2 Turbinas Salto Bruto: 186,8 m Caudal Nominal: 61 m <sup>3</sup> /s Recurso Hídrico: Río Vilcanota Casa de Máquinas: En caverna	
DATOS TÉCNICOS DE TURBINA	Turbina G1 Tipo de Turbina: Francis Vertical Potencia Nominal: 49 MW Caudal Nominal: 30,5 m <sup>3</sup> /s	Turbina G2 Tipo de Turbina: Francis Vertical Potencia Nominal: 49 MW Caudal Nominal: 30,5 m <sup>3</sup> /s
DATOS TÉCNICOS DE GENERADOR	Potencia: 45,5 MW Tensión de Generación: 13,8 kV Factor de Potencia: 0,9	Potencia: 45,5 MW Tensión de Generación: 13,8 kV Factor de Potencia: 0,9
DATOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADOR	Potencia: 3x40 MVA Nivel de Tensión: 13,8/220 kV	
DATOS DE CONTRATO	Tipo de contrato: Proceso Licitado por PROINVERSIÓN Firma de Contrato: 23.02.2011 Porcentaje "T" ofertado: 15% Puesta en Operación Comercial (POC): 01.09.2015	
INFORMACIÓN RELEVANTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>La central aprovecha las aguas del río Vilcanota, previamente turbinadas en la C.H. Machupicchu; utilizando el desnivel de 186 m. entre el vertedero de la cámara de descarga de la C.H. Machupicchu y la casa de máquinas en caverna de la C.H. Santa Teresa.</li> <li>Está ubicada aguas abajo del cruce del puente Camilluchayoc, en la margen derecha del río Vilcanota, a 1 km del poblado de Ccollpani.</li> <li>La central se conecta a la S.E. Suriray, construida como parte de la L.T. 220 kV Machupicchu-Abancay-Cotaruse (CTM).</li> <li>Por filtraciones en el proceso de carga de agua, la concesionaria optó por revestir todo el pique vertical con acero. Las obras de revestimiento del túnel ya fueron culminadas.</li> <li>Con carta COES/D/DP-1185-2015 del 09.07.2015, el COES aprueba el Estudio de Operatividad de la central.</li> <li>El 10.07.2015 se sincronizó por primera vez el generador G2, y el 17.07.2015 se sincronizó el generador G1.</li> <li>La concesionaria solicitó ampliación de plazo de la POC hasta el 31.10.2015 por razones de fuerza mayor. Esta solicitud cuenta con opinión favorable de Osinergmin.</li> <li>Osinergmin emitió opinión favorable para el otorgamiento de la Licencia de Uso de Agua.</li> <li>El avance de las obras es 100%.</li> <li>Con carta COES/D/DP-1409-2015 del 31.08.2015, el COES aprueba la Operación Comercial de la C.H. Santa Teresa con una potencia efectiva de 99,71 MW, a partir de las 00:00 horas del 01.09.2015.</li> <li>El monto a invertirse es de aproximadamente 154,5 MM US\$.</li> </ul>	



Plano de Ubicación



Túnel de Descarga



Cámara de Carga



Válvula Estérica Grupo N° 1

## Anexo 1.2: Reporte Técnico Central Hidráulica Machu Picchu II



### CENTRAL HIDROELÉCTRICA MACHUPICCHU II (OPERANDO)

DENOMINACIÓN	C.H. MACHUPICCHU II
EMPRESA CONCESIONARIA	EGEMSA
TECNOLOGÍA	Generación Hidráulica
UBICACIÓN	Departamento: Cusco Provincia: Urubamba Distritos: Machupicchu Altitud: 2 070 msnm
DATOS TÉCNICOS DE CENTRAL	Potencia Instalada: 102 MW Número de Unidades de Generación: 1 Turbina Salto Neto: 356,2 m Caudal Nominal: 31,0 m <sup>3</sup> /s Recurso Hídrico: Río Urubamba (llamado Vilcanota) Casa de Máquinas: Subterráneo
DATOS TÉCNICOS DE TURBINA	Tipo de Turbina: Francis Vertical Potencia Nominal: 101,3 MW Caudal Nominal: 31,0 m <sup>3</sup> /s Velocidad: 450 rpm
DATOS TÉCNICOS DE GENERADOR	Potencia Nominal: 120 MVA Tensión de Generación: 13,8 kV Factor de Potencia: 0,85
DATOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADOR	Tipo: Monofásico Potencia Nominal: 3 x 40 MVA + 1 x 40 MVA (reserva) Nivel de Tensión: 13,8/138 kV
DATOS DE CONTRATO	Tipo de contrato: Concesión Definitiva Firma de Contrato: 29.11.1994 Puesta en Operación Comercial (POC): 15.08.2015
INFORMACIÓN RELEVANTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>El proyecto aprovecha una curva del río Vilcanota bordeando la ciudadela de Machupicchu. Las obras de toma se ubican en el km 107 de la línea férrea Cusco-Machupicchu y la central está ubicada en el km 123 de dicha línea.</li> <li>EGEMSA otorgó a Graña y Montero S.A. la buena pro para la ejecución de las obras. La supervisión estuvo a cargo del Consorcio Supervisión C.H. Machupicchu formado por la Consultora Lahmeyer Agua y Energía de Perú y Estudios Técnicos de Colombia. Actualmente, la supervisión está a cargo del Consorcio Servicios Técnicos de Ingeniería de Consulta INTGR (Sucursal de Integral S.A. Colombia) y ENERGOPROJEKT HIDROINZENERING S.A. (Sucursal Perú).</li> <li>La central al operar en forma experimental, evacuó temporalmente la energía producida por la central a través de la LT. 138 kV Machupicchu-Cachimayo (L-1001) y LT. 138 kV Machupicchu-Quencoro (L-1002).</li> <li>La construcción de la LT. 138 kV S.E. C.H. Machupicchu II-S.E. Suriray está culminada y permitirá inyectar al SEIN la energía generada por la C.H. Machupicchu II, luego que entre en operación la LT. 220 kV Machupicchu-Abancay-Cotaruse de Consorcio Transmantaro (23.08.2015).</li> <li>Las obras conduyeron el 27.06.2015, entrando en operación experimental hasta el 28.07.2015, luego de lo cual entró en etapa de reajustes, calibraciones y mantenimiento de algunas instalaciones hasta el 15.08.2015, fecha en que tiene autorización para entrar en operación.</li> <li>Con carta COES/D/DP-1326-2015 del 13.08.2015, el COES aprueba la Puesta en Operación Comercial del Grupo N° 04 de la II fase de la C.H. Machupicchu, desde las 00:00 horas del 15.08.2015, con una potencia efectiva de 99,86 MW.</li> <li>El Monto de Inversión fue de US\$ 148,8 millones.</li> </ul>



