



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**E. A. P. DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**UNS**

UNIVERSIDAD  
NACIONAL DEL SANTA

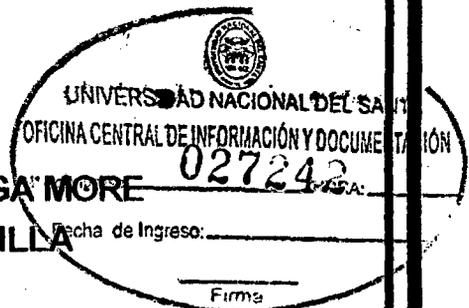
**“ANALISIS DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA  
EN CONDICIONES DE EMERGENCIA DE LA ZONA NORTE  
PIURA-TUMBES MEDIANTE LA CENTRAL DE RESERVA FRIA  
DE TALARA DE 200 MW”**

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

**AUTORES:**

**Egresado Alejandro Teodoro VEGA MORE**

**Egresado Juan Adolfo FLORES VILLA**

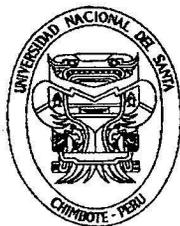


**ASESOR:**

**Mg GUEVARA CHINCHAYAN ROBERT.**

**NUEVO CHIMBOTE - PERÚ**

**2014**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**ESCUELA ACADEMICA PROFESIONAL EN ENERGIA**

**CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR**

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

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

**Título: "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 "**

**TESISTAS: Bach. FLORES VILLA JUAN ADOLFO**

**Bach. VEGA MORE ALEJANDRO TEODORO**

.....  
**MG. ROBERT GUEVARA CHINCHAYAN**

**ASESOR**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
ESCUELA ACADEMICA PROFESIONAL EN ENERGIA**

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

Damos la conformidad del presente Informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para Obtener el Grado Académico de Bachiller y el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.Nº 471-2002-CU-R-UNS); intitulado:

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

**Título: "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"**

**TESISTAS: Bach. FLORES VILLA JUAN ADOLFO  
Bach. VEGA MORE ALEJANDRO TEODORO**

Revisado y Evaluado por el siguiente Jurado Evaluador:

.....  
Mg. Gilmer Lujan Guevara  
Presidente

.....  
Mg. Amancio Rojas Flores  
Secretario

.....  
Mg. Robert Guevara Chinchayán  
Integrante

## INDICE

INDICE

RESUMEN

ABSTRACT

<b>CAPITULO I: INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
1.1 Realidad Problemática	2
1.2 Antecedentes	3
1.3 Descripción del lugar donde se ha realizado el estudio	5
1.4 Justificación	10
1.5 Hipótesis	11
1.6 Objetivos	11
<b>CAPITULO II: MARCO TEORICO</b>	<b>12</b>
2.1 Centrales de Generación de Energía	13
2.2 Tecnología de las Centrales de Generación de Energía	18
2.3 Condiciones de operación de la generación de energía	37
2.4 Despacho y operación económica	47
2.5 Reserva de generación	59
2.6 Definición de estado de un Sistema Eléctrico de Potencia	72
<b>CAPITULO III: MATERIALES Y METODOS</b>	<b>81</b>
3.1 Materiales	82
3.2 Método de Investigación	90

<b>CAPITULO IV: CALCULOS Y DISCUSION DE RESULTADOS</b>	<b>93</b>
4.1 Determinación de las características de las Centrales de Energía	94
4.2 Balance de Energía	101
4.3 Comportamiento de los escenarios	102
4.4 Discusión de Resultados	115
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>119</b>
Conclusiones	120
Recomendaciones	121
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b>	<b>122</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>125</b>

## RESUMEN

En el presente informe se analiza la presencia de la Central Térmica de Reserva Fría de Talara de 200 MW en el Sistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes, en diversas condiciones de emergencia. En el Perú, como parte de su política de estrategia de la confiabilidad del sistema eléctrico interconectado nacional, se han instalado estratégicamente en diversas zonas geográficas, Centrales de Energía, que se encuentran en la condición de reserva fría, con la finalidad de operar ante eventualidades, de diverso índole, y puedan entrar a operar con la finalidad de abatir el déficit de energía y dejando además un margen de reserva de energía fría disponible.

Para el sistema eléctrico norte se han elaborado 10 escenarios, en los cuales se simula el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Norte mediante el Software Power de Sistemas Eléctricos de Potencia en la opción de flujo óptimo de potencia y despacho económico de sistemas hidrotérmicos. Se tienen condiciones: normal, alerta, extrema emergencia, restauración y 06 de emergencia.

La Central de Reserva fría en si tiene una eficiencia de planta de 36.95 % y un costo variable total elevado con un valor de 263.88 U\$/MWh; en la simulación de los escenarios establecidos en la tesis, la Central de Reserva fría justifica su presencia en el Sistema Eléctrico Norte-Piura , abasteciendo a diversos porcentajes de carga la demanda requerida.

**PALABRA CLAVE:** Reserva Fría de Generación en condiciones de emergencia..

## ABSTRACT

In this report the presence of the plant in cold reserve of 200 MW Talara in northern Piura-Tumbes Electric System is analyzed in various emergency conditions. In Peru, as part of their political strategy on the reliability of the national electricity grid, have been strategically installed in different geographical areas, Power Plants, found in the condition of cold reserve, in order to operate to contingencies, of various kinds, and can enter in order to operate abate the deficit of energy and also leaving a reserve margin of cold energy available.

Electrical system for the north 10 stages have been developed, in which the dynamic behavior of Northern Electric System by Software Power Electric Power Systems in optimal option power flow and economic dispatch of hydrothermal systems is simulated. Normal, alert, extreme emergency, emergency restoration and 06: conditions are taken.

The cold Central Reserve itself has an efficiency of 36.95% plant and total variable cost high with a value of 263.88 U\$/MWh; in the simulation scenarios set out in the thesis, the Central Reserve justifies his cold presence in the North-Piura Electric System, catering to various percentages of the required load demand.

**KEYWORD:** Cold Generation Reserve in emergency conditions

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCION**

## 1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

A diferencia de otros bienes que están en el comercio, la energía eléctrica presenta ciertas singularidades que es preciso tener presente y que actúan como condicionantes facticos en el momento de su utilización.}

De estas condicionantes, tal vez el más importante sea el hecho de que la energía eléctrica no pueda almacenarse como un bien durable , salvo que se le someta a un proceso de conversión a otra forma de energía, como por ejemplo : Energía potencial en centrales hidroeléctricas de bombeo.

Es por ello que la energía eléctrica debe ser generada en el mismo instante en que es demandada por los usuarios.

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). Además cualquiera que fuese la fuente de generación , las máquinas pueden salir de servicio durante la operación diaria ya sea por fallas imprevistas o por roturas diversas.

Es por ello que para que la gestión de un sistema eléctrico de potencia sea confiable, seguro y para mantener los más elevados estándares de calidad de servicio, se deben tener presentes estas indisponibilidades de las maquinas generadoras y el sistema deberá contar con reservas suficientes de generación, transmisión y distribución para garantizar el normal abastecimiento de la demanda y calidad del servicio.

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 Norte del Sistema Interconectado Nacional esta conformada por los departamentos de Tumbes, Piura, Cajamarca, San Martín, Amazonas, La Libertad, Lambayeque y Ancash. Esta tiene un punto neurálgico entre los departamentos de Lambayeque y Piura, 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. Se ha instalado en la mencionada zona una central Termoeléctrica de Reserva en condición de reserva fría para operar con biodiesel, con la cual a condiciones de emergencia del sistema eléctrico de esa zona ( Piura-Tumbes) debe entrar a cubrir la demanda, aunque es relativamente cara su operación (superior a 200 U\$/MWh ). Se denomina condición de emergencia , al estado de déficit de generación de energía eléctrica en relación a la demanda requerida por los centros de consumo, teniendo en cuenta para esto tomar decisiones de racionamiento con la finalidad de poder cubrir la demanda de energía de centros de producción de importancia estratégica y militares. Se desea justificar su condición de presencia en la zona y conocer si al realizar una simulación de la condición de emergencia, esta central puede satisfacer la demanda en esas condiciones, para esto formulamos el siguiente problema:

**¿EN QUE PORCENTAJE CUBRE LA CENTRAL TERMICA DE RESERVA FRIA DE TALARA DE 200 MW LA DEMANDA DE ENERGIA DE LA ZONA NORTE PIURA-TUMBES EN CONDICIONES DE EMERGENCIA?**

## **1.2 ANTECEDENTES:**

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

DIAZ AVILA, Moisés (2011) , en su tesis para optar el Grado de Magíster en Regulación de Servicios de Energía en la Pontificia Universidad católica del Perú , concluye lo siguiente:

El análisis del margen de reserva de generación del Sistema Interconectado Nacional muestra que en el pasado reciente no se ha garantizado a lo largo del tiempo un margen de reserva adecuado que reduzca la probabilidad de cortes y que al mismo tiempo sea económicamente eficiente. En el futuro las proyecciones indican que ello tampoco se lograría, principalmente en el año 2012, se ha verificado que las diversas acciones realizadas por el Estado con la finalidad de asegurar una capacidad de generación que garantice la provisión de energía eléctrica no ha brindado los resultados esperados sino por el contrario han distorsionado aún más el mercado de

generación eléctrica.

FLORES GALLO Luisa (2008) , en su tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Tecnológica de Pereira , concluye lo siguiente: La finalidad de la reserva rodante es mantener el suministro de energía eléctrica en el momento de presentarse una contingencia, esta debe estar disponible en cada momento y debe ser suficiente para garantizar un efectivo reemplazo de generación en el momento de presentarse una falla.

Entre los aspectos más importantes a tener en cuenta en la reserva rodante en un sistema de potencia es garantizar un adecuado control de generación además de hacerlo más confiable al disminuir la probabilidad de fallas permanentes ya que la reserva debe tener una capacidad de actuación casi inmediata.

LEON VELASQUEZ , Rafael (1997) , en su tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico con mención en Sistemas de Potencia concluye lo siguiente: El problema de despacho económico empieza cuando se tienen dos o más plantas generadoras, con sus límites respectivos de generación, y se tiene que abastecer cierta cantidad de demanda, que es mayor que la capacidad de cualquiera de las dos unidades, por lo tanto se cuestiona la forma de dividir la demanda entre las dos unidades para buscar un costo mínimo de operación; además intervienen otros factores como las características de la red de transmisión, la capacidad de transmisión, las pérdidas de transmisión, reserva rodante, velocidad de respuesta ante variaciones de carga en máquinas térmicas, etc.

Dentro del despacho económico es muy importante conocer el funcionamiento de las centrales generadoras y sus características que desea representar, gran parte de esta información la proporcionan las curvas características de los generadores, las cuales son trascendentes en el planteamiento de la operación económica de un sistema de potencia.

MEDINA Oscar (2013) , en su Boletín Energético para CAMMESA (Argentina) concluye lo siguiente : Un sistema eléctrico moderno debe contar con un margen importante

de reservas de generación, transmisión y distribución para ser seguro , confiable y mantener buenos estándares de calidad de servicio.

En lo que respecta generación, el autor, manifiesta que un 12 % de la potencia demandada total debería ser destinada como reservas de corto plazo, las cuales tienen que ver con la operación diaria del sistema. De este valor el 7.2 % deberá ser utilizado como reserva para regulación de frecuencia y el 4.8 % debería ser destinado como reserva operativa de 5, 10 y 20 minutos. En lo que comprende a las reservas de generación de mediano plazo , en una primera aproximación se puede decir que un 12% de la oferta total sería suficiente para cubrir más que nada el alto índice de indisponibilidad térmica el cual en promedio es de 25%.

OSINERGMIN (2013) , en su informe técnico para la determinación del margen de reserva firme objetivo y tasa de indisponibilidad fortuita concluyen lo siguiente : El margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico peruano para el periodo 2013- 2017 se determinó en un valor de 33.33 % menos el equivalente porcentual de las potencias de las centrales de Reserva Fría de Generación , conforme ingresen a operación. Así mismo la tasa de Indisponibilidad Fortuita de la central Termoeléctrica que opera como unidad de punta es de 3.55 %.

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

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

- **GENERALIDADES:**

Es un mega sistema eléctrico de potencia conformado por un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible.

EL SEIN consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas.

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. La inversión en generación, transmisión y distribución eléctrica en las áreas urbanas es principalmente privada, mientras que los recursos para la electrificación rural provienen únicamente de recursos públicos.

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) en este caso por el COES.

- **COMPONENTES:**

El parque de generación del SEIN que es despachado por el COES-SINAC, a abril del 2014 está conformado por 79 centrales, de las cuales 48 son centrales hidráulicas, 27 son centrales térmicas y 4 son centrales solares, cuya producción en conjunto representan el 53.3 %, 46.2 % y 0.5 % respectivamente, de la producción de energía eléctrica correspondiente al año 2013. En su conjunto estas centrales tienen una potencia efectiva de 7775.6 MW, de los cuales 3171.3 MW corresponden a centrales hidráulicas, 4524.3 MW a centrales térmicas y 80 MW a centrales solares.

Se compone de líneas de transmisión clasificadas según el siguiente nivel de tensión:

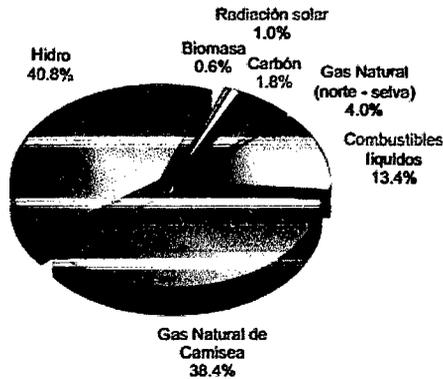
Extra Alta tensión: Igual y mayor a 500 kV

Muy Alta Tensión : 138- 220 kV

Alta Tensión: Mayor a 40 kV y Menor a 138 kV

Las unidades de generación que componen estas centrales, se basan en distintos tipos de tecnologías y distintos tipos de fuentes primaria de energía. La potencia efectiva por tipo de fuente de energía primaria, se distribuye conforme la siguiente figura:

Figura N° 1 Potencia Efectiva según tipo de fuente.

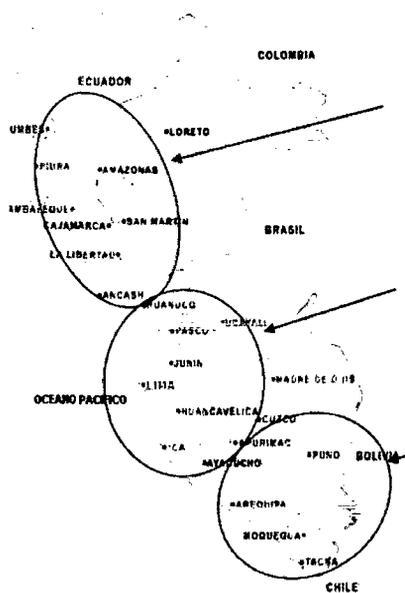


Fuente: COES

- **CONFIGURACION:**

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 trasmisión 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.