Ubicación del Proyecto



Vista de los Desaradores



Túnel de acceso a la cámara de carga



Eje de Acoplamiento Turbina-Generador Eléctrico

## Anexo 1.3: Reporte Técnico Central Hidráulica La Joya

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

### Estudio Central Hidroeléctrica La Joya





**Nombre del Proyecto:**  
Central Hidroeléctrica La Joya

**Ubicación del Proyecto:**  
El Proyecto de la Central Hidroeléctrica La Joya se ubica según la demarcación política del país en :  
Departamento : Arequipa  
Provincia : Arequipa  
Distrito : La Joya  
Lugar : La Joya – Pozo Blanco

**Nombre del Cliente:**  
Minera Mochica Gold S.A.

**Periodo:**  
2005.

**Monto de Obra:**  
33' 031,110.00 nuevos soles.

**Descripción:**  
El Proyecto Central Hidroeléctrica La Joya de 10 MW de potencia instalada, consiste en aprovechar el potencial hidroeléctrico existente entre el canal madre La Joya (túnel 11) y el sistema de canales laterales de la irrigación de La Joya antigua y nueva.

Considera en cierta forma el reemplazo de un tramo de canal actual donde se ubican las rápidas y el mayor número de caídas, antes de entregar al sistema de riego actual.

En la etapa inicial, la central operaría con los caudales entregados al sistema de riego actual La Joya, más adelante podrá incorporar un mayor caudal, debido a los excedentes del Sistema Chili y a la entrada en operación de los nuevos embalses que EGASA viene construyendo con el apoyo de Minera Cerro Verde.

**Datos del proyecto**

- Datos Generales
- Caída Bruta : 113 m.
- Caudal de Diseño : 11 m<sup>3</sup>/s (Ampliación proyectada a 15 m<sup>3</sup>/s)
- Potencia Instalada : 10,000 KW
- Producción Anual : 70,690 MWH
- Turbinas
- Tipo : FRANCIS
- Número de Unidades: 2
- Potencia : 2 x 5,000 KW



**Anexo 1.4:** Esquema Hidráulico para el Sistema de Generación de las Centrales de CHARCANI





## Anexo 2: Centrales Termoeléctricas

### Anexo 2.1: Reporte Técnico Central Térmica Ilo Nodo energético



#### CENTRAL TERMOELÉCTRICA ILO 4-NODO ENERGÉTICO DEL SUR ILO (735 MW)

DENOMINACIÓN	CENTRAL TERMOELÉCTRICA ILO 4		
EMPRESA CONCESIONARIA	ENERSUR S.A.		
TECNOLOGÍA	Generación Termoeléctrica Dual a Gas Natural y Diésel B5		
UBICACIÓN	Departamento: Moquegua Provincia: Ilo Distrito: Ilo Altitud: 15 msnm		
DATOS DE LA TURBINA	Potencia Nominal: 3x236,67 MW Marca: SIEMENS (USA) Modelo: SGT6-5000FSee Tipo: Heavy Duty Sistema de Combustión: Dual (Diésel B5 / Gas Natural) Velocidad: 3600 rpm		
DATOS DEL GENERADOR	Marca: SIEMENS Modelo: SGen6-1000# Potencia Nominal: 3x282 MVA Factor de Potencia: 0,85 Tensión Nominal: 18 kV Frecuencia: 60 Hz Velocidad: 3600 rpm		
DATOS DEL TRANSFORMADOR	Marca: Hyosung (Korea) Potencia: 3x174/290 MVA (ONAN/ONAF) Relación de Transformación: 500/18 kV Frecuencia: 60 Hz, trifásico		
DATOS DE CONTRATO		HITOS	
Tipo de contrato	Compromiso de Inversión	EIA	17.11.2014 (ok)
Firma de Contrato	20.01.2014	Cierre Financiero	23.07.2014 (ok)
Puesta en Operación Comercial	22.10.2016	Llegada de equipos	19.12.2015 (ok)
Precio por Potencia	5 750 US\$/MW-mes	POC	22.10.2016 (ok)
<b>INFORMACIÓN RELEVANTE</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>La capacidad de la central por contrato es de hasta 600 MW, sin embargo, ENERSUR instaló 735 MW (3 turbinas a gas marca SIEMENS de 236,7 MW c/u).</li> <li>En la Etapa 1, la central operará con Diésel B5, hasta cuando se disponga de gas natural.</li> <li>El 20.05.2015, con R.M. N° 229-2015-MEM/DM el MINEM otorgó la autorización para desarrollar la actividad de generación eléctrica en la central por tiempo indefinido, con una potencia de 719,1 MW.</li> <li>Los trabajos de construcción de esta central los realizó el Consorcio Nodo Energético Ilo (TR Perú y JJC), la Línea de Transmisión (Abergoa S.A) y la Supervisión de la Obra estuvo a cargo de Cesel Ingenieros S.A.</li> <li>Se ha culminado las pruebas de Puesta en Servicio de los tres turbogeneradores de la central, con resultados satisfactorios.</li> <li>Se han concluido la construcción de 6 tanques de Diésel de 10 100 m<sup>3</sup> cada uno.</li> <li>El montaje de la L.T. 500 kV Ilo-Montalvo (164 torres) y la salida de la S.E. Montalvo, se han concluido.</li> <li>El COES aprobó el Estudio de Operatividad de la CT Ilo.</li> <li>El COES mediante documento COES/D/DP-1093-2016 del 21.10.2016, aprueba la Operación Comercial de la Central Ilo 4, a partir de las 00:00 horas del día 22.10.2016.</li> <li>Avance global es 100%.</li> <li>La inversión aproximada fue de 432,4 MM US\$.</li> </ul>			
<b>DIAGRAMA LÍNEA DE GENERACIÓN</b>			



Articulación con Gasoductos



Tanques de almacenamiento de Combustible



Instalaciones del Grupo N° 1



## Anexo 2.2: Reporte Técnico Central Térmica Reserva Fría de Ilo



### CENTRAL TERMOELÉCTRICA PLANTA ILO - RESERVA FRÍA (OPERANDO)

DENOMINACIÓN	CENTRAL TERMOELÉCTRICA PLANTA ILO		
EMPRESA CONCESIONARIA	ENERSUR		
TECNOLOGÍA	Generación Térmica a Gas		
UBICACIÓN	Departamento: Moquegua Provincia: Moquegua Distrito: Puerto de Ilo Altitud: 15 msnm		
DATOS TÉCNICOS DE CENTRAL	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>		
DATOS TÉCNICOS DE TURBINA A GAS	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)
DATOS TÉCNICOS DE GENERADOR	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
DATOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADOR	Potencia: 3x169 MVA Nivel de Tensión: 17/220 kV		
DATOS DE CONTRATO	Tipo de contrato: Contrato de Reserva Fría Firma de Contrato: 20.01.2011 Puesta en Operación Comercial (POC): 20.06.2013 Precio por Potencia: 7 190 US\$/MW mes		
INFORMACIÓN RELEVANTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>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.</li> <li>En el proyecto se han instalado tres turbinas a gas de 188 MW c/u (TG1, TG2 y TG3). Además, equipos auxiliares (bombas para diesel tratado y para agua, transformadores de excitación, módulos de enfriamiento de agua, módulos de combustible/aire atomizado), las chimeneas, los transformadores de potencia, disyuntores, generadores de emergencia.</li> <li>El proyecto incluyó la ampliación de la Subestación Ilo 2 (169 MVA; 220/17 kV) con la instalación de dos nuevas celdas de generación adicionales a la celda de reserva existente.</li> <li>ENERSUR S.A. cuenta con autorización (R.M. N° 546-2011-MEM/DM del 28.12.2011) para desarrollar la actividad de generación eléctrica en las instalaciones de la C.T. Reserva Fría de Generación - Planta Ilo.</li> <li>El COES con Carta COES/D/DP-641-2013 certificó que la Puesta en Operación Comercial de la Planta Reserva Fría Ilo fue el 20.06.2013.</li> <li>El plazo de la concesión es de veinte (20) años más el plazo de construcción. El plazo de veinte (20) años es computado desde la fecha de Puesta en Operación Comercial de la Central. El Contrato entra en vigencia desde la fecha de Cierre.</li> <li>La inversión aproximada fue de 220,4 MM US\$</li> </ul>		
<b>ESQUEMA UNIFILAR DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN</b>			



Plano de Ubicación



Vista panorámica de la construcción de la Central



Turbina a gas (TG2)



Sistema de Arranque Block Start (3x2,5 MW)



## Anexo 2.3: Reporte Técnico Central Térmica Puerto Bravo



### CENTRAL TERMOELÉCTRICA PUERTO BRAVO-NODO ENERGÉTICO DEL SUR MOLLENDINO (720 MW)

<b>DENOMINACIÓN</b>	CENTRAL TERMOELÉCTRICA PUERTO BRAVO		
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	SAMAY I S.A.		
<b>TECNOLOGÍA</b>	Generación Termoeléctrica Dual a Gas Natural y Diésel 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 (Diésel B5) Número de Unidades de Generación: 4 Turbinas a Gas (154 MW c/u-Diésel B5) / (180 MW c/u-Gas) Fuente de Energía: Diésel B5 (proyectado para Gas Natural)		
<b>DATOS DE LA TURBINA A GAS</b>	Potencia: 4 turbinas de (154 MW c/u-Diésel B5) / (180 MW c/u-Gas) Marca: General Electric		
<b>DATOS DEL GENERADOR</b>	Potencia: 4x232 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): 09.06.2016 Precio por Potencia: 6 899 US\$/MW-mes	<b>HITOS</b> EIA: 17.11.2014 Cierre Financiero: 04.12.2014 Llegada de equipos: 15.06.2015 POC: 09.06.2016	
<b>INFORMACIÓN RELEVANTE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El proyecto se ubica en el distrito de Mollendo (Arequipa) a una altura de 56,5 msnm.</li> <li>La capacidad de la central por contrato es de hasta 600 MW sin embargo, SAMAY I instaló 720 MW (4 turbinas a gas marca G.E. de 180 MW c/u).</li> <li>En la Etapa 1, operará con Diésel B5, hasta que se disponga de gas natural.</li> <li>En la Etapa 2, utilizará gas natural.</li> <li>La central tiene conexión al Terminal de combustible de Mollendo, mediante un poliducto y en el futuro (cuando se disponga de gas natural) al Gasoducto Sur Peruano.</li> <li>Se construyó con la modalidad de Contrato EPC: Posco (Central), Siemens (S.E. GIS) y Abengoa (Línea de Transmisión 500 kV y Ampliación de S.E. San José).</li> <li>Las obras de la central y la L.T. 500 kV Puerto Bravo-San José se encuentran concluidas.</li> <li>El proyecto presenta un avance global de 100%.</li> <li>Con carta COES/D/DP-570-2016, el COES aprobó la Puesta en Operación Comercial de la Central Termoeléctrica Puerto Bravo desde las 00:00 horas del 26.05.2016 con las siguientes potencias efectivas: TG1 (153,98 MW), TG2 (153,97 MW), TG3 (153,96 MW) y TG4 (153,86 MW).</li> <li>La inversión aproximada fue de US\$ 390 millones.</li> </ul>		
<b>ESQUEMA UNIFILAR DE LA CENTRAL</b> C. T. PUERTO BRAVO (720 MW)			



Zona de Ubicación



Tanque de Almacenamiento Combustible Diésel B5



Grupos Black Start (Arranque Autónomo)