Figura N° 1 Zonas o Áreas Operativas en el SEIN



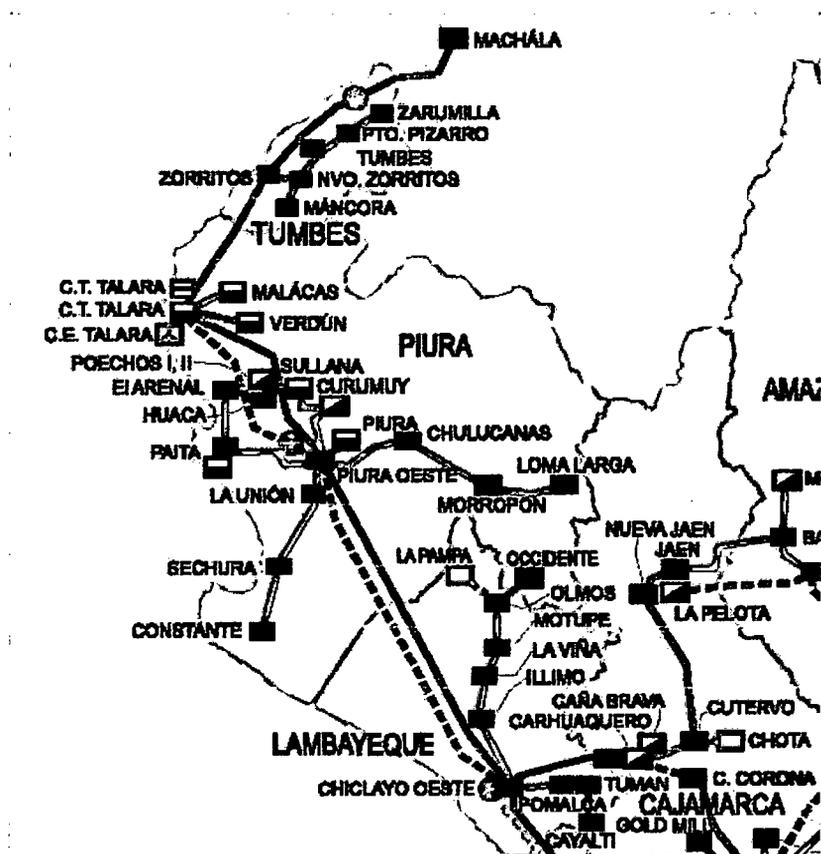
Fuente: COES

## B. SUBSISTEMA INTERCONECTADO AREA NORTE PIURA TUMBES:

- GENERALIDADES:

El Área Norte del SEIN está compuesta de subsistemas eléctricos , dentro de los cuales, el Área geográfica compuesta por las instalaciones eléctricas instaladas en los Departamentos de Piura y Tumbes conforman el Subsistema Eléctrico Norte, el cual se encuentra unido al resto del área Norte del SEIN a través de la Línea de Transmisión Piura-Chiclayo de 220 voltios.

Figura N° 2 Subsistema Eléctrico Área Norte Piura-Tumbes del SEIN



Fuente: COES

- COMPONENTES:

El universo lo conforma el Sistema Eléctrico Zona Norte del Sistema Interconectado Nacional que incluye los Departamentos de Piura y Tumbes (tal como se detalla en el anexo 2) , conformada por :

Línea de transmisión de 220 kV (Troncal principal SE Chiclayo Oeste hasta SE Zorritos)

Línea de transmisión de 220 kV (Troncal de interconexión SE Zorritos hasta SE Machala–Ecuador)

Línea de transmisión de 60 kV (SE Zorritos a SE Zarumilla y SE Tumbes)

Línea de transmisión de 60 kV( SE Piura Oeste hacia : SE Sullana , SE Loma larga , SE Caleta Constante y SE El Arenal.

Central Térmica en condiciones de Disponibilidad: CH de Poecchos I y II , CH Curumuy CT El Tablazo , CT Malacas TG4 , CT Malacas TG5 , CT Tumbes , CT Caña Brava y CE Talara.

Central Térmica de Reserva Fría Talara.

### **C. CENTRAL TERMICA DE RESERVA FRIA TALARA:**

La C.T. de Reserva Fría de Talara (TG5) cuenta con una Turbina a Gas Natural de ciclo simple y tiene una capacidad de 200 MW, que opera actualmente con combustible Diesel B5, y estará preparada para operar con Gas Natural. Esta ubicada en el Departamento de Piura, Provincia de Talara y Distrito de Pariñas , a 30 msnm y es propiedad de la Empresa EEPSA.

La potencia instalada pactada es de 200 MW (+/-15%), es decir, entre 230 MW y 170 MW.

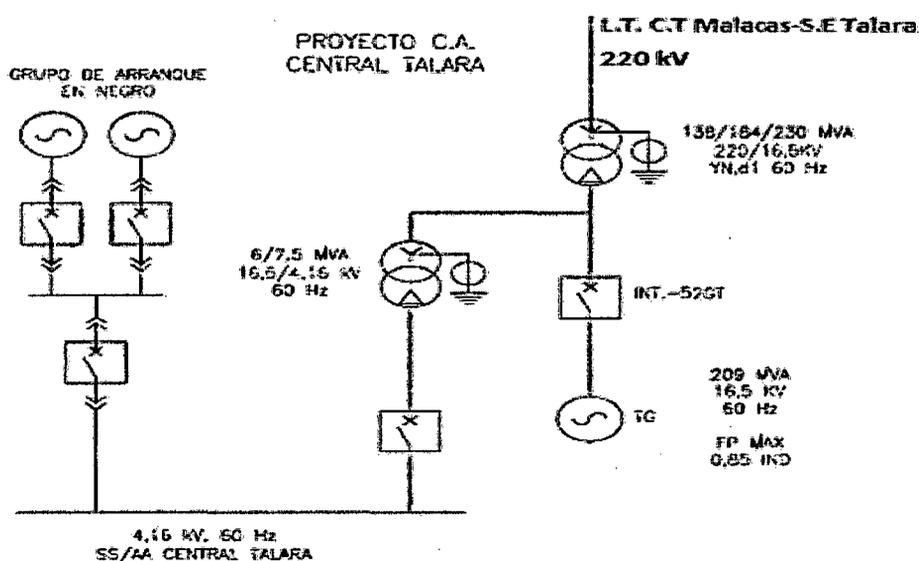
La interconexión del transformador de potencia de la nueva Turbina a Gas TG5 con la red eléctrica del SEIN es a través de la S.E. Talara de propiedad de RED ELÉCTRICA DEL PERÚ (REP), que es colindante con la C.T. Malacas.

Con fecha 29.06.2013 se registró una máxima demanda generada de 189 MW y un consumo específico de 9.58 MMBTU/MWh.

Mediante carta COES/D/DP-723-2013 el COES otorgó la POC (Puesta en operación comercial) para la Turbina a Gas TG5 de la C.T. Talara Reserva Fria, a partir de las 00:00 del 13.07.2013.

El monto de la inversión es de 106,4 MM US\$ , con un precio de potencia de 7816 U\$/MW.

Figura N° 3 Subsistema Eléctrico Área Norte Piura-Tumbes del SEIN



Fuente: Unidad de Post Privatización de OSINERGMIN

#### 1.4 JUSTIFICACIÓN

La importancia de este estudio radica en lo siguiente:

- Es importante porque nos permitirá determinar la capacidad de cobertura de la demanda por parte de la Central de Reserva fría de Talara en la Zona Norte, 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 remunerarse 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 ha instalada 2 centrales de Reserva fría mas (CT de Eten y CT de Ilo), así como están en licitación la CT de Iquitos, CT de Puerto Maldonado y CT de Pucallpa)

#### **1.4 HIPÓTESIS**

Se plantea la siguiente hipótesis : **“LA CENTRAL TERMICA DE RESERVA FRIA DE TALARA DE 200 MW PERMITE LA COBERTURA DEL 100 % DE LA DEMANDA DE ENERGIA DE LA ZONA NORTE PIURA-TUMBES EN CONDICIONES DE EMERGENCIA.**

#### **1.5 OBJETIVOS:**

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

Realizar un análisis de la cobertura de la demanda de energía en condiciones de emergencia en la Zona Norte Piura-Tumbes mediante la operación de la Central Térmica de Reserva Fría de Talara de 200 MW

##### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar los indicadores técnicos y económicos de la Central Térmica de Reserva Fría de Talara de 200 MW.
- Identificar las características de Oferta de Generación y Demanda de la Zona Norte Piura-Tumbes y establecer un modelo del sistema energético.
- Determinar las contingencias y condiciones de emergencia que afectan a la Zona Norte Piura-Tumbes perteneciente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- Determinar las características operativas de la Central de Reserva Fría Talara de 200 MW en diversas condiciones de emergencia en la Zona Norte Piura-Tumbes mediante una simulación del sistema energético y sus efectos en la cobertura de la demanda.

## **2.1 CENTRALES DE GENERACION DE ENERGIA.**

### **2.1.1 GENERALIDADES.**

Una central eléctrica es una instalación capaz de convertir la energía mecánica, obtenida mediante otras fuentes de energía primaria, en energía eléctrica.

En general, la energía mecánica procede de la transformación de la energía potencial del agua almacenada en un embalse; de la energía térmica suministrada al agua mediante la combustión del carbón, gas natural, o fuel, o a través de la energía de fisión del uranio.

Para realizar la conversión de energía mecánica en eléctrica, se emplean unas máquinas denominadas generadores, que constan de dos piezas fundamentales: el estator y el rotor. La primera de ellas es una armadura metálica cubierta en su interior por unos hilos de cobre, que forman diversos circuitos. La segunda, el rotor, está en el interior del estator, y está formada en su parte interior por un eje, y en su parte más externa por unos circuitos, que se transforman en electroimanes cuando se les aplica una pequeña cantidad de corriente.

Cuando el rotor gira a gran velocidad, debido a la energía mecánica aplicada, se producen unas corrientes en los hilos de cobre del interior del estator. Estas corrientes proporcionan al generador la denominada fuerza electromotriz, capaz de proporcionar energía eléctrica a cualquier sistema conectado a él.

### **2.1.2 PARAMETROS CARACTERISTICOS:**

#### **A. TIPOS DE POTENCIA:**

Toda Central de Energía necesita de un conjunto de componentes auxiliares para poder transformar y obtener la energía útil final, la Potencia Efectiva neta generada en parte es utilizada para poder operar estos componentes, mientras que la Potencia Firme es aquel Potencia disponible que será retirada de la barra de la central hacia un consumidor a la red del Sistema Eléctrico.

Así tenemos por ejemplo que una Central Termoeléctrica a vapor necesita suministrar energía eléctrica a sus componentes auxiliares tal como: Bombas de agua ,y ventiladores de la torre de enfriamiento de tiro inducido, ventiladores del tiro inducido y tiro forzado del sistema de combustión,etc.

- **Potencia Instalada (  $P_i$ ):** Es aquella potencia relacionada a la capacidad de diseño, tal como ha sido concebida la central de energía. Generalmente la Potencia Instalada no se alcanza durante la operación.
- **Potencia Efectiva (  $P_e$ ):** Es aquella potencia máxima que realmente puede desarrollar una central de energía, la cual ha sido certificada por órganos competentes. En este el COES realiza los estudios de Potencia Efectiva anualmente, la cual se declara ante el Osinergmin, para los estudios de determinación los precios de potencia y energía.
- **Potencia Firme (  $P_f$  ):** La potencia firme de una central, es el nivel de potencia que una central puede aportar al sistema en horas de máxima demanda con un alto grado de confiabilidad, bajo una cierta probabilidad de excedencia (caso hidráulicas). Este concepto de potencia firme está ligado íntimamente al concepto de adecuación, es decir al aseguramiento de la capacidad en el mediano y largo plazo. Cabe mencionar que dentro del cálculo de la potencia firme no se consideran atributos técnicos de las centrales, tales como tiempo de partida, incrementos de carga entre otros, es decir para la determinación de la potencia firme no se valora la habilidad de estar presente ante requerimientos intempestivos de potencia (dos unidades con igual tasa de indisponibilidad y potencia efectiva, podrían tener la misma potencia firme independiente si una puede tomar carga más rápidamente que la otra) ya que los mismos están relacionados al concepto de seguridad y estos son manejados mediante una planificación en el despacho realizado por el operador del sistema.

Se cumple en el criterio de operación lo siguiente:

$$P_f < P_e < P_i$$

- B. FACTOR DE INDISPONIBILIDAD:** Es un parámetro que compara las horas totales en que la maquina está en condición de indisponibilidad y las horas totales anuales (8,760 horas). Se evalúa según la siguiente ecuación:

$$\text{Factor de Indisponibilidad} = \frac{\text{Horas totales de Indisponibilidad}}{\text{Horas totales anuales}} \dots \dots (1)$$

Este parámetro no es una medida de la probabilidad de que la unidad sea requerida para el servicio y no se encuentre disponible. La Indisponibilidad se clasificara como programadas, forzadas y de emergencia o urgencia.

- **INDISPONIBILIDAD POR EMERGENCIA O URGENCIA:**

Las indisponibilidades por emergencia o urgencia son aquellas que requieren de una acción inmediata, y deben ser ejecutadas por el Agente, inmediatamente se detecte la condición de Emergencia. El COES deberá tomar las medidas de seguridad necesarias para mantener el SEIN operando en forma segura, confiable y económica. Al siguiente día hábil después de realizada la indisponibilidad, el Agente debe presentar al COES un informe en que se sustenten las razones por las cuales ese trabajo fue clasificado como de Emergencia y los trabajos realizados.

- **INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA:**

Las indisponibilidades programadas deben ser solicitadas por escrito al COES según el formato establecido por el Procedimiento Técnico N° 14 del COES 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.

### **C. PARAMETROS ECONOMICOS:**

- **COSTO DE OPERACIÓN:** Son los costos operativos en que incurre la Central de Energía durante la generación de energía , e incluido los costos de arranque o encendido y los costos de puesta fuera de servicio. Se le conoce también con el nombre de de Costo variable de operación.

### **2.1.3 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES DE GENERACION SEGÚN SU OPERACIÓN.**

#### **A. CENTRALES DE BASE:**

Son aquellas Centrales de Generación de Energía que en función a su capacidad de producción, estrategia, disponibilidad y costo operan en forma continua y permanente suministrando la mayor parte de la demanda de energía requerida por un Sistema Eléctrico. , Su designación está en relación a los siguientes criterios:

- Gran capacidad de generación de energía eléctrica: Tenemos las centrales Hidroeléctricas de pasada y Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado con gas natural.
- Tienen bajos costos operativos, por lo tanto pueden operar de forma continua sin afectar al precio de la energía de todo el sistema eléctrico. Así tenemos las Centrales Hidroeléctricas de pasada y embalse, Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado, con Motores de Combustión Interna y Ciclo Joule Brayton Simple Abierto con Gas Natural.
- Centrales con Recursos Energéticos Renovables: Según la normatividad peruana las Centrales Solares Fotovoltaicas, Centrales Hidroeléctricas con una Potencia Efectiva inferior a 20 MW, las de Biomasa, Residuos sólidos urbanos y las Centrales Eólicas se denominan Centrales con Recursos Energéticos Renovables, y tienen prioridad en el despacho de la generación de energía según la Ley de Promoción de las Energías Renovables en el Perú, al margen su alto costo de operación.
- Las Centrales termoeléctricas que utilicen la tecnología de Cogeneración en sus instalaciones.
- Así como características de operatividad en su motor primo.(Las centrales termoeléctricas de vapor con bajos costos operativos y debido a la lentitud del arranque en frio de las turbinas de vapor, es recomendable que permanezcan operativas)

#### **B. CENTRALES DE PUNTA:**

Son aquellas centrales de generación de energía programadas para operar durante las horas de máxima demanda de energía eléctrica de un sistema eléctrico, esto se realiza

durante horas – punta (En el Perú se considera horas punta al periodo comprendido entre las 19.00 a las 23.00 horas).

Dentro de esta clasificación se ubican las centrales termoeléctricas de respuesta rápida o de arranque rápido, tal como las centrales del tipo Joule Brayton Simple abierto y los Grupos Electrógenos de bajos costos operativos. Así mismo se destina la operación durante estas horas a ciertas Centrales Hidroeléctricas de embalse o regulación.

**C. CENTRALES DE REGULACION:**

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

Para esta clasificación también se tiene a las centrales Termoeléctricas de respuesta rápida que se dedican exclusivamente a regular la tensión y la frecuencia de un sistema eléctrico.