Turbinas y Generadores 1, 2, 3 y 4

## Anexo 3: Centrales Solares

### Anexo 3.1: Reporte Técnico Central Panamericana Solar



#### CENTRAL PANAMERICANA SOLAR (OPERANDO)

DENOMINACIÓN	PANAMERICANA SOLAR
EMPRESA CONCESIONARIA	PANAMERICANA SOLAR S.A.C.
TECNOLOGÍA	Solar Fotovoltaica – Módulos Móviles
UBICACIÓN	Moquegua
Departamento	Moquegua
Provincia	Mariscal Nieto
Distrito	Moquegua
Altitud	1 410 msnm
DATOS TÉCNICOS	
Potencia Instalada	20 MW
Punto de Oferta	Barra Ilo ELP 138 kV
Cantidad de Módulos Fotovoltaicos	72 000 (290 W pico c/u)
Cantidad de Seguidores Solares	174
Cantidad de Centros de Transformación (C.T.)	16 (1,25 MW c/u)
Nivel de Tensión de Transformadores de C.T.	0,3/23 kV
Cantidad de Inversores	32 (625 kW c/u)
Tensión de Entrada a Inversores (1Ø)	0,5 - 0,825 kV – DC (Corriente Continua)
Tensión de Salida de Inversores (3Ø)	0,3 kV – AC (Corriente Alterna)
Factor de Planta	28,9%
DATOS DE CONTRATO	
Firma de Contrato	31.03.2010
Puesta en Operación Comercial (POC)	31.12.2012
Energía Anual Ofertada	50 676 MWh
Precio de la Energía Ofertado	21,5 Cts. US\$/kWh

**INFORMACIÓN RELEVANTE**

- La central se ubicada en el km 1.190 de la Panamericana Sur en los distritos El Algarrobal y Moquegua.
- La Central utiliza el potencial lumínico del sol para generar electricidad limpia y renovable (Los módulos fotovoltaicos capturan la potencia del sol y la transforman en electricidad).
- La central está constituida por 72 000 Módulos Fotovoltaicos de 290 W pico c/u, todos ellos de estructura metálica en acero galvanizado. La estructura está anclada sobre pilotes circulares de hormigón. La central está equipada con 174 sistemas de seguimiento solar.
- La central consta de 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1,25 MW c/u; cada C.T. está equipada con 2 Inversores de 625 kW c/u. Existen 4 Anillos en 23 kV (cada Anillo agrupa 4 C.T.); desde c/u de los 4 Anillos se alimenta al Transformador de 20 MVA (23/138 kV).
- La Concesión Definitiva de Generación se otorgó mediante Resolución Ministerial N° 272-2011-MEM/DM del 22.06.2011.
- El 08.07.2012 el MINEM mediante R.S. N° 075-2012-EM otorgó la Concesión Definitiva de Transmisión para la LT. 138 kV Planta de Generación Solar Panamericana Solar 20TS – Derivación LT. CT Ilo – S.E. Toquepala. La fecha de Puesta en Operación Comercial se modificó del 30.06.2012 al 31.12.2012.
- La Puesta en operación Comercial se dio el 31.12.2012.
- La central actualmente está entregando al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional una potencia de 16 MW.
- El periodo de generación diario es de 06:00 a 17:30 horas aproximadamente.
- Monto de Inversión: 94,588 MM US\$



Plano de Ubicación



Instalación de Módulos Fotovoltaicos



Instalación de Seguidor Solar



## Anexo 3.2: Reporte Técnico Central Tacna Solar



### CENTRAL TACNA SOLAR (OPERANDO)

<b>DENOMINACIÓN</b>	CENTRAL TACNA SOLAR
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	TACNA SOLAR S.A.C.
<b>TECNOLOGÍA</b>	Solar Fotovoltaica – Módulos Móviles
<b>UBICACIÓN</b> Departamento Provincia Distrito Altitud	Tacna Tacna Tacna 560 msnm
<b>DATOS TÉCNICOS</b> Potencia Instalada Punto de Oferta Cantidad de Módulos Fotovoltaicos Cantidad de Seguidores Solares Cantidad de Centros de Transformación (C.T.) Nivel de Tensión de Transformadores de C.T. Cantidad de Inversores Tensión de Entrada a Inversores (1Ø) Tensión de Salida de Inversores (3Ø) Factor de Planta	20 MW Barra Los Héroes 66 kV 74 988 (290 W pico c/u) 182 16 (1,25 MW c/u) 0,3/23 kV (1,25 MVA) 32 (625 kW c/u) 0,5 - 0,825 kV – DC (Corriente Continua) 0,3 kV – AC (Corriente Alterna) 26,9%
<b>DATOS DE CONTRATO</b> Firma de Contrato Puesta en Operación (POC) Energía Anual Ofertada Precio de la Energía Ofertado	31.03. 2010 31.10.2012 47 196 MWh 22,5 Cvs. US\$/kWh
<b>INFORMACIÓN RELEVANTE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La central está constituida por 74 988 Módulos Fotovoltaicos de 290 W pico c/u, todos ellos de estructura metálica en acero galvanizado. La estructura está anclada sobre pilotes circulares de hormigón. La Central está equipada con 182 sistemas de seguimiento solar.</li> <li>La central consta de 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1,25 MW c/u; cada C.T. está equipada con 2 Inversores de 625 kW c/u. Existen 4 Anillos en 23 kV (cada Anillo agrupa 4 C.T.). Desde c/u de los 4 Anillos se alimenta al Transformador de 20 MVA (23/66 kV).</li> <li>La línea de transmisión 66 kV (5,4 km) conecta la C.S. Tacna (S.E. Parque Solar) con la S.E. Los Héroes del SEIN.</li> <li>Mediante R.M. N° 299-2011-MEM/DM del 04.07.2011 se otorgó la Concesión Definitiva de Generación.</li> <li>Con R.S. N° 025-2012-EM del 08.02.2012 se otorgó Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de transmisión eléctrica a favor de GTS Tacna Solar S.A.C.</li> <li>Mediante R.M. N° 231-2011-MEM/DM del 11.05.2011, se autorizó la modificación de Contrato, estableciendo como nueva fecha para la Puesta en Operación Comercial para el 31.10.2012.</li> <li>La Puesta en Operación Comercial se dio el 31.10.2012.</li> <li>La C.S. Tacna actualmente está entregando al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional una potencia de 16 MW.</li> <li>El periodo de generación diario es de 06:00 a 17:30 horas aproximadamente.</li> <li>Monto de Inversión: 94,6 MM US\$</li> </ul>
<b>ESQUEMA UNIFILAR DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN</b> ANILLO - 1	



Plano de Ubicación



Módulos Solares Instalados



Seguidor Solar



### Anexo 3.3: Reporte Técnico Central Repartición Solar



#### CENTRAL SOLAR REPARTICIÓN 20T (OPERANDO)

<b>DENOMINACIÓN</b>	CENTRAL SOLAR REPARTICIÓN 20T
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	GRUPO T SOLAR GLOBAL S.A.
<b>TECNOLOGÍA</b>	Solar Fotovoltaica – Módulos Fijos
<b>UBICACIÓN</b>	Arequipa Caylloma La Joya 1 187 msnm
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	Potencia Instalada: 20 MW Punto de Oferta: Barra de Repartición 138 kV Cantidad de Módulos Fotovoltaicos: 55 704 (Módulos de 350, 370, 390 y 410 W) Cantidad de Centros de Transformación: 16 (1 250 kW c/u) Nivel de Tensión de Transformadores Secos: 0,3/23 kV-1,4 MVA Cantidad de Inversores: 32 (625 kW c/u) Tensión de Entrada a Inversores (1Ø): 0,5 - 0,825 kV – DC (Corriente Continua) Tensión de Salida de Inversores (3Ø): 0,3 kV – AC (Corriente Alterna) Factor de Planta: 21,4%
<b>DATOS DE CONTRATO</b>	Firma de Contrato: 31.03. 2010 Puesta en Operación Comercial (POC): 31.10.2012 Energía Anual Ofertada: 37 440 MWh Precio de la Energía Ofertado: 22,3 Cvs. US\$/kWh
<b>INFORMACIÓN RELEVANTE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La central está constituida por 55 704 módulos fotovoltaicos de capa fina con potencias de 350, 370, 390 y 410 W, todos ellos orientados hacia el Norte y con una inclinación de 15° sobre la horizontal.</li> <li>La central consta de 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1,25 MW c/u; cada C.T. está equipada con 2 Inversores de 625 kW c/u. Existen 2 Anillos en 23 kV (Anillos 1 y 2, cada Anillo agrupa 8 C.T.) Desde c/u de los 2 Anillos se alimenta al Transformador de 20 MVA (23/138 kV).</li> <li>La radiación solar máxima en la zona del proyecto, esto es, en la localidad de San José es de 724 W/m<sup>2</sup>.</li> <li>Mediante R.M. N° 243-2011-MEM/DM del 23.05.2011 se otorgó la Concesión Definitiva de Generación.</li> <li>Con R.S. N° 035-2012-EM del 23.02.2012 se otorgó la Concesión Definitiva de Transmisión, ambas a favor de GTS Majes S.A.C.</li> <li>Mediante R.M. N° 228-2012-MEM/DM se aprobó la modificación de la Puesta en Operación Comercial del 30.06.12 al 31.10.2012.</li> <li>La Puesta en operación Comercial se dio el 31.10.2012.</li> <li>La central actualmente está entregando al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional una potencia de 20 MW (al medio día).</li> <li>El periodo de generación diario es de 06:30 a 17:30 horas aproximadamente.</li> <li>Monto de Inversión: 73,5 MM US\$</li> </ul>
<b>ESQUEMA UNIFILAR DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN</b>	



Plano de Ubicación



Instalación de Módulos Fotovoltaicos



Circuito de Salida (A.C.) de Inversores (3Ø)



Transformador de Potencia 20 MVA, 23/138 kV

Diagrama de carga del día 24/08/12

### Anexo 3.4: Reporte Técnico Central Solar Moquegua Solar



#### CENTRAL SOLAR MOQUEGUA FV

<b>DENOMINACIÓN</b>	MOQUEGUA FV
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	MOQUEGUA FV S.A.C.
<b>TECNOLOGÍA</b>	Solar Fotovoltaica – Módulos Móviles
<b>UBICACIÓN</b>	Moquegua Mariscal Nieto Moquegua 1 410 msnm
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	Potencia Instalada: 16 MW Punto de Oferta: Barra 138 kV S.E. Ilo ELP Barra de Conexión: Barra de 23 kV - S.E. Panamericana Solar Cantidad de Centros de Transformación (C.T.): 16 (1 250 kVA c/u) Nivel de Tensión de Transformadores de C.T.: 0,3/23 kV Cantidad de Inversores: 26 (24 x 625 kW + 2 x 500 kW) Tensión de Entrada a Inversores (1Ø): 0,5 - 0,825 kV – DC (Corriente Continua) Tensión de Salida de Inversores (3Ø): 0,3 kV – AC (Corriente Alterna) Factor de planta: 30,5%
<b>DATOS DE CONTRATO</b>	Firma de Contrato: 30.09.2011 Puesta en Operación Comercial (POC): 31.12.2014 Energía Anual Ofertada: 43 000 MWh Precio de la Energía Ofertado: 11,99 Ctsv. US\$/kWh
<b>INFORMACIÓN RELEVANTE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La central utiliza el potencial lumínico del sol para generar electricidad limpia y renovable (Los módulos fotovoltaicos capturan la potencia del sol y la transforman en electricidad).</li> <li>La central está ubicada en el km 1 190 de la Panamericana Sur.</li> <li>La central está constituida por Módulos Fotovoltaicos de 280 W pico c/u, instalados sobre estructuras metálicas en acero galvanizado. La estructura está anclada sobre pilotes circulares de hormigón. La central está equipada con sistemas de seguimiento solar. El seguidor solar de un eje horizontal consta de una serie de vigas de torsión orientadas en dirección Norte-Sur sobre las que se encuentran montados los módulos solares fotovoltaicos en filas.</li> <li>La central consta de 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1 250 kVA c/u.</li> <li>Mediante Resolución Directoral N° 348-2012-MEM/AAE (21.12.2012) se aprobó la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de la central.</li> <li>El 31.10.2012 con R.M. 496-2012-MEM/DM se aprobó la concesión definitiva de generación de energía eléctrica.</li> <li>El Estudio de Pre Operatividad se aprobó mediante Carta COES/D/DP-761-2011 (13.12.2011).</li> <li>El 03.10.2013 se otorgó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en la L.T. 22,9 kV S.E. Moquegua FV-S.E. Panamericana Solar mediante la R.S. 062-2013-EM.</li> <li>Mediante Oficio N° 1415-2014-MEM/DGE del 26.08.2014 se establece extender la fecha POC hasta el 31.03.2015.</li> <li>El inicio de obra se realizó en el segundo trimestre del 2014.</li> <li>Con carta COES/D/DP-1754 el COES certificó el inicio de operación comercial de la central a partir del 31.12.2014.</li> <li>La inversión del proyecto es de 43 MM US\$.</li> </ul>
<b>ESQUEMA ELÉCTRICO DE LA CENTRAL</b>	