**D. CENTRALES DE RESERVA FRIA:**

El concepto de reserva fría o 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.

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

En el Perú se cuenta con 3 Centrales Termoeléctricas del tipo Joule Brayton Simple Abierto con biodiesel que se categorizan en esta clasificación, así tenemos: Talara (177 MW), Puerto Eten (214 MW), Ilo (568 MW), y próximamente entraran en operación las centrales termoeléctricas de Iquitos, Pucallpa y Puerto Maldonado.

## **E. CENTRALES DE EMERGENCIA:**

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

## **2.2 TECNOLOGIAS DE LAS CENTRALES DE ENERGIA.**

### **2.2.1 CENTRALES HIDROELECTRICAS:**

#### **A. CLASIFICACION ECONOMICA:**

- **CENTRALES HIDROELECTRICAS DE PASADA:**

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 la necesidad de almacenar agua en un embalse o reservorio. Están en la capacidad de disponibilidad continua, limitadas únicamente por su capacidad instalada

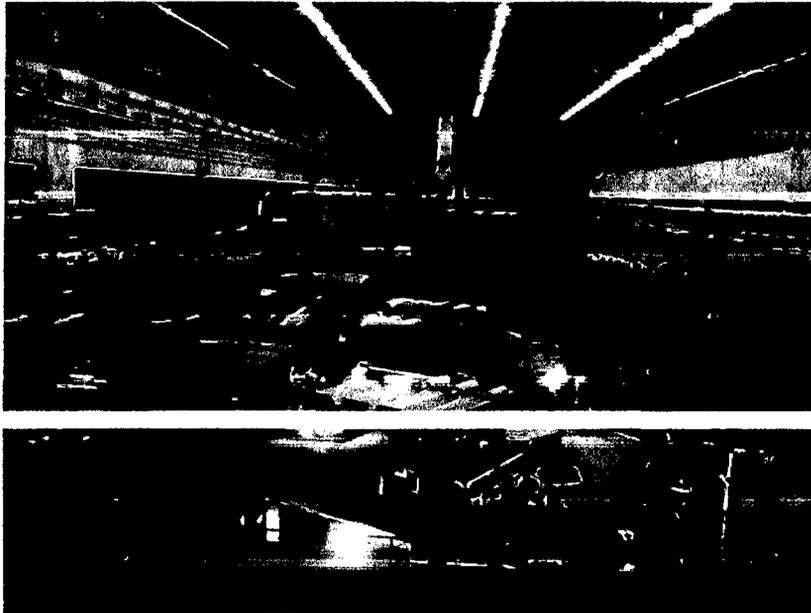
Esta clase de centrales utiliza el agua mientras ésta fluye normalmente por el cauce de un río. Se sitúan en los lugares en que la energía hidráulica ha de emplearse en el momento mismo que se tiene disposición de ella, con el fin de accionar las turbinas hidráulicas.

El caudal suministrado varía dependiendo de las estaciones del año. Cuando las precipitaciones son abundantes (temporada de aguas altas), estas centrales producen su máxima potencia y el agua excedente sigue de largo. En la temporada de aguas bajas, cuando el tiempo es seco, la potencia desarrollada disminuye notablemente.

Generalmente son construidas formando presa sobre el cauce de los ríos, con el objetivo de mantener un desnivel constante en el caudal de agua.

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

Figura N° 4 Central Hidroeléctrica de El Platanal



Fuente: CELEPSA (2014)

- **CENTRALES HIDROELECTRICAS DE EMBALSE:**

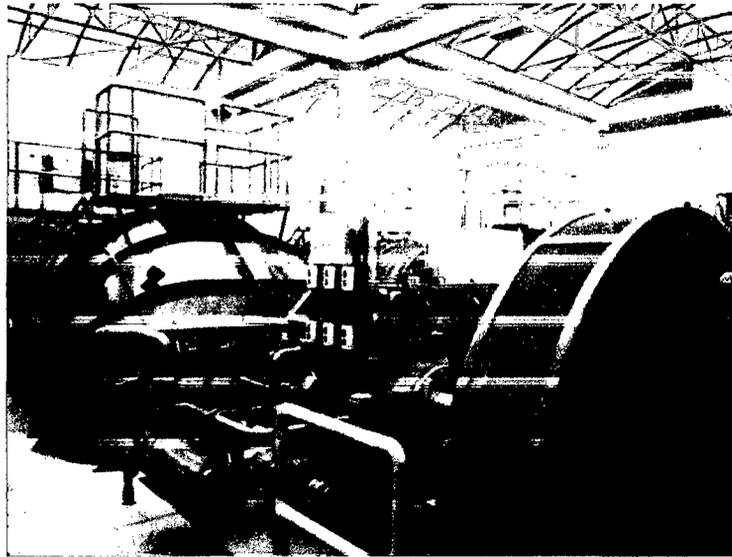
Son aquellas Centrales Hidroeléctricas que se caracterizan porque operan en función a la capacidad del volumen garantizado de un reservorio aguas arriba de la central, la cual se va utilizando o guardando en reserva en función a un programa de trabajo. La regulación de su operación o vertimiento del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

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

Potencia Garantizada como central de Pasada más la Potencia Garantizada por los reservorios horarios y reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la Central.

La inversión para la construcción de una central hidroeléctrica de este tipo es mayor a la de una central de pasada.

Figura N° 5 Central Hidroeléctrica de Poechos I



Fuente: SINERSA ( 2014)

**B. CARACTERISTICAS TECNICAS:**

● **FACTOR DE PLANTA MEDIO:**

Es un Indicador que permite determinar el grado de utilización de la capacidad efectiva de generación de una central de generación hidroeléctrica en relación a su número de horas anuales de operación y la Potencia Efectiva. Se evalúa según la siguiente ecuación:

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

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

● **RENDIMIENTO ESPECIFICO:**

Es un Indicador Técnico de eficiencia que compara la Potencia Efectiva de la central Hidroeléctrica con el caudal Turbinable de la misma.

Un valor alto de este indicador permite un mejor aprovechamiento del recurso primario para la generación de energía eléctrica.

$$\text{Rendimiento Especifico} = \text{Potencia Efectiva} / \text{Caudal Turbinable} \dots (4)$$

### **C. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA HIDROELECTRICO:**

Para los sistemas hidroeléctricos es necesario definir:

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)

Periodo de estiaje : Periodo donde en forma cíclica no se producen las precipitaciones pluviométricas, las que no permiten almacenar con regularidad el agua en los reservorios del sistema de generación hidráulica. ( Del 1 de Junio al 30 de Noviembre )

Así mismo se tienen los siguientes conceptos:

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%.

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%.

Año hidrológico: Período de un año que se inicia con un período de avenida y culmina con un período de estiaje.

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%.

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%.

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

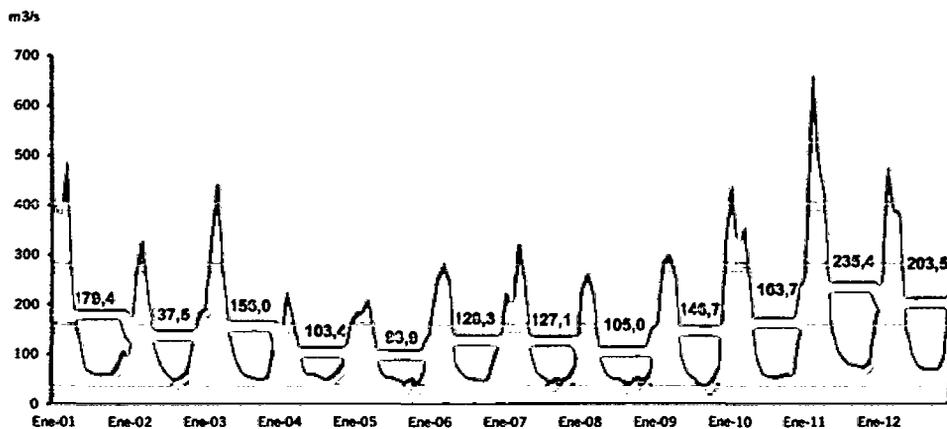
- Caudales naturales promedio semanales: Relacionado a cada río que alimenta a una determina central hidroeléctrica. Se caracteriza por la periodicidad de ocurrencia del caudal de agua dos periodos durante el año. Con la característica que debido a la gran

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

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

Figura N°6

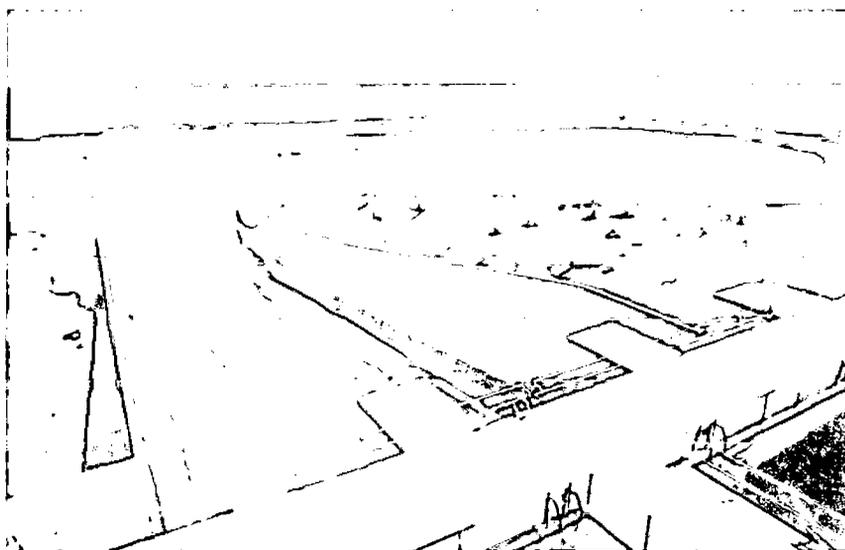
TRAYECTORIA - CAUDALES EN MANTARO  
2001 - 2012



Promedio del año calendario respectivo. con ese valor calculado se puede obtener las característica hidrológica del año con respecto a los anteriores, por ejemplo en el caso del gráfico se observa que el año 2012 ha sido el segundo con mayor humedad de los últimos 12 años.

Fuente: Estadística Anual COES(2013)

Figura N° 7 Reservorio Poecchos que suministra agua CH Poecchos

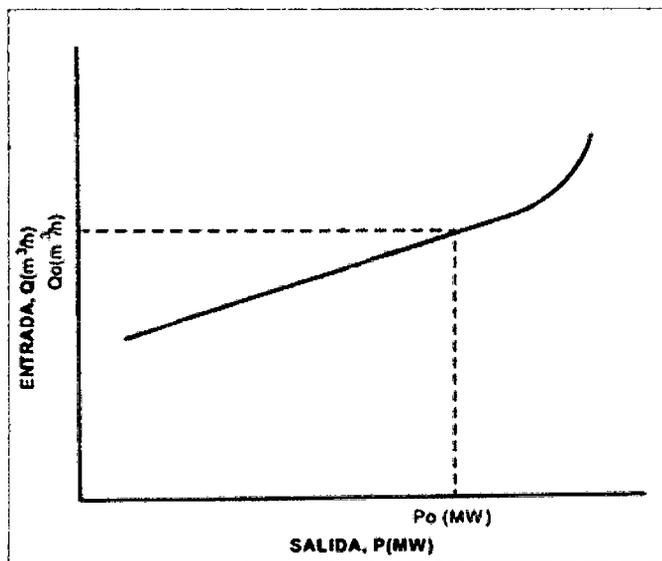


Fuente: Proyecto Chira Piura(2014)

#### D. CURVAS CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS:

La curva característica de una unidad hidroeléctrica es similar a una térmica, la diferencia radica prácticamente en las unidades en que viene expresada, la entrada para este tipo de unidad esta expresada en términos volumétricos por unidad de tiempo y la salida siempre en términos de potencia eléctrica. Las unidades de entrada pueden ser expresadas en acre pies/h o bien en  $m^3/h$  y la salida en MW. En la Figura 5 se muestra una curva típica de una planta hidroeléctrica donde la cabeza neta hidráulica es constante, es decir, que el nivel de agua en la presa permanece constante, esta característica muestra una curva casi lineal de la entrada de volumen de agua por unidad de tiempo como una función de la potencia de salida, pero como se puede observar, tampoco es recomendable incrementar demasiado el volumen ya que la eficiencia de la unidad disminuye.

Figura N° 8 Curva de entrada salida de cabeza neta constante



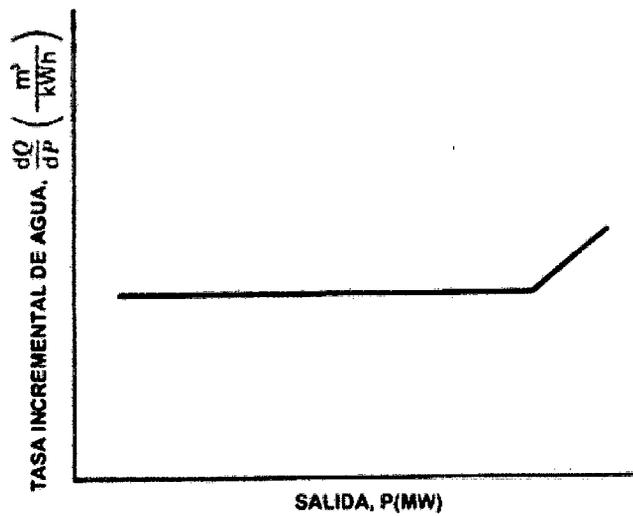
Fuente: Wood

La Figura N° 9 representa la curva de costo incremental del agua para la curva de la figura N° 8 la cual es obtenida al igual que en una unidad térmica a través de la pendiente de la curva característica entrada-salida de la unidad hidroeléctrica, esta gráfica posee unidades de acreft/kWh o  $m^3/kWh$  versus MW

Debido a que la mayoría de unidades hidroeléctricas no es de cabeza constante, lo cual se debe a que los influjos no son constantes a través de todo el año y siendo ésta la

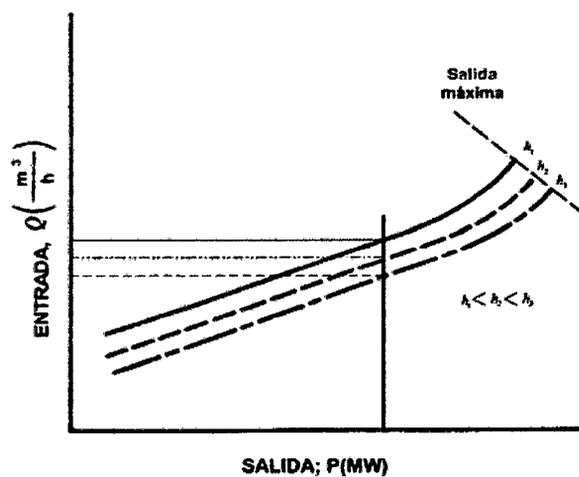
principal alimentación del embalse , el despacho económico es un poco más difícil de hacerse que si fuera uno de cabeza constante, lo que se tiene es una curva entrada-salida con múltiples curvas a considerar, en la Figura N°10 se muestra una planta hidroeléctrica de cabeza variable la cual muestra diferentes curvas, cada una correspondiente a una cabeza distinta. La curva de costo incremental de este tipo de planta es similar a una de cabeza constante la diferencia es que se tiene más de una curva a considerar.

Figura N° 9 Curva de tasa incremental de agua para plantas hidroeléctricas



Fuente: Wood

Figura N° 10 Curva entrada y salida de una central hidroeléctrica con cabeza variable



Fuente: Wood

## 2.2.2 CENTRALES TERMOELECTRICAS:

### A. CLASIFICACION:

- CENTRALES TERMOELECTRICAS CON TURBINAS A GAS :

Son aquellas Centrales Termoeléctricas que se por tener como base de comportamiento un Ciclo Joule Brayton Simple Abierto, conformado por tres elementos básicos : compresor, cámara de combustión , y una turbina de gas acoplada solidariamente a un alternador.

Son máquinas veloces , de fácil arranque , bajo relación peso/espacio , desmontables con facilidad. Se construyen desde pequeñas unidades de 100 kW hasta unidades comerciales de hasta de 340 MW . Se le emplean generalmente para cubrir las cargas pico o punta de un sistema de generación debido a su rápido arranque, frecuentemente hasta por control remoto y funcionamiento fiable con un amplio intervalo de cargas.

Dentro de sus características técnicas son eficiencia de planta de hasta 36 % , Relación de compresión desde 7 a 18 , exceso de aire entre 200 a 350 % , y con valores máximos admitidos en la turbina de gas de tecnología tipo H de 1100 °C.

Figura N° 11 Central Termoelectrica El Tablazo (Colan-Piura)



Fuente: SDF Piura(2014)

Además de la generación de energía eléctrica se le utiliza 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.

El combustible ideal para utilizar en estas máquinas es el gas natural , el cual es inyectado a la cámara de combustión junto con el aire comprimido y precalentado, con los gases de la combustión generados accionan a la turbina de gas , la cual acciona con si potencia generada al compresor axial (2/3 de su potencia) y al generador eléctrico(1/3 de su potencia. En el Perú es la tecnología de generación de energía termoeléctrica mas utilizada.

- **CENTRALES TERMOELECTRICAS CON TURBINAS DE VAPOR:**

Su operación se fundamenta en el ciclo termodinámico Rankine, está compuesta por 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). Según el incremento de equipos disponibles pueden ser: Sistemas con sobrecalentamiento , con recalentamiento y con regeneración intermedia. La eficiencia de planta de los sistemas modernos de turbinas de vapor ciclo simple con sobrecalentamiento es de 36 % , pudiendo incrementarse este valor al agregarle más componentes , con lo que se encarece su inversión.

Son centrales de energía 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.

Se caracterizan porque las turbinas de vapor son de lento arranque, necesitan un alto torque y tiempo para estabilizar su operación, tienen alta relación espacio/peso, son muy pesadas, presentan un problema referido al suministro de agua durante su operación( siendo la carencia de este recurso una limitante para su operación)

Su operación se basa en la generación de vapor sobrecalentado en un generador de vapor, posteriormente el vapor a alta presión y temperatura (hasta 560 °C) y 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.

Figura N° 12 Central Termoelectrica San Nicolas (Marcona -Ica)



Fuente: Schougesa(2014)

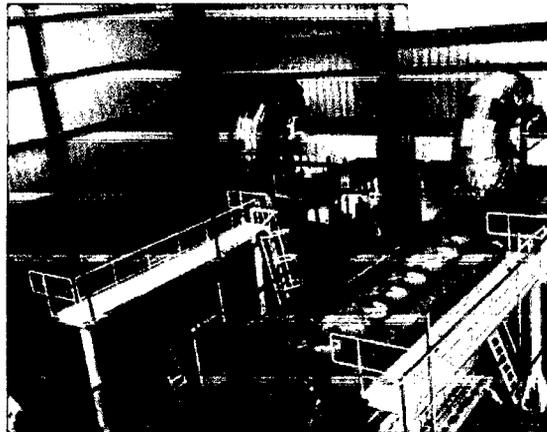
- **CENTRALES TERMOELECTRICAS CON MOTORES DE COMBUSTION INTERNA:**

Este tipo de Centrales termoeléctricas utilizan un motor de combustión interna alternativo como motor primo el cual acciona un alternador (este sistema toma el nombre común de grupo electrógeno), 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 Termodinámico OTTO con encendido por explosión o con un Biodiesel (BD 2 o BDS ) o Petróleo R-6 o IFO 385 con el Ciclo Termodinámico Diesel con encendido por compresión.

Generalmente el motor primo con cilindros en configuración "V" es sobrealimentado llegando a eficiencias del orden del 50% , y en Ciclo Simple de aspiración natural con 32% para MCI Ciclo Diesel y 27% para MCI Ciclo Otto. El Perú cuenta con la Central de RSU Huaycoloro con Motores de Combustión interna que opera con Ciclo OTTO con metano obtenido de rellanos sanitarios.

Se les utiliza como unidades de emergencia en las modalidades o regímenes continuo , prime o stand by según el caso, ya sea como unidad de base (cuando no existe cobertura de energía eléctrica en una determinada zona ) , para cubrir o rasurados de picos de demanda ,etc.

Figura N° 13 Central Termoelectrica Tumbes I y II



Fuente: Electro Perú(2014)

- **CENTRALES TERMOELECTRICAS CON CICLO COMBINADO:**

Son Centrales Termoeléctricas de Alta Eficiencia, conformados por un ciclo Joule Brayton Simple Abierto (operando como Ciclo Superior) y un Ciclo Rankine con sobrecalentamiento (como ciclo inferior). Su operación se fundamenta en el aprovechamiento de los gases calientes de la combustión expulsados de la turbina de gas los cuales son recuperados en Generadores de vapor Recuperadores de Calor (GVRC o HRSG) para generar vapor sobrecalentado en uno, dos o tres niveles de presión, este ultimose utiliza para ccionar una turbina de vapor de varias etapas, el cual asi mismo acciona a un alternador para producir energía eléctrica.

Generalmente se construyen en configuraciones 3\*3\*1 ( 3 turbinas de gas, 3 generadores de vapor y 1 turbina de gas), la relación de potencia típica es: 2/3 de la potencia la genera el ciclo superior y 1/3 lo genera el ciclo inferior, con lo cual se alcanza una eficiencia de planta de 58 %, y un costo de operación de 17.5 U\$/MWh cuando opera con gas natural como combustible.

En el Perú se ha instalado desde el año 2010 la Central de Ciclo Combinado de Chilca, Kallpa y Fénix Power, estando próximo a instalarse la Central Santo Domingo de Olleros y 1 Central más en Ilo en el Nodo energético del Sur.

Una variante de este tipo de Centrales son las Centrales de Ciclo Combinado con Gasificación integrada en ciclo combinado (GICC), que mediante un sistema de gasificación del carbón, reduce ostensiblemente las emisiones contaminantes a la atmósfera.

Figura N° 14 Central Termoelectrica Ciclo Combinado Chilca



Fuente: ENERSUR(2014)

## B. CARACTERISTICAS TECNICAS:

### • HEAT RATE:

Este Indicador técnico de eficiencia se conoce como TASA DE CALOR o CONSUMO ESPECIFICO EFECTIVO y compara las unidades de combustible consumido por hora para generar una unidad de potencia efectiva a plena carga o carga variable. Este Indicador permite comparar entre Centrales Termoeléctricas que tienen una misma tecnología de generación y que consumen el mismo combustible el grado de utilización de la energía.

$$\text{HEAT RATE} = \text{Consumo de Combustible} / \text{Potencia Efectiva} \dots \dots (5)$$

### • COSTO VARIABLE COMBUSTIBLE:

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

$$\text{CVC} = \text{Heat Rate} * \text{Precio del Combustible} \dots \dots (6)$$

- **COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE:**

El Costo Variable No Combustible (CVNC) representa el costo, no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce. Se determina según el Procedimiento N° 34 del COES.

- **COSTO VARIABLE TOTAL:**

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

$$CVT = CVC + CVNC \dots \dots \dots (7)$$

- **FACTOR DE INDISPONIBILIDAD:**

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

$$\text{Factor de Disponibilidad}(F_d) = 1 - \text{Factor de Indisponibilidad} \dots \dots \dots (8)$$

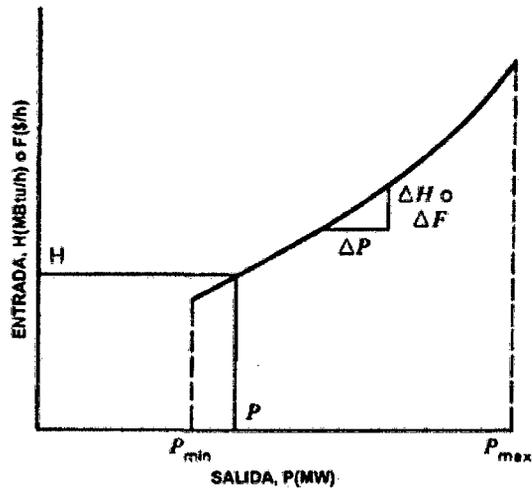
**C. CURVAS CARACTERISTICAS DE CENTRALES TERMoeLECTRICAS:**

Analizando los problemas asociados con la operación y control de un sistema de potencia hay muchos parámetros importantes involucrados, pero en cuanto a la operación económica, nos interesa el que está asociado con la curva característica de costos de la unidad térmica, ya que en ella se nos indica cuánto cuesta producir cierta cantidad de potencia. Esta curva es mejor conocida como la curva entrada/salida de una unidad térmica. La entrada en esta curva puede venir especificada en términos de dólares por hora, toneladas de carbón por hora o en pies cúbicos de gas por hora y la salida es la potencia eléctrica efectiva expresada en megawatts. Para obtener esta curva característica de manera experimental lo que se hace es que se fija la generación de la unidad en un valor y se mide el consumo de combustible por hora correspondiente a esa generación, luego se repite el procedimiento anterior para distintos valores de generación obteniéndose de esta manera una serie de puntos que permiten trazar dicha curva. A continuación definiremos algunos términos que usaremos de aquí en adelante:

Llamaremos "H" la entrada de energía en forma de calor medida en unidades de MBtu/h, sea "P" el costo de producir un MBtu medido en \$/MBtu. Para obtener la

curva de costos totales"  $F''$  se multiplica  $H$  y  $f$  cuyas unidades vienen expresadas en  $\$/h$ . En la Figura 15 se muestra una curva característica entrada-salida de una unidad en forma idealizada, se puede apreciar que la operación de unidades térmicas está acotada por potencias mínima y máxima

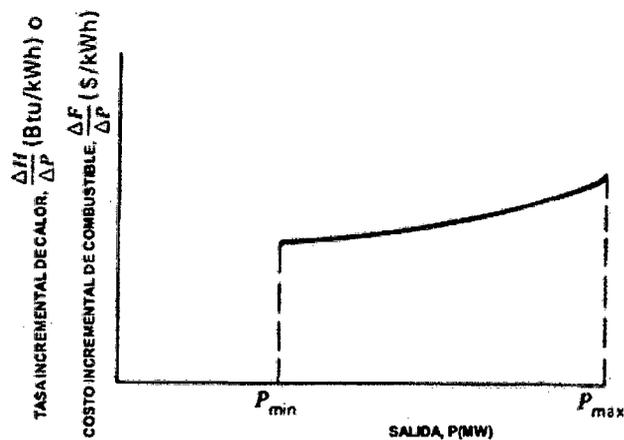
Figura N° 15 Curva característica entrada-salida de unidades termoeléctricas



Fuente : Wood

La curva característica de costo incremental para una unidad de este tipo es la pendiente(derivada) de la curva entrada-salida ( $\Delta H/\Delta P$  o  $\Delta F/\Delta P$ ), los datos de esta curva resultante están expresados en Btu/kWh o  $\$/kWh$  versus salida neta de potencia expresada en megawatts. Esta curva de costo incremental es la que se usa en el despacho económico de la unidad, en la Figura 16 se presenta dicha curva. El costo incremental se le conoce también con el nombre de costo marginal de corto plazo.

Figura N° 16 Curva incremental característica de unidades termoeléctricas

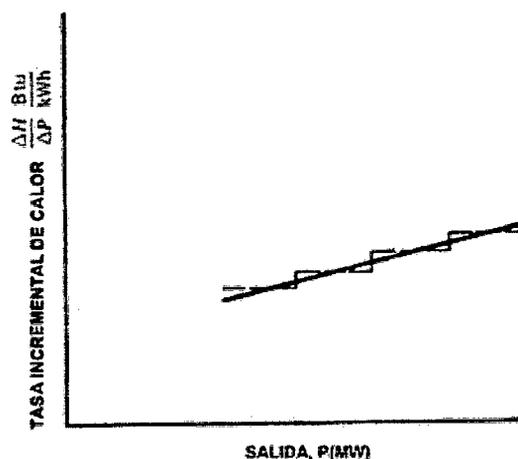


Fuente: Wood

027242

La curva de costo incremental representa las variaciones de la entrada con respecto a la salida de la unidad. Dado que existen diferentes formas de representar la curva característica entrada-salida para las unidades debido a los diferentes diseños y formas de obtener las curvas, los datos se aproximan generalmente a una curva polinomial, en muchos casos una función cuadrática es una buena representación. Una serie de segmentos de líneas rectas pueden también usarse para representar la curva característica entrada-salida, pero esto afecta directamente en la curva de costo incremental. En la Figura 17 se ve la diferencia de curvas de costo incremental para dos diferentes tipos de curva característica entrada-salida, la línea sólida proviene de una curva entrada-salida cuadrática, mientras que la línea punteada proviene de una curva entrada-salida compuesta por segmentos de línea.

Figura N° 17 Curva de costo incremental de 2 unidades termoeléctricas



Fuente: Wood

El uso de estas diferentes representaciones puede requerir un método diferente al llevar a cabo el despacho económico, ya que solo la línea sólida representa una función continua y por lo tanto fácil de analizar, en cambio la línea punteada presenta discontinuidades y podría requerir otro tipo de análisis.

### 2.2.3 CENTRALES CON RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES:

#### A. GENERALIDADES:

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

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

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

## **B. CLASIFICACION:**

### **• CENTRALES SOLARES:**

Las centrales solares son instalaciones destinadas a aprovechar la radiación del Sol para generar energía eléctrica. Existen 2 tipos de instalaciones con las que se puede aprovechar la energía del Sol para producir electricidad:

En la central termosolar se consigue la generación eléctrica a partir del calentamiento de un fluido con el cual, mediante un ciclo termodinámico convencional, se consigue mover un alternador gracias al vapor generado de él.

En la instalación fotovoltaica la obtención de energía eléctrica se produce a través de paneles fotovoltaicos que captan la energía luminosa del Sol para transformarla en energía eléctrica. Para conseguir la transformación se emplean células fotovoltaicas fabricadas con materiales semiconductores.

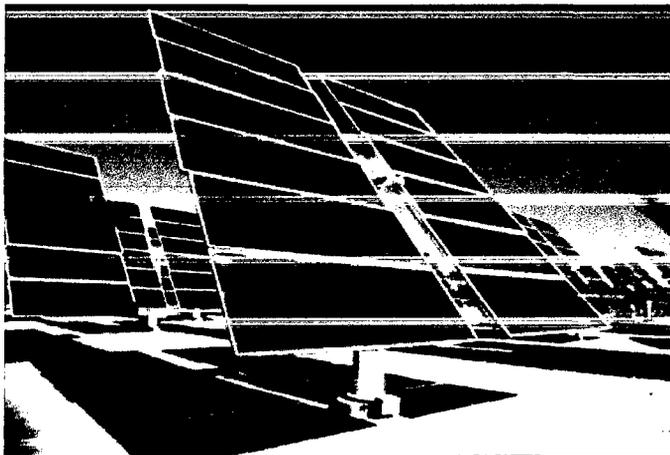
El elemento básico de un parque fotovoltaico es el conjunto de células fotovoltaicas que captan la energía solar, transformándola en corriente eléctrica continua. Las células fotovoltaicas están integradas en módulos que, al unirse, formarán placas fotovoltaicas.

La corriente continua generada se envía, en primer lugar, a un armario de corriente continua donde se producirá la transformación con la ayuda de un inversor de corriente y, finalmente se lleva a un centro de transformación donde se adapta la corriente a las condiciones de intensidad y tensión de las líneas de transporte de la red eléctrica.