Plano de Ubicación



Módulos fotovoltaicos instalados



Vista de los módulos instalados



Vista del conexionado del inversor

### Anexo 3.5: Reporte Técnico Central Solar Majes Solar



#### CENTRAL MAJES SOLAR 20T (OPERANDO)

<b>DENOMINACIÓN</b>	CENTRAL MAJES SOLAR 20T
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	GRUPO T SOLAR GLOBAL S.A.
<b>TECNOLOGÍA</b>	Solar Fotovoltaica – Módulos Fijos
<b>UBICACIÓN</b>	Departamento: Arequipa Provincia: Caylloma Distrito: Majes Altitud: 1 680 msnm
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	Potencia Instalada: 20 MW Punto de Oferta: Barra de Repartición 138 kV Cantidad de Módulos Fotovoltaicos: 55 704 (Módulos de 350, 370, 390 y 410 W) Cantidad de Centros de Transformación: 16 (1 250 kW c/u) Nivel de Tensión de Transformadores Secos: 0,3/23 kV (1,4 MVA) Cantidad de Inversores: 32 (625 kW c/u) Tensión de Entrada a Inversores (1 $\phi$ ): 0,5 - 0,825 kV– DC (Corriente Continua) Tensión de Salida de Inversores (3 $\phi$ ): 0,3 kV– AC (Corriente Alterna) Factor de Planta: 21,5%
<b>DATOS DE CONTRATO</b>	Firma de Contrato: 31.03.2010 Puesta en Operación Comercial (POC): 31.10.2012 Energía Anual Ofertada: 37 630 MWh Precio de la Energía Ofertada: 22,25 Ctsv US\$/kWh



Plano de Ubicación



Disposición Final de Módulos Fotovoltaicos

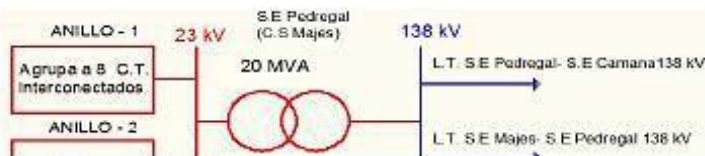
**INFORMACIÓN RELEVANTE**

- La central está constituida por 55 704 módulos fotovoltaicos de capa fina con potencias de 350, 370, 390 y 410W, todos ellos orientados hacia el Norte y con una inclinación de 15° sobre la horizontal.
- La central consta de 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1,25 MW c/u; cada C.T. está equipada con 2 Inversores de 625 kW c/u. Existen 2 Anillos en 23 kV (Anillos 1 y 2, cada Anillo agrupa 8 C.T.). Desde c/u de los 2 Anillos se alimenta al Transformador de interconexión al SEIN de 20 MVA (23/138 kV).
- La radiación solar máxima en la zona del proyecto, esto es, en las Pampas de Majes es de 724 W/m<sup>2</sup>.
- Mediante R.M. N° 244-2011-MEM/DM del 23.05.2011 se otorgó la Concesión Definitiva de Generación, a favor de GTS Majes S.A.C.
- Con R.S. N° 020-2012-EM del 02.02.2012 se otorgó la Concesión Definitiva de Transmisión, a favor de GTS Majes S.A.C.
- La S.E. Majes Solar (S.E. Pedregal) alimenta a la Barra Principal de 138 kV. A dicha Barra llega la LT. 138 kV S.E. Majes (SEIN) - S.E. Majes Solar; y de dicha Barra parte la LT. 138 kV S.E. Majes Solar (138 kV) - S.E. Camaná (SEIN).
- Mediante R.M. N° 227-2012-MEM/DM se aprobó la modificación de la Puesta en Operación Comercial del 30.06.12 al 31.10.2012.
- La Puesta en operación Comercial se dio el 31.10.2012.
- La C.S. Majes actualmente está entregando al Sistema Interconectado Nacional una potencia de 20 MW (al medio día).
- El periodo de generación diario es de 06:30 a 17:30 horas aproximadamente.
- Monto de Inversión: 73,6 MM US\$



Centro de Transformación de Corriente Continua a Corriente Alterna

**ESQUEMA UNIFILAR DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN**



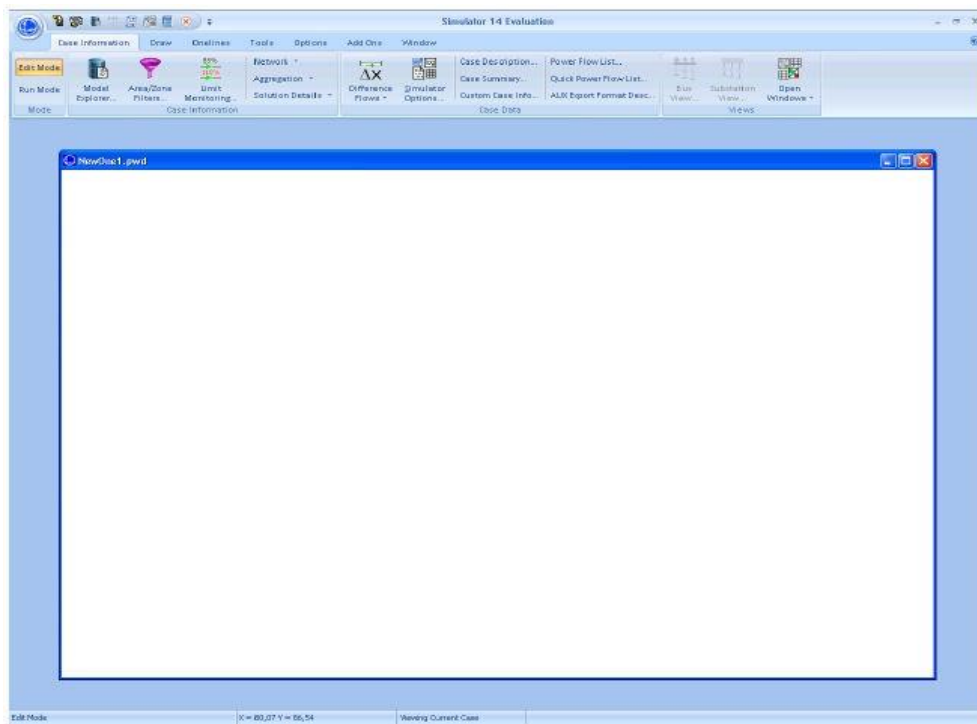
Transformador de Potencia 20 MVA, 23/138 kV (S.E. Central)