Las tecnologías disponibles se han de optimizar para que la eficiencia de la célula fotovoltaica pueda mejorar hasta llegar a cifras del orden del 18-20%.

Actualmente en el Perú se tienen 4 Plantas solares en operación en Arequipa (2), Moquegua (1) y una en Tacna de 20 MW cada una de ellas.

Figura N° 18 Central Solar Reparticion



Fuente: Grupo T Solar Global (2,014)

- **CENTRALES EOLICAS:**

La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire.

El parque eólico es una central eléctrica donde la producción de la energía eléctrica se consigue a partir de la fuerza del viento, mediante aerogeneradores que aprovechan las corrientes de aire. El viento es un efecto derivado del calentamiento desigual de la superficie de la Tierra por el Sol.

El principal problema de los parques eólicos es la incertidumbre respecto a la disponibilidad de viento cuando se necesita. Lo que implica que la energía eólica no puede ser utilizada como fuente de energía única y deba estar respaldada siempre por otras fuentes de energéticas con mayor capacidad de regulación (térmicas, nucleares, hidroeléctricas, etc.).

Para aprovechar la energía eólica se utilizan los aerogeneradores, para producir electricidad con una central eólica es necesario que el viento sople a una velocidad de entre 3 y 25m/s.

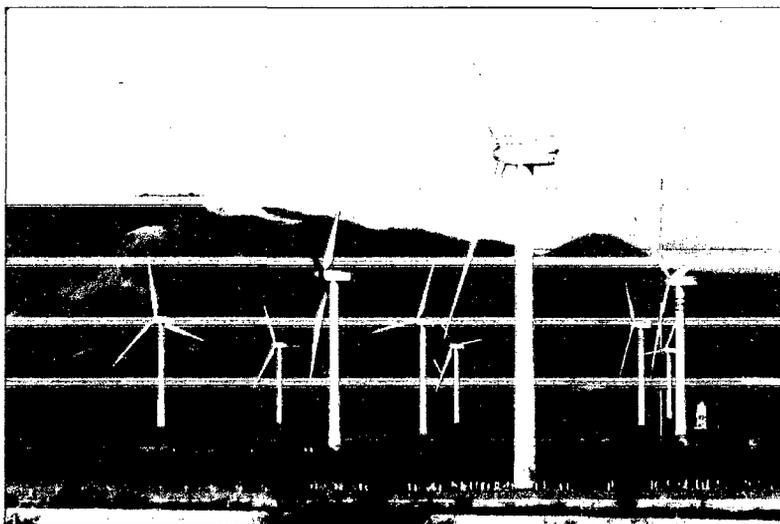
El viento hace girar las palas al incidir sobre ellas, convirtiendo así la energía cinética del viento en energía mecánica que se transmite al rotor. Esta energía se transmite mediante un eje de baja velocidad a la caja del multiplicador, de donde sale a una velocidad 50 veces mayor. Es entonces cuando se puede transmitir aleje del generador eléctrico para producir energía eléctrica.

En un aerogenerador se crea electricidad estática al producirse el roce del viento sobre él. Esta electricidad estática se descarga a través de una presa en el suelo que tienen todos los aerogeneradores. Esta presa en el suelo se instala porque, debido a la altura de la torre, se crea una diferencia de potencial entre el suelo y el aerogenerador.

Según el Atlas Eólico del Perú, nuestro país cuenta con un excelente recurso eólico. Destacan las costas del departamento de Piura, Lambayeque y algunas zonas de La Libertad. También destacan los departamentos de Ancash, Lima y Arequipa, pero el departamento con más posibilidades eólicas es Ica.

Se inauguró en junio 2014 la Central Eólica de Talara, y próximamente estarán ingresando al SEIN las Centrales Eólicas de Cupisnique, Marcona y Marcona II, con más de 200 MW de Potencia Efectiva.

Figura N° 19 Central Eólica de Talara



Fuente : COES (2,014)

- **CENTRALES CON BIOMASA:**

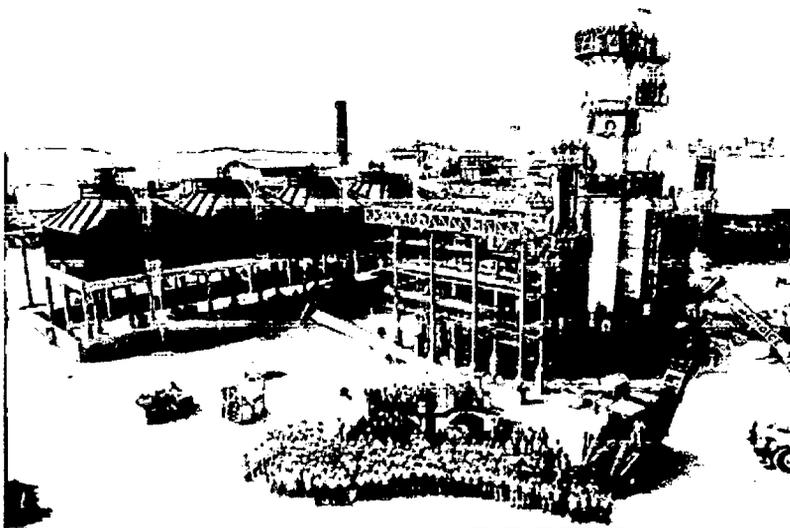
La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal que a su vez es desencadenante de la cadena biológica.

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

En el sector agroindustrial, específicamente en la industria de la caña de azúcar, maíz y sorgo se ha establecido la presencia de un gran potencial de generación de electricidad en gran potencia para poder satisfacer de energía al mismo productor , así como de la inyección de los excedentes de energía eléctrica a la red del SEIN.

Dentro de las instalaciones acopladas a la red del SEIN tenemos la Central de Biomasa de Agroindustrial Paramonga que opera con calderos con bagazo (sub producto del proceso de elaboración de caña de azúcar) y la Central Termoeléctrica de Caña Brava que opera con Motores de combustión interna con etanol.

Figura N° 20 Central Térmica de Caña Brava



Fuente. Compañía Agrícola Chira

- **CENTRALES CON RSU :**

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

descomposición anaeróbica se obtiene gas metano el cual generalmente es utilizado en motores de combustión interna con encendido por explosión.

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

#### **2.2.4 CENTRALES DE COGENERACION:**

La tecnología de la Cogeneración permite la generación simultánea de calor de procesos y energía simultánea con la finalidad de autoabastecerse de energía a la planta consumidora que la produce.

Este tipo de tecnología permite un ahorro de energía primaria del orden del 35 %, es un proceso de alta eficiencia. Su unidad de generación consiste en la instalación de un motor primo (turbina de vapor, turbina de gas o motor de combustión interna) y acoplarlo a un proceso productivo.

En el Perú tenemos la Central de Cogeneración de Oquendo de 27 MW, quien ha calificado según el D.S N° 037-2006 EM para inyectar sus excedentes de energía eléctrica a la Red (24 MW), con beneficios estipulados en la Ley de Promoción del Uso del Gas Natural.

### **2.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA GENERACION DE ENERGIA**

#### **2.3.1 AGENTES DEL MERCADO DE GENERACION**

El esquema peruano inicial podía caracterizarse como un mercado mayorista competitivo, donde la competencia en generación sólo se presenta en la libre entrada a la actividad, más no en la formación de precios en base a ofertas, ello debido a la existencia de precios regulados para servicio público. Así mismo, se creó un mercado libre determinado por la oferta y demanda entre generadores – distribuidores y grandes clientes. Los agentes del mercado son los siguientes:

- **MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS:**

El Ministerio de Energía y Minas, es el organismo central y rector del Sector de Energía y Minas, y forma parte integrante del Poder Ejecutivo. El Ministerio de Energía y Minas tiene como finalidad formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero-energéticas. Así mismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a las actividades minero-energéticas.

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

- **OSINERGMIN:**

Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.

Se creó el 31 de diciembre de 1996, mediante la Ley N° 26734, bajo el nombre de OSINERG. Inició el ejercicio de sus funciones el 15 de octubre de 1997, supervisando que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad.

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

- **COES :**

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 o Clientes 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

La Asamblea está conformada por los Integrantes Registrados, agrupados en 4 subcomités: de Generadores, de Distribuidores, de Transmisores y de Usuarios Libres; mientras que el Directorio está integrado por 5 miembros, de los cuales 4 son elegidos por cada subcomité y el Presidente lo elige la Asamblea.

- **INDECOPI:**

El Instituto de Defensa de la Competencia y de la protección de la Propiedad Intelectual, es un organismo, fue creada en noviembre de 1992, mediante el DL N° 26868.

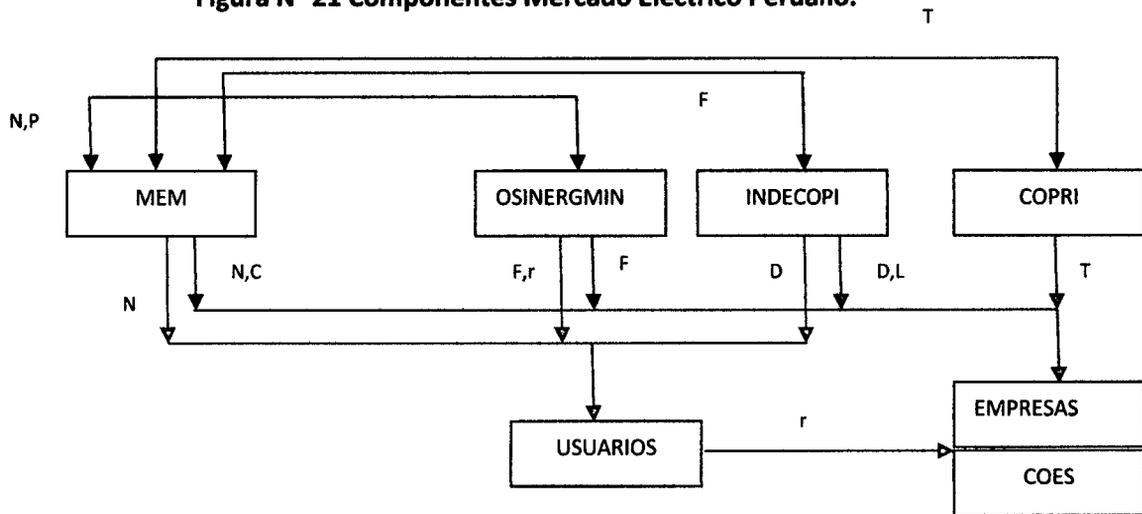
Tiene como funciones la promoción del mercado y la protección de los derechos de los consumidores. Además fomenta en la economía peruana una cultura de leal y honesta competencia, resguardando todas las formas de propiedad intelectual desde los signos distintivos y los derechos de autor hasta las patentes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

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

- **EMPRESAS DE ENERGIA ELECTRICA:** La Conforman las diversas Empresas de Generación , Transmisión y Distribución de Energía que actúan sobre el producto ( energía y potencia)

- **USUARIOS O CONSUMIDORES DE ENERGIA:** Son aquellos Usuarios que consumen energías eléctrica y deben abonar un valor económico a la energía y potencia que se les suministra.

**Figura N° 21 Componentes Mercado Eléctrico Peruano.**



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

Fuente : Ministerio de Energía y Minas

### 2.3.2 TIPOS DE COORDINACION DE LA GENERACION:

La operación coordinada de un sistema eléctrico obedece a diferentes objetivos, entre los más comunes se destacan la seguridad en el suministro y la minimización del costo global de operación. En base a estos objetivos se pueden definir dos niveles de coordinación: física y económica. En ambos casos existen importantes beneficios de operar coordinadamente un sistema eléctrico interconectado. A continuación se detallan las características de esos dos niveles de coordinación.

#### A. COORDINACION FISICA:

Dadas las características de operación de los sistemas eléctricos la coordinación física nace como respuesta a la necesidad de mantener el sincronismo del sistema asegurando el abastecimiento y controlar las variables que permiten mantener la estabilidad en una red que opera en forma coordinada: frecuencia, voltajes, flujos máximos por la líneas de

transmisión, equilibrio generación carga, etc. Además, permite alcanzar un nivel adecuado de seguridad a un costo razonable. Las principales razones que llevan a operar coordinadamente un sistema en el ámbito físico son:

- Necesidad de igualar generación con demanda en cada instante (producto de la imposibilidad de almacenar energía).
- Características de regulación de carga del parque (velocidad de respuesta a variaciones de la carga que varía de tecnología en tecnología).
- Provisión de otros requerimientos (reactivos para regulación de voltaje, regulación de frecuencia, etc.)

Al interconectar sistemas y operarlos coordinadamente se tiene que la reserva del sistema (reserva en giro, reserva fría), al contar con un mayor número de unidades interconectadas, puede ser compartida por un mayor número de generadores.

Las reservas mínimas de los sistemas se determinan bajo diferentes parámetros y varían de un sistema a otro. En general se define la reserva en función de la unidad de mayor capacidad operando en el sistema (peor caso de falla), disminuyendo la generación de las restantes unidades en una proporción, que permita en caso de fallar esta unidad mayor respaldarla con la capacidad disponible entre las máquinas que se encuentran operando. Al estar interconectado un mayor número de unidades, el nivel de generación en reserva por unidad funcionando baja proporcionalmente al número de unidades interconectadas. Esto permite tener reservas adecuadas a un costo razonable.

Además se puede disminuir la exposición al riesgo frente a variaciones hidrológicas en sistemas hidrotérmicos, al proveer un mayor número de unidades generadoras para servir la demanda.

## **B. COORDINACION ECONOMICA:**

La coordinación económica busca operar el sistema interconectado haciendo un uso económico de los recursos disponibles. En los mercados latinoamericanos esta coordinación busca lograr la minimización del costo global de operación desde la perspectiva social. En el óptimo se supone que la coordinación debe maximizar el excedente del productor y del consumidor, operando el sistema como si este estuviera bajo la propiedad de un solo dueño.

La coordinación permite aprovechar la complementación existente entre distintas unidades presentes en un parque generador interconectado. La fluctuación de la demanda, tanto diaria como estacional, junto con unidades generadoras con distinta tecnología y costos permite abastecer la demanda de forma más económica, que si no existiera un organismo coordinador.

El aprovechamiento de la complementariedad entre distintos tipos de carga (residencial, comercial, industrial) como de las diferencias geográficas y horarias es otra ventaja de la interconexión y coordinación de sistemas.

El organismo encargado de la coordinación económica, tiene en la mayoría de los casos la administración del parque de generación , que corresponde a una instancia de coordinación económica donde el óptimo se alcanza al igualar las ofertas de energía de los generadores y la demanda del sistema, determinando un precio de despeje del mercado. Junto con esto el organismo de coordinación económica a menudo cumple también una función de coordinación comercial. Debe coordinar los intercambios comerciales entre los diferentes agentes del mercado, en base a los precios definidos en la bolsa. Entre las tareas que debe realizar dentro de esta coordinación comercial está la facturación, las liquidaciones y el manejo de diferentes fondos necesarios para el funcionamiento del mercado.

### **2.3.3 ALTERNATIVAS DE CONFORMACION DE LOS MERCADOS DE GENERACION:**

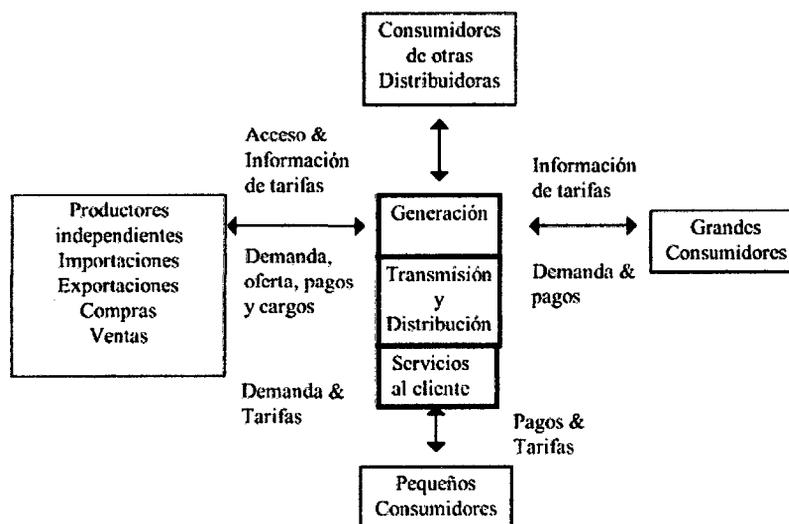
Para alcanzar los objetivos de coordinación, existen diferentes formas de organización de los mercados eléctricos. Estas formas de organización tratan de obtener la mayor cantidad de beneficios de un sistema interconectado utilizando diferentes estructuras, las que dependen de las características históricas y tecnológicas de cada sistema.

#### **A. SISTEMA ELECTRICO INTEGRADO VERTICALMENTE:**

Este esquema de organización de la industria eléctrica es el que ha funcionado desde los inicios de la producción de energía eléctrica. En un principio las empresas mantenían bajo su alero la producción y el suministro de la energía eléctrica a usuarios finales. Para esto contaban con unidades de generación, redes de transmisión y redes de distribución de la energía. No puede ser considerado un sistema competitivo, porque en general, las empresas tenían el monopolio en sus áreas geográficas de suministro.

Este tipo de organización no competitivo se mantiene en sistemas que aún no han sido desregulados y en sistemas eléctricos aislados, donde por su tamaño no es económicamente factible la introducción de competencia. Estos sistemas dieron origen al concepto de Poolco, definido como el organismo a cargo de las labores de coordinación, al interconectarse con otras empresas verticalmente integradas para aprovechar las ventajas de la interconexión, vender sus excedentes y comprar sus déficit en determinadas condiciones de operación. Esto dio origen a la necesidad de coordinar la operación en algunos aspectos, lo que dio origen a los primeros Pool.

Figura N° 22 Sistema Eléctrico Integrado verticalmente.



Fuente: CAMMESA

## B. MODELO POOLCO:

El modelo Poolco o con despacho centralizado corresponde a un sistema de organización centralizada, en el cual las unidades se operan en forma conjunta (como si se tratara de un solo dueño del sistema) en base a sus costos de operación u ofertas de precios.

La operación sigue condiciones de optimalidad, reflejadas en operación a mínimo costo. El despacho de las unidades es realizado por un organismo central, el que se encarga además de la operación en tiempo real del sistema. La operación de los sistemas eléctricos por medio de un despacho centralizado, tiene una serie de ventajas: despacho óptimo, seguridad en el despacho, etc. Requiere eso si de un organismo coordinador

central, que realice el despacho óptimo y diseñe los planes de generación en función de éste.

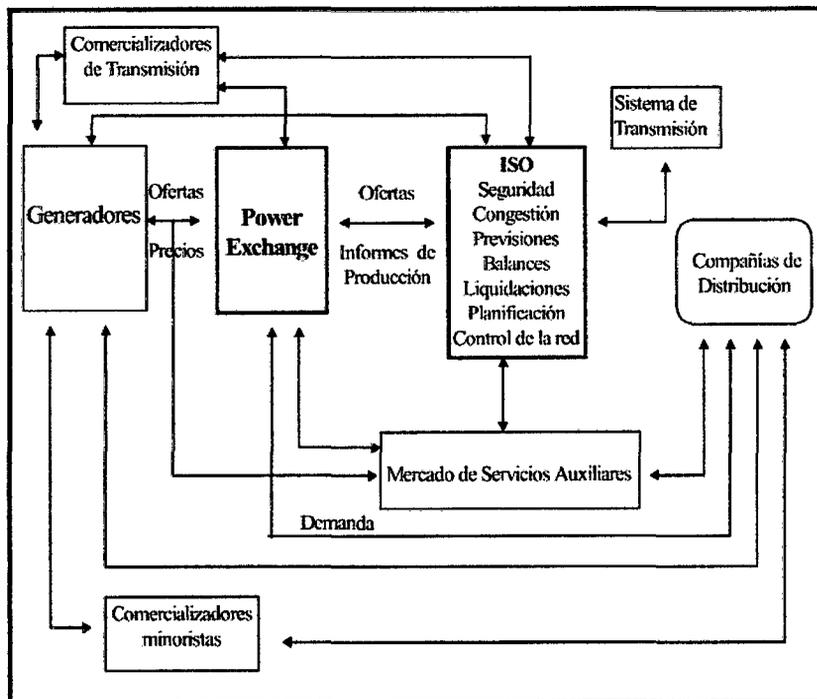
### C. **MODELO ISO PX:**

Este modelo de mercado eléctrico busca la eficiencia en forma descentralizada, dejando que los propios agentes sean los encargados de tomar las decisiones de operación sobre la base de sus contratos y un mercado spot de energía voluntario.

Este tipo de estructura de mercado en la que se utiliza en el recientemente reestructurado sistema de California. Esta se basa en dos instituciones, el Power Exchange (PX) o bolsa de energía y el Independent System Operator (ISO), encargado de la confiabilidad, la operación física y la seguridad del sistema.

En este mercado los contratos bilaterales entre generadores y clientes no tienen la obligación de pasar por el mercado. Los contratos bilaterales tienen la obligación de pasar por el ISO quien se encarga de chequear la factibilidad de la transacción por el lado del sistema de transmisión. El paso por el mercado es voluntario y se confía en la racionalidad de las decisiones de los agentes, quienes pueden ir al mercado a comprar o vender energía, según sean sus costos y las condiciones de precio en la bolsa de energía.

Figura N°23 Sistema ISO PX



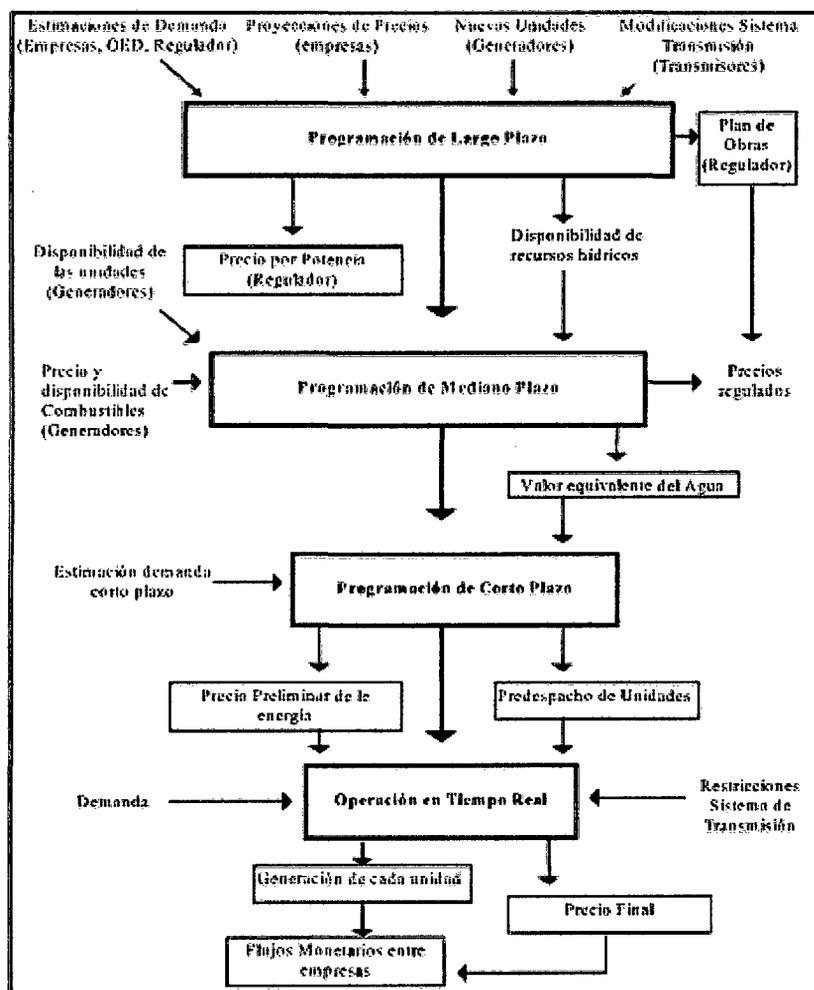
Fuente: CAMMESA

### 2.3.4 TOMA DE DECISIONES EN LA COORDINACION:

En la operación de un sistema eléctrico existen distintas etapas de análisis y decisión en la programación y operación que tienen características particulares debido a la naturaleza del suministro eléctrico (imposibilidad de almacenar energía, variabilidad en la demanda e hidrologías, etc.). La planificación de la operación está supeditada a las inversiones realizadas en el sistema eléctrico, con más de 10 años.

En cada una de las etapas intervienen distintos organismos y empresas. La intervención de estos organismos se puede dividir en informativa y operativa. En la Figura N° se representa un esquema de las principales decisiones de operación que se toman en un sistema tipo "Poolco". Las etapas son realizadas en paralelo por las empresas de generación, el Organismo Encargado del Despacho (COES) y el Organismo Regulador.

Figura N° 24 Sistema ISO PX



Fuente: CAMMESA

En el ámbito de la operación, podemos distinguir tres etapas fundamentales dependiendo del horizonte de planificación que ellas requieran<sup>4</sup>: largo plazo, mediano plazo y corto plazo. Las características de estas etapas se detallan a continuación:

**A. PROGRAMACION DE LARGO PLAZO:**

La planificación de la operación de largo plazo, en general, tiene un horizonte de 2 años. La efectúa el COES para determinar el valor del agua de los embalses. Las empresas realizan esta programación para definir, en una primera aproximación sus ofertas de precios y con esto evaluar sus ingresos futuros y la posibilidad, en algunos casos, de realizar pequeños ajustes al parque generador si las condiciones del mercado así lo indican. El regulador por su parte efectúa la programación de largo plazo para poder determinar el valor de las tarifas para los clientes regulados.

**B. PROGRAMACION DE MEDIANO PLAZO:**

La programación de mediano plazo tiene un horizonte de entre un año y un mes. Permite ajustar las predicciones de demanda con las de recursos de generación disponibles y las futuras órdenes de compra de combustibles. Permite optimizar el uso del agua embalsada al disponer de mayor información al encontrarse más próximos a la operación del sistema.

En esta etapa las empresas generadoras definen el valor de sus ofertas de energía, que son presentadas al COES.

**C. PROGRAMACION A CORTO PLAZO:**

Esta etapa tiene un horizonte de entre un mes y un día. Es realizada por el COES considerando valores de la etapa precedente, corregidos con los precios y disponibilidad de combustibles imperantes en el mercado, junto con la estimación de demanda de corto plazo el despacho de las unidades de generación y el consiguiente precio horario de la energía (ex-ante).

**D. OPERACIÓN A TIEMPO REAL:**

La operación en tiempo real del sistema es la última etapa de la programación. En esta etapa se deben igualar en todo momento la demanda instantánea y la generación

incluyendo las restricciones de capacidad del sistema de transmisión y posibles contingencias que se presenten.

Esta etapa entrega como resultado la generación de cada unidad y el precio horario real del sistema (este último define los pagos entre las empresas).

En esta etapa el COES debe enfrentar las contingencias que se presenten como son: caída intempestiva de unidades de generación, aumentos no considerados de demanda, pérdidas de carga, etc. y administrar los recursos disponibles para minimizar sus efectos

## **2.4 DESPACHO Y OPERACIÓN ECONOMICA.**

### **2.4.1 DESPACHO TERMICAMENTE PURO:**

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

Si el parque generador es solamente térmico, entonces las decisiones de producción a mínimo costo básicamente consisten en ordenar de menor a mayor costo a las diferentes centrales para satisfacer la demanda en cada período de tiempo. en el caso de sistemas hidrotérmicos, la posibilidad de almacenar el agua hace que las decisiones óptimas ya no sean independientes del tiempo, y por lo tanto hace necesario que se requieran otras técnicas de optimización como los modelos de programación dinámica. Debe tomarse en cuenta al momento de elaborar los despachos económicos las siguientes restricciones:

- Límites técnicos de operación: Las unidades térmicas tienen una potencia de salida mínima para funcionamiento estable. Típicamente este valor corresponde del 10% al 30% de la potencia máxima para unidades alimentadas con gas natural o petróleo y del 20% al 50% de la potencia máxima para unidades alimentadas con carbón.
- Mínimo tiempo en funcionamiento y parada: Una vez que la unidad ha sido puesta en marcha, ésta no puede apagarse hasta que ha transcurrido un tiempo mínimo que asegure la temperatura sea igual en toda la unidad generadora (particularmente en la turbina). De esta forma puede controlarse la fatiga de material manteniendo los gradientes de temperatura dentro de los límites técnicos. De forma análoga, el tiempo mínimo de parada representa el número mínimo de horas que una central debe mantenerse desacoplada una vez que deja de funcionar.

- Limitaciones de planta: En centrales termoeléctricas con más de una unidad, pueden existir restricciones en cuanto a que éstas no pueden ponerse en funcionamiento en forma simultánea.
- Rampas: Las unidades termoeléctricas sólo pueden realizar cambios graduales de temperatura, por lo que toman y dejan carga gradualmente. Esta particularidad se puede modelar mediante rampas de toma de carga. Existe otra restricción, la cual es con respecto a limitaciones de combustible algunas centrales termoeléctricas tienen ciertas limitaciones en cuanto a la disponibilidad de combustible.

## B. DESPACHO TERMICAMENTE PURO SIN PERDIDAS EN LA TRANSMISION:

Dado un sistema con  $n$  nodos y  $m$  generadores y dadas todas las potencias demandadas por las cargas con  $i=1,2,\dots,n$ ; para determinar la potencia activa que debe generar cada generador  $P_i$ , cuyo costo de operación es  $C_i(P_i)$ , con  $i=1,2,\dots,m$ , para minimizar el costo total  $C_T$  de toda la operación de generación de energía. Es decir:

Para el Costo total del Sistema:

$$C_T = \sum_{i=1}^m C_i(P_i) = C_1(P_1) + C_2(P_2) + \dots + C_m(P_m) \dots \dots (9)$$

Sujeto a :

Donde la Potencia demanda a cubrir  $P_D$  en el sistema es la sumatoria de las potencias de cada una de las centrales de generación.

$$P_D = \sum_{i=1}^m P_i = P_1 + P_2 + \dots + P_m \dots \dots (10)$$

Además cada central de generación  $i$ -ésima está limitada por una potencia mínima y una potencia máxima de generación.

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max}$$

Se observa que en la ecuación (10) la restricción de igualdad entre la potencia activa demandada por las cargas  $P_D$  y la potencia total generada es simplemente el enunciado del principio de conservación de la potencia activa en el caso de un sistema sin pérdidas

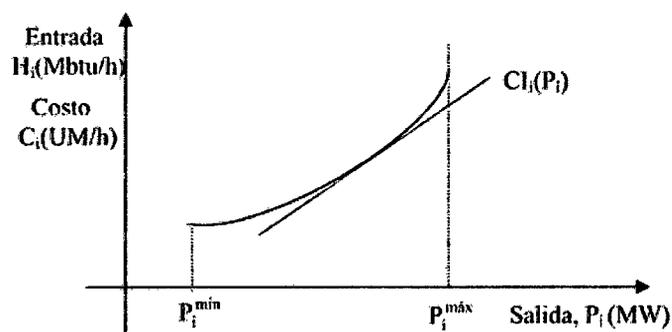
en las líneas de transmisión. Desempeña el mismo papel que las ecuaciones de los flujos de potencias en la formulación general.