## Anexo 4: Software Power World Simulator

### Anexo 4.1: Ventana para trabajar un nuevo caso

Para crear un nuevo caso (archivo nuevo), se debe elegir *New Case* después de seleccionar el círculo azul de la esquina superior izquierda. Luego de que se seleccione *New Case* aparecerá ventana de trabajo como se muestra en la figura

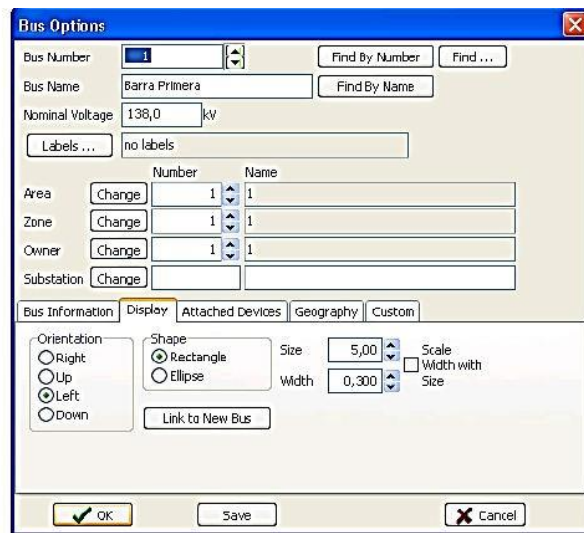


Una vez que se selecciona un caso nuevo o un caso ya existe se habilitan todas las opciones del símbolo de *PowerWorld* (círculo azul) que es como la opción de *File* o *Archivo* de ediciones anteriores.



#### Anexo 4.2: Ventana para la colocación de una barra nueva

Uno de los componentes más importantes son las barras o buses. Para agregar una barra se debe seleccionar el botón *Network* de la barra de dibujo y luego escoger la opción de bus. Una vez seleccionado, se debe dar clic izquierdo en el lugar donde se desea colocar la barra.

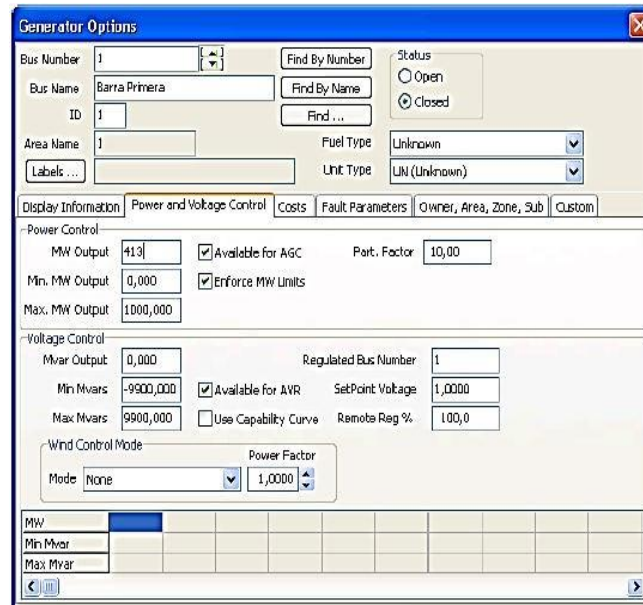


Se debe darle clic derecho a la casilla de *System Slack Bus* para seleccionarla (aparecerá un check para indicar que se seleccionó). *Slack Bus* se utiliza para asegurar que el sistema tiene suficiente generación para abastecer la carga. En esta sección también se selecciona el voltaje y ángulo de la barra en p.u. Se escogerá el valor de 1 p.u. con ángulo de cero. Después se debe darle clic al botón de *Ok* para aceptar todos los cambios.

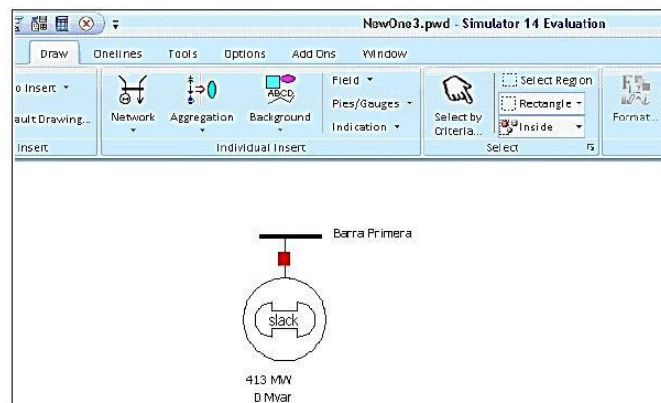


### Anexo 4.3: Ventana para la colocación de un generador

Para agregar un generador, se debe seleccionar el botón de *Network* y escoger *Generator*. Luego, se tiene que dar clic izquierdo en el lugar donde se desea conectar el generador (para este ejemplo darle clic en la barra primera). Una vez que se haya hecho lo anterior, aparecerá la ventana de opciones del generador que se muestra a continuación.

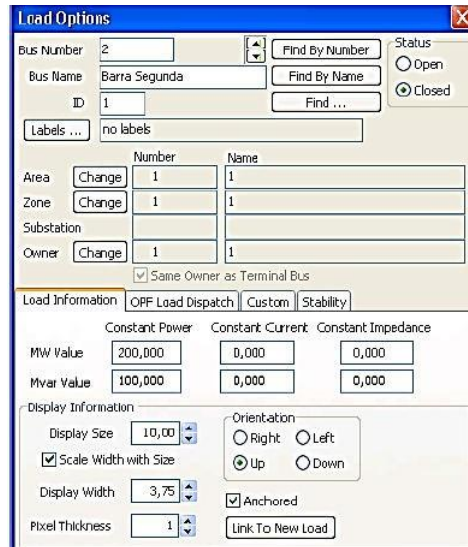


Después se pulsa el botón de *Ok* para aceptar todos los cambios. Una vez aceptados los cambios.