- CASO 1 : SIN CONSIDERAR LIMITES EN LA GENERACION.

En la figura 25 se muestra la característica de entrada típica del grupo turbina generador  $i$  en función de la potencia de salida  $P_i$ , donde  $H_i$  corresponde a la entrada de combustible por cada hora de funcionamiento y  $C_i$  al costo del combustible necesario, que se puede obtener multiplicando los valores de la curva de  $H_i$ , por el costo del combustible. En la curva de costo  $C_i$ , es posible definir el denominado "costo incremental"  $Cl_i$  de la unidad generadora  $i$  como la derivada de la función de costo respecto de la potencia activa generada, esto es:

Figura N° 25 Característica entrada y salida típica de una central termoeléctrica

$$Cl_i = \frac{dC_i(P_i)}{dP_i}$$



Fuente: INELE

Unidades de H: Se mide habitualmente en Mbtu/h o en kcal/h, donde:

1 Btu (British thermal unit) se define como la cantidad de calor necesario para elevar en 1° F la temperatura de una lb de agua a la presión atmosférica normal.

1 kcal es la cantidad de calor necesario para elevar en 1° C la temperatura de un kg de agua a la presión atmosférica normal.

El costo incremental (Costo Marginal)  $Cl_i$  representa la pendiente de la curva de costo  $C_i$  y se puede interpretar como el costo adicional por hora que tiene aumentar la salida de la máquina  $i$  en un MW.

Si las unidades de  $C_i(P_i)$  son UM/h (UM=Unidades Monetarias), las unidades de  $C_i$ , son UM/h/MW ó UM/MWh.

En este caso especial, el problema se reduce a resolver solamente las ecuaciones (9) y (10), lo que se puede plantear de la siguiente forma:

El valor mínimo de CT se da cuando el diferencial de la función de costos  $dC_T$  es cero, es decir:

$$dC_T = \frac{\delta C_T}{\delta P_1} dP_1 + \frac{\delta C_T}{\delta P_2} dP_2 + \dots + \frac{\delta C_T}{\delta P_m} dP_m = 0 \dots (11)$$

Como el costo de operación de cada máquina  $C_i$  depende sólo de la potencia generada por ella misma  $P_i$  y no de las potencias generadas por las otras, el diferencial anterior queda:

$$dC_T = \frac{dC_T}{dP_1} dP_1 + \frac{dC_T}{dP_2} dP_2 + \dots + \frac{dC_T}{dP_m} dP_m = 0 \dots (12)$$

Por otro lado, suponiendo que la potencia demandada por las cargas PD es constante (debido a los cambios relativamente lentos en la demanda, que puede considerarse constante en períodos de 2 a 10 minutos), su diferencial será:

$$dP_D = dP_1 + dP_2 + \dots + dP_m = 0 \dots (13)$$

Multiplicando la última expresión por un número real  $\lambda$  (multiplicador de Lagrange) y restando el resultado al de la ecuación para el valor de  $dC_T$ , se obtiene:

$$\left(\frac{dC_1}{dP_1} - \lambda\right) dP_1 + \left(\frac{dC_2}{dP_2} - \lambda\right) dP_2 + \dots + \left(\frac{dC_m}{dP_m} - \lambda\right) dP_m = 0 \dots (14)$$

La ecuación anterior se satisface cuando cada uno de los términos entre paréntesis es igual a cero. Esto es, cuando:

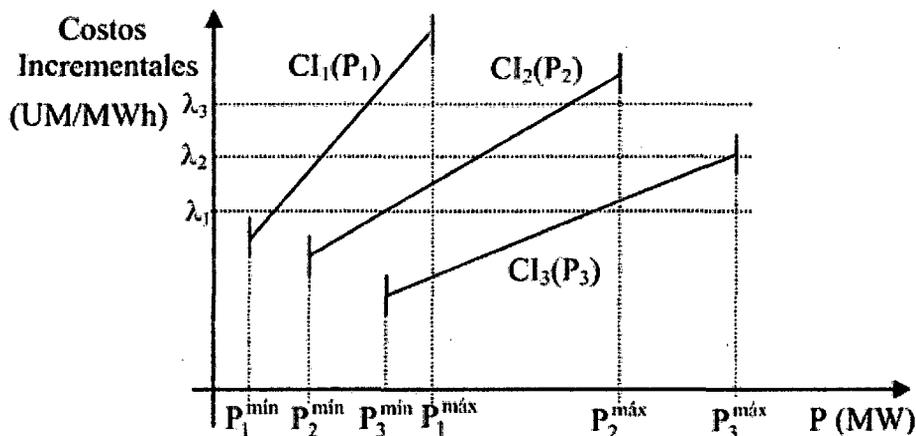
$$\frac{dC_1}{dP_1} = \frac{dC_2}{dP_2} = \dots = \frac{dC_m}{dP_m} = \lambda \dots (15)$$

Por lo tanto, el costo mínimo de operación se tendrá cuando todas las unidades generadoras funcionan con el mismo costo incremental y se cumple el balance de potencia dado por la ecuación (10). El sistema de  $m+1$  ecuaciones permite calcular las  $m$  potencias a generar y el costo incremental  $\lambda$  del sistema.

- CASO 2 : CONSIDERANDO LIMITES EN LA POTENCIA DE GENERACION.

Para la obtención de las ecuaciones de despacho económico se ha supuesto que las potencias generadas estaban dentro de sus límites prácticos; o lo que es lo mismo, se ha supuesto que se respetan las restricciones expresadas. Considérese ahora un sistema ejemplo con tres generadores, con las curvas de costos incrementales mostradas, donde se señalan los límites máximos y mínimos de funcionamiento. Supóngase que para una potencia demandada  $P_D$  el sistema funciona en la condición de igualdad de costos incrementales con un valor  $\lambda = \lambda_1$  para todas las máquinas. A partir de esa situación, a medida que aumenta la demanda, aumenta el valor de  $\lambda$  común, hasta que se alcanza la potencia máxima en alguna de las unidades de generación. En el ejemplo se aprecia cómo se alcanza primero el límite de la unidad 3, para  $\lambda = \lambda_2$ . Un incremento adicional en la potencia demandada tendrá que ser satisfecho por un incremento en la generación de las unidades 1 y 2, funcionando con la condición de igualdad de costos incrementales; esta situación corresponde por ejemplo al valor  $\lambda_3$  de la figura 23. Este razonamiento, aunque sin una demostración matemática rigurosa, conduce a la siguiente solución expresada en palabras: si en el proceso de búsqueda de la solución uno o varios generadores alcanzan alguno de sus límites, sus correspondientes potencias quedan fijadas en los límites alcanzados; los generadores restantes deben funcionar con igual costo incremental. El costo incremental del sistema es igual al costo incremental común de estos últimos generadores.

Figura N° 26 Curva de costos incrementales con límites de potencia generada



Fuente: INELE

El procedimiento iterativo para hallar  $\lambda$  será, en este caso, el siguiente: Elegir un valor inicial de  $\lambda$  tal que todos los generadores operen con el mismo costo incremental y dentro de sus límites. Si la elección de  $\lambda$  no es coherente con satisfacer la demanda, ajustarlo igual que en los casos en los que no se consideran límites. Si en este proceso una unidad de generación alcanza uno de sus límites, fijar la potencia a generar por la unidad en ese límite (máximo o mínimo) y continuar el proceso de ajuste de  $\lambda$  con el resto de las unidades.

### C. DESPACHO TERMICAMENTE PURO CON PERDIDAS EN LA TRANSMISION:

Si todos los generadores están situados en una misma central o están próximos geográficamente, es razonable despreciar las pérdidas en las líneas para calcular el despacho económico. En cambio, si las centrales están separadas geográficamente, se deben considerar las pérdidas en las líneas de transmisión, con lo que el reparto económico determinado en el apartado anterior cambia.

En un caso sencillo supóngase que todas las unidades de generación del sistema son idénticas. Entonces, al considerar pérdidas en las líneas, es de esperar que sea más barato suministrar más potencia desde los generadores más próximos a las cargas. La forma más generalizada de abordar el problema del despacho económico considerando pérdidas en las líneas parte del supuesto de que se tiene una expresión para esas pérdidas  $P_p$ , en función de las potencias de salida de los generadores, de la forma:

$$P_p = P_p(P_1, P_2, \dots, P_m) \dots \dots \dots (16)$$

Se trate de encontrar las Potencias  $P_i$  para minimizar el costo total CT:

$$C_T = \sum_{i=1}^m C_i(P_i) = C_1(P_1) + C_2(P_2) + \dots + C_m(P_m) \dots \dots (17)$$

Sujeto a :

$$\sum_{i=1}^m P_i - P_p(P_i) - P_D = P_1 + P_2 + \dots + P_m - P_p(P_1, P_2, \dots, P_m) - P_D = 0 \dots (18)$$

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \dots \dots \text{con } i = 1, 2, \dots, m \dots \dots (19)$$

La restricción en forma de igualdad es simplemente una manifestación del principio de conservación de la potencia.

Del mismo modo que en el caso de red sin pérdidas, considérese primero la situación en la que no existen límites de generación. El valor mínimo de  $C_T$  se da cuando el diferencial de la función de costos  $dC_T$  es cero, es decir:

$$dC_T = \frac{dC_T}{\delta P_1} dP_1 + \frac{dC_T}{\delta P_2} dP_2 + \dots + \frac{dC_T}{\delta P_m} dP_m = 0 \dots \dots \dots (20)$$

• **CASO 1 : SIN CONSIDERAR LIMITES EN LA GENERACION.**

Como el costo de operación de cada máquina  $C_i$  depende sólo de la potencia generada por ella misma  $P_i$  y no de las potencias generadas por las otras, el diferencial anterior queda:

$$dC_T = \frac{dC_T}{dP_1} dP_1 + \frac{dC_T}{dP_2} dP_2 + \dots + \frac{dC_T}{dP_m} dP_m = 0 \dots \dots (21)$$

Por otro lado, el diferencial del balance de potencias activas suponiendo que la potencia demandada por las cargas  $P_D$  es constante será:

$$d\left[\sum_{i=1}^m P_i - P_P(P_i) - P_D\right] = (dP_1 + dP_2 + \dots + dP_m) - \left(\frac{\delta P_P}{\delta P_1} dP_1 + \frac{\delta P_P}{\delta P_2} dP_2 + \dots + \frac{\delta P_P}{\delta P_m} dP_m\right) = 0 \dots (22)$$

Multiplicando la ecuación anterior por un número real  $\lambda$  (multiplicador de Lagrange) y restando el resultado por la anterior a esta última ecuación, se obtiene:

$$\left(\frac{dC_1}{dP_1} + \frac{\delta P_P}{\delta P_1} \lambda - \lambda\right) dP_1 + \left(\frac{dC_2}{dP_2} + \frac{\delta P_P}{\delta P_2} \lambda - \lambda\right) dP_2 + \dots + \left(\frac{dC_m}{dP_m} + \frac{\delta P_P}{\delta P_m} \lambda - \lambda\right) dP_m = 0 \dots (23)$$

La ecuación anterior se satisface cuando cada uno de los términos entre paréntesis es igual a cero. Esto es, cuando:

$$\left(\frac{dC_i}{dP_i} + \frac{\delta P_P}{\delta P_i} \lambda - \lambda\right) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, m \dots \dots (24)$$

O bien cuando:

$$\lambda = \left(\frac{1}{1 - \frac{\delta P_P}{\delta P_i}}\right) \frac{dC_i}{dP_i} \quad i = 1, 2, \dots, m \dots \dots \dots (25)$$

El coeficiente  $\partial P_p / \partial P_i$  corresponde a las pérdidas incrementales de transmisión de la máquina, designando al Factor de penalización  $L_i$  para el  $i$ -ésimo generador como:

$$L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_p}{\partial P_i}} \quad i = 1, 2, \dots, n \dots \dots \dots (26)$$

Se tiene que como  $dC_i/dP_i$  representa el costo incremental del  $i$ -ésimo generador, el sistema operará a costo mínimo, cuando el producto del costo incremental de cada unidad generadora por su Factor de Penalización  $L_i$  sea el mismo para todas ellas. Por lo tanto, la solución del problema queda determinada por las  $m+1$  ecuaciones siguientes, que permiten calcular las potencias a generar y el costo incremental del sistema:

$$\lambda = L_i C_i \quad i = 1, 2, \dots, m$$

$$\sum_{i=1}^m P_i - P_p(P_i) - P_D = 0 \dots \dots \dots (27)$$

Se observa que ya no es condición de óptimo que cada generador funcione con el mismo costo incremental. Los  $C_i$  están ahora ponderados por los factores de penalización  $L_i$ . Un factor de penalización elevado hace a la correspondiente unidad generadora menos atractiva.

Es de esperar que las centrales alejadas de los centros de consumo tengan factores de penalización mayores que las más próximas a dichas cargas.

• **CASO 2 : CONSIDERANDO LOS LIMITES DE LA GENERACION.**

Si se consideran los límites de generación, se tiene una solución análoga a la del caso sin pérdidas; es decir, hacer funcionar a todos los generadores que estén dentro de sus límites de tal forma que se cumpla que  $L_i C_i = \lambda$ . Si en este proceso una unidad de generación alcanza uno de sus límites, fijar la potencia a generar por la unidad en ese límite (máximo o mínimo) y continuar el proceso de ajuste de  $\lambda$  con el resto de las unidades.

#### **2.4.2 DESPACHO HIDROTERMICO:**

La coordinación de la operación de un sistema de generación hidroeléctrica es usualmente más compleja que la coordinación de un sistema termoeléctrico, esto se debe a que las plantas hidroeléctricas deben ser acopladas eléctrica e hidráulicamente (variaciones de caudales, influjos de agua, almacenamiento de agua en reservorios, etc.), y esto hace que existan muchas más restricciones en la coordinación de plantas hidroeléctricas que en una en la que sólo existen plantas termoeléctricas.

En la operación de un sistema hidrotérmico de potencia los problemas a solucionar dependen generalmente de encontrar un balance entre la generación hidroeléctrica y termoeléctrica con la carga a suplir, de tal manera que los costos de operación sean mínimos.

La coordinación de estos sistemas hidrotérmicos es realmente un problema ya que se debe programar el caudal a ser turbinado (sujeto a restricciones como niveles mínimos y máximos de los embalses, influjos de agua, etc.) para satisfacer la demanda de energía eléctrica y además minimizar los costos de producción de las plantas termoeléctricas.

Algunas técnicas desarrolladas para programar estos sistemas consisten en asignar un costo al agua y luego hacer el despacho económico de carga como en un sistema termoeléctrico convencional. En sistemas donde la mayor componente de generación es hidroeléctrica puede hacerse un despacho con mínimos costos para la generación termoeléctrica.

Existen dos tipos de sistemas hidrotérmicos, uno en el cual existe un balance entre la generación hidroeléctrica y la termoeléctrica y otro donde la generación hidroeléctrica es una pequeña fracción de la capacidad total con la que se cuenta. En este último sistema el despacho se hace minimizando los costos de producción de generación termoeléctrica, reconociendo las diversas restricciones hidráulicas que existen.

Una unidad hidroeléctrica es aquella que mediante el uso de una turbina acoplada con un generador convierte la energía cinética de una masa de agua en movimiento en energía eléctrica, generalmente pueden haber dos tipos de centrales hidroeléctricas, las cuales se mencionan a continuación: de pasada y de embalse.

Además, en este tipo de central debe tomarse en cuenta que para sacar el máximo provecho al agua la cota debe estar lo más cercana posible a la cota máxima del embalse. Es por ello que en la programación de la generación, para obtener la mayor

cantidad de potencia posible por cada metro cúbico de agua debe procurarse que la cota permanezca lo más alta posible, aunque no a tal punto que llegue a producirse vertimiento y desperdicio del agua.