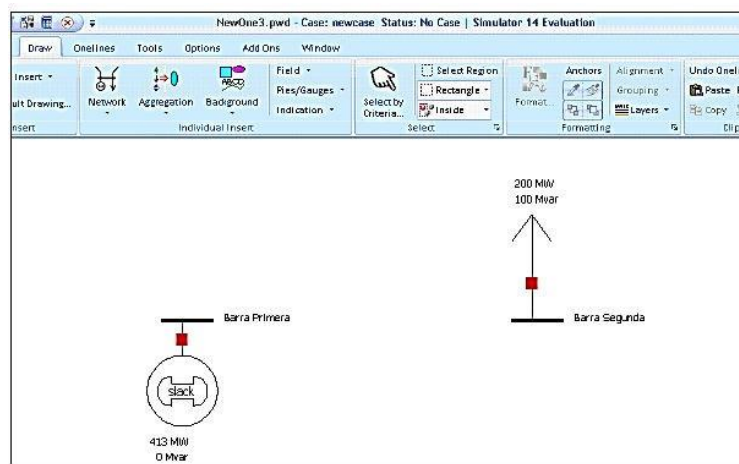
#### Anexo 4.4: Ventana para la colocación de una carga

Para dibujar la carga en el diagrama, se debe seleccionar el botón de *Network* en la barra de dibujo y escoger *Load*. Una vez realizado este paso, se debe dar clic izquierdo al lugar donde se desea colocar la carga en el diagrama, en este caso se debe de dar clic derecho a la barra segunda.



Como se puede observar de la figura anterior, se nota que los espacios de *MW Value* y *Mvar Value* se llenan automáticamente, ya que se habían elegido antes en la barra. También se pueden llenar estos espacios de forma manual con la potencia que se desea.

En la parte de *Orientation* se elige la opción de Arriba (*Up*), y se le da *Ok*. Para mover los objetos al lugar que se desea, se deben seleccionar todos los objetos, y mantener el botón derecho del *mouse* pulsado y arrastrarlos hasta donde se desea.

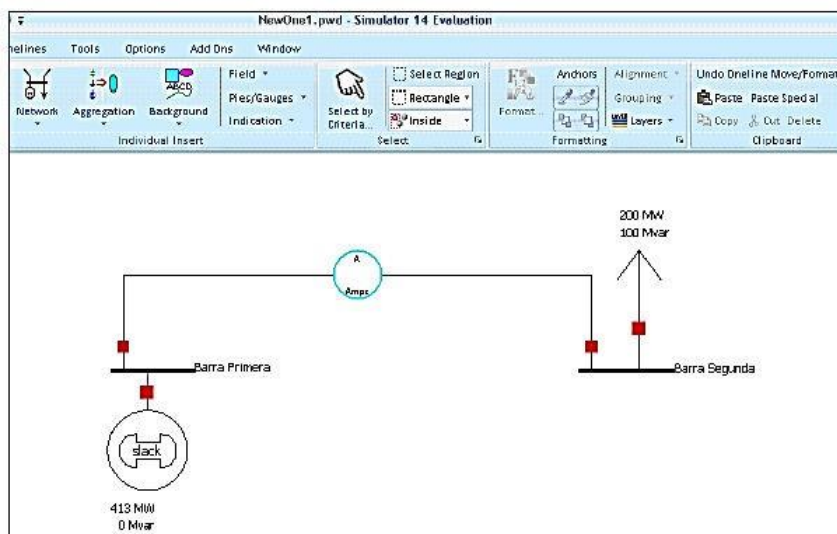


#### Anexo 4.5: Ventana para la colocación de una línea de transmisión

Para ingresar una línea de transmisión, se selecciona el botón de *Network* y se escoge la opción *Transmission Line* de la barra de dibujo. Se debe dar clic derecho para seleccionar el punto donde la nueva línea empezará. Para este ejemplo, se empezará la línea en la Barra Primera. La línea se moverá de acuerdo al *mouse* (no es necesario mantener ningún botón pulsado), con un clic izquierdo se corta la línea para facilidad de dibujo.

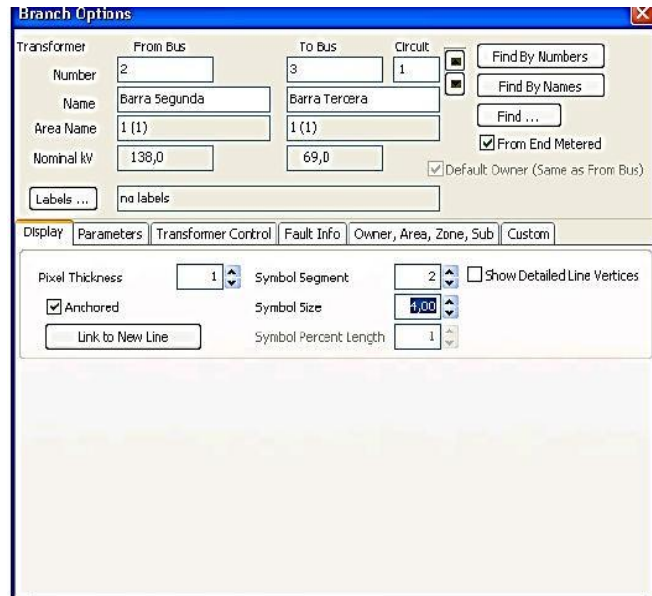
Cuando se haya seleccionado el punto donde la línea termina se debe dar doble clic izquierdo para terminar el dibujo de la línea y para que aparezca la ventana de opciones de la línea que se presenta en la figura

Limit	Value
Limit A	1000
Limit B	0,000
Limit C	0,000
Limit D	0,000
Limit E	0,000
Limit F	0,000
Limit G	0,000
Limit H	0,000



#### Anexo 4.6: Ventana para la colocación de un transformador

Para ingresar un transformador se selecciona el botón de Network y se escoge la opción *Transformer* de la barra de dibujo. Para ingresar un transformador, primero se debe ingresar una barra con un diferente nivel de voltaje.



El simulador permite personalizar los objetos que se presentan en el diagrama. Para este ejemplo, es selecciona la pestaña de *Display* de la ventana de opciones del transformador y se aumenta el tamaño del símbolo a 4 como se muestra en la figura.