Ahora bien, debido a que el agua disponible en cada central es una variable de naturaleza estocástica, el análisis de sistemas hidrotérmicos deberá necesariamente considerar diferentes escenarios hidrológicos. En el Perú predominan las centrales hidroeléctricas tipo embalse las cuales se caracterizan por la capacidad para acumular cierta cantidad de agua (y por ende de energía). Para operar en forma óptima una central de este tipo, la energía almacenada debe usarse en el momento más oportuno para reducir el costo de operación del sistema.

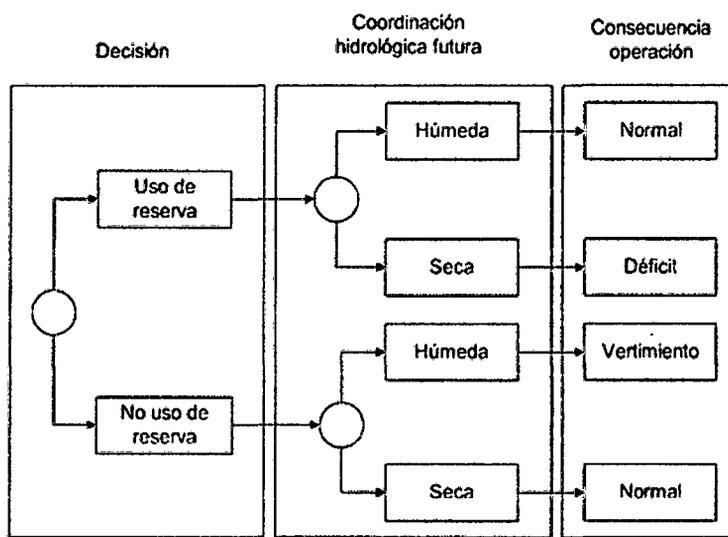
Debido a las particularidades de los sistemas interconectados con generación tanto térmica como hidráulica, conviene describir algunas de sus características que inciden directamente en la programación de la generación.

A diferencia de los sistemas exclusivamente térmicos, las decisiones tomadas para un período en un sistema hidrotérmico influyen en lo que ocurre en los siguientes períodos de la programación debido a que existen centrales hidroeléctricas donde los volúmenes finales de un período son el volumen inicial para el siguiente período.

Las centrales hidroeléctricas usan la energía almacenada desplazando la generación térmica y los costos asociados al consumo de combustible. Ya que la disponibilidad de energía hidroeléctrica está limitada por la capacidad de almacenamiento en los embalses, se introduce una dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos de operación en el futuro.

El agua llega a los embalses en forma gratuita, por lo que tiende a pensarse que su costo es cero, sin embargo, ya que la generación hidroeléctrica produce ahorros en el sistema debido a la generación termoeléctrica que desplaza, en realidad el agua tiene asociado un costo de oportunidad. De este modo, si el agua de los embalses se utiliza cuando la demanda del sistema es alta, se está desplazando el consumo de combustibles de mayor precio. Además debe tomarse en cuenta que si el agua no se usa en un período determinado puede almacenarse para uso futuro, por lo que no debe considerarse un solo período de programación, sino que deben analizarse también los costos en los períodos siguientes.

Figura N° 27 Procesos de decisión para sistemas hidrotérmicos



Fuente: Pereira.

### RESTRICCIONES EN LA OPERACIÓN DE UNIDADES HIDROELÉCTRICAS

Los sistemas hidrotérmicos tienen una variada gama de restricciones de operación que considerar, además de las restricciones propias de las unidades termoeléctricas, debe incluirse un nuevo conjunto de restricciones propias de la operación de las unidades hidroeléctricas las cuales se mencionan a continuación:

- **Cotas mínima y máxima del embalse:** Las centrales hidroeléctricas no pueden operar para cotas demasiado bajas en el embalse, debido a la disminución de la eficiencia y tampoco en cotas demasiado altas para evitar el desperdicio del agua a través del derrame.
- **Dinámica hidráulica propia de cada embalse:** La dinámica hidráulica propia de cada embalse la cual consiste en tomar en cuenta los caudales de entrada, influjos, descarga de la planta, derrames, evaporación de agua en los embalses, etc.
- **Existencia de series hidráulicas:** La existencia de centrales en serie o cascada hidráulica implica que el caudal de entrada de las centrales aguas abajo dependerá de la descarga de las centrales aguas arriba. Además debe considerarse el tiempo que demora al agua llegar de un embalse al otro.

La programación de las centrales hidroeléctricas problema conocido como "coordinación hidrotermica", está relacionada a la energía total disponible para

generación en centrales hidroeléctricas, que fracción de la demanda va a cubrir mediante dichas centrales en cada intervalo del horizonte de la programación, siempre con el objetivo de reducir al máximo los costos de generación.

A efectos de simplificar el problema y desacoplado completamente de la programación de centrales termoeléctricas, es habitual trabajar con una curva de costos del parque de generación termoeléctrico en función a la potencia cubierta mediante generación térmica  $C_T(P_T)$ . En consecuencia, suponiendo que el horizonte de programación es de 24 horas y que existen "ng" generadores termoeléctricos y "nh" generadores hidroeléctricos, la función de costes a optimizar se puede expresar de la siguiente forma:

$$\text{Min} \sum_{g=1}^{n_g} (A_g + \sum_{t=1}^{24} C_{g,t}(P_{g,t})) \approx \sum_{t=1}^{24} C_{Ti}(P_{Ti}) \dots \dots \dots (28)$$

Las restricciones que debe cumplir el problema de optimización de las centrales hidroeléctricas son las siguientes:

- Balance energético en cada periodo:

$$P_{Dt} = P_{Ti} + \sum_{h=1}^{n_h} P_{h,t} \quad t = 1, \dots, 24 \dots \dots \dots (29)$$

- Restricciones particulares de cada central hidroeléctrica:

Potencia máxima y mínima de cada central:

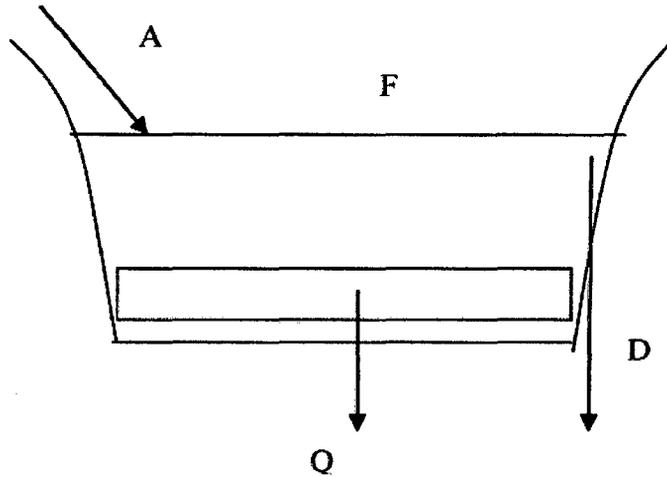
$$P_h^{min} \leq P_{h,t} \leq P_h^{max} \quad t = 1, \dots, 24 \dots \dots \dots (30)$$

Energía embalsada disponible en el horizonte de la programación:

$$V_h \geq \sum_{t=1}^{24} P_{h,t}$$

Siendo  $V_h$  la energía total disponible en MWh:

Figura N° 28 Variables asociadas a una central hidroeléctrica



Fuente: Gómez Expósito

V : Volumen del agua embalsada en hm<sup>3</sup>

A : Aportaciones externas en hm<sup>3</sup>/h

D : Caudal excedente en hm<sup>3</sup>/h

Q : Caudal utilizado por la central en hm<sup>3</sup>/h

Un modelo más detallado de las centrales hidroeléctricas en función a la figura anterior que proporciona la siguiente ecuación para cada embalse:

$$V_{h,t} = V_{h,t-1} + A_{h,t} - D_{h,t} - Q_{h,t}(P_{h,t}) \dots \dots (31)$$

$V_{h,t}$  = es el volumen de agua en el embalse asociado a la central h en el intervalo "t" , sujeto a límites tal:

$A_{h,t}$  = Son las aportaciones externas al embalse en el intervalo de tiempo "t" , aportaciones que se suponen conocidas o estimadas a priori.

$D_{h,t}$  = Es el caudal vertido por el embalse en el intervalo "t" caudal excedente que no es aprovechado para generación eléctrica. Puede estar sujeto a :

$$D_h^{min} \leq D_{h,t} \leq D_h^{max} \quad t = 1, \dots, 24 \dots \dots \dots (32)$$

$Q_{h,t}$  = Es el caudal medio utilizado por la central "h" en el intervalo "t" con límites:

$$Q_h^{min} \leq Q \leq Q_h^{max} \quad t = 1, \dots, 24 \dots \dots \dots (33)$$

El caudal medio será función de la Potencia media generada  $P_{h,t}$

## 2.5 RESERVA DE GENERACION.

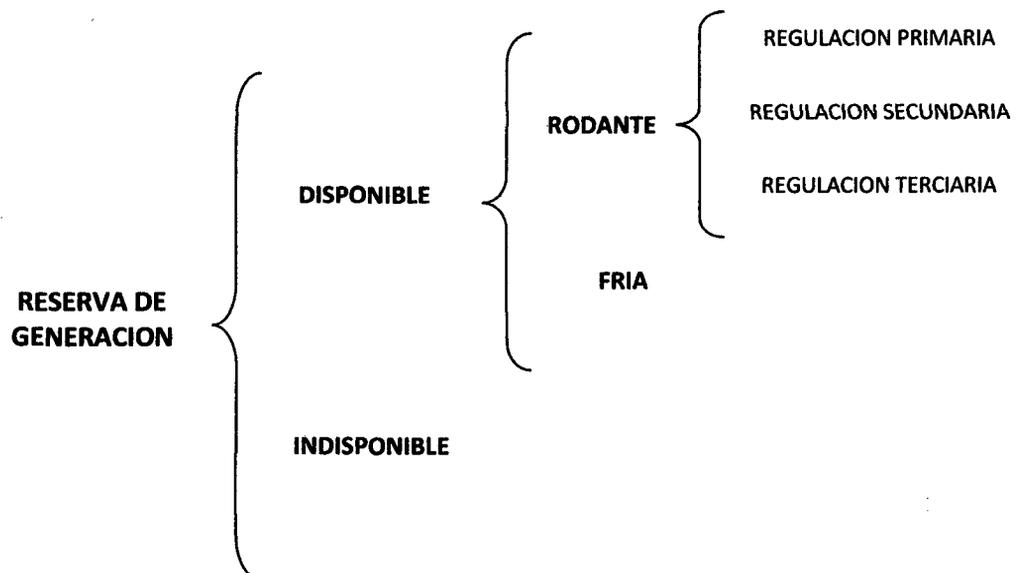
### 2.5.1 ROL DE LA RESERVA DE GENERACION EN EL BALANCE DE ENERGIA.

La industria eléctrica se caracteriza por el hecho de que la energía eléctrica debe ser transportada de los centros de producción a los de consumo a través de una red, ya que no es posible almacenar grandes cantidades de energía eléctrica de una manera rentable; esto motiva que sean necesarios unos complejos mecanismos de control orientados a mantener en todo momento el equilibrio entre la potencia generada y la consumida de forma que no perjudique la frecuencia.

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

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

Figura N° 29 Clasificación de la Reserva de Generación



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

### **2.5.2 TIPOS DE RESERVA DISPONIBLE:**

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

#### **A. RESERVA RODANTE:**

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

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

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

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

Dentro de los tipos de reserva rodante se encuentran:

- Reserva rápida: Está a disposición para cubrir el déficit de potencia en los primeros minutos de la falla y debe ser asumida principalmente por las plantas hidráulicas y las térmicas a gas de todas las 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. El tipo de acceso de reserva lenta que utiliza unidades térmicas puede oscilar entre media hora y 8 horas, dependiendo del estado inicial térmico de las plantas a utilizar. Si es necesario arrancar algunas plantas desde el nivel

frío, entonces es lógico que la reserva lenta pueda utilizar plantas que antes no aportaban ninguna reserva rodante.

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

#### **B. RESERVA FRIA:**

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

#### **2.5.3 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.

Los trabajos de mantenimiento, modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento del sistema, deberán coordinarse a través de

solicitudes de mantenimiento. Se consideran dentro de estos, los trabajos que involucren:

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

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

#### **2.5.4 CALCULO DE LA RESERVA EN EL MARCO DE LA PROGRAMACION DIARIA.**

##### **PROGRAMACION 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.

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.

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.

## **2.5.5 DIMENSIONAMIENTO DE LA RESERVA DE GENERACION:**

### **A. CLASIFICACION DE LA RESERVA DE GENERACION 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.

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:

- **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) 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 ( $\approx 0$  a 5 seg.) posteriores a la contingencia.

- **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.

- **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.

- **Reserva de Horas**

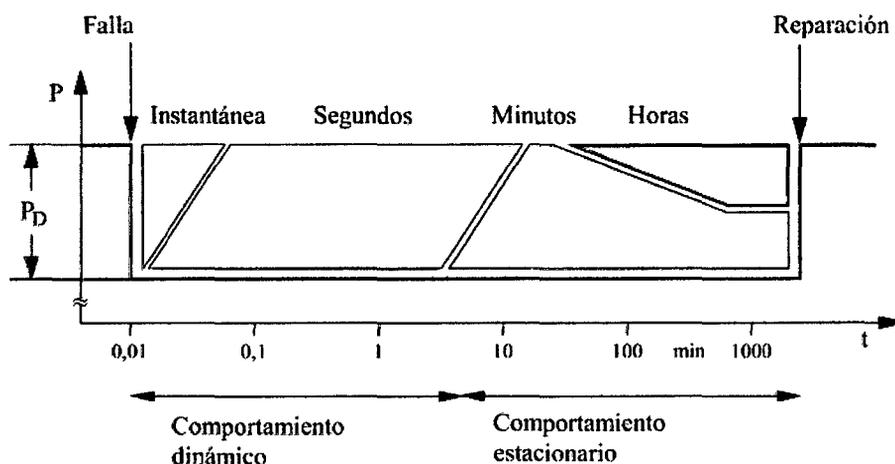
El arranque de unidades paradas de la Reserva de Minutos y las desviaciones de las potencias generadas por las máquinas respecto de los valores planificados como consecuencia de la regulación de frecuencia representan un apartamiento de las condiciones de operación económica. Para restituir el estado 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).

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.

Figura N°30 Participación de la reserva según sus tiempos de acceso ante la ocurrencia de déficit de potencia



Fuente : CAMMESA

El cuadro siguiente presenta valores típicos del tiempo requerido para entrar en sincronismo y velocidades de toma de carga ( $dP/dt$ ) para distintos tipos de bloques generadores, parámetros que son de gran significación en la modelación de la reserva en el marco de la programación de la operación.

Cuadro N° 1 Valores típicos del tiempo requerido para entrar en sincronismo y velocidades de toma de carga para tecnologías diversas de generación

Tipo de bloque	Tiempo requerido para sincronización [Hs]		dP/dt
	Tiempo de parada > 8 Hs	Tiempo de parada < 8 Hs	[%P <sub>N</sub> /min]
Turbovapor (gas, fuel)	12	2 - 3	8 - 12
Turbovapor (carbón)	7 - 12	3 - 6	4 - 8
Nuclear	25	6	10
Turbogas	5 - 10 min	< 5 min	10 - 30
Hidráulico	3 min	< 3 min	30 - 50

Fuente: CAMMESA

## B. DEFINICION DEL REQUERIMIENTO DE RESERVA.

El objetivo de la programación de la operación es la definición del ciclo de operación y potencia generada por cada unidad generadora, tal que la demanda total sea satisfecha en forma económica y confiable. Para satisfacer el requisito de confiabilidad el responsable de esta tarea debe dimensionar la reserva contando con las siguientes alternativas:

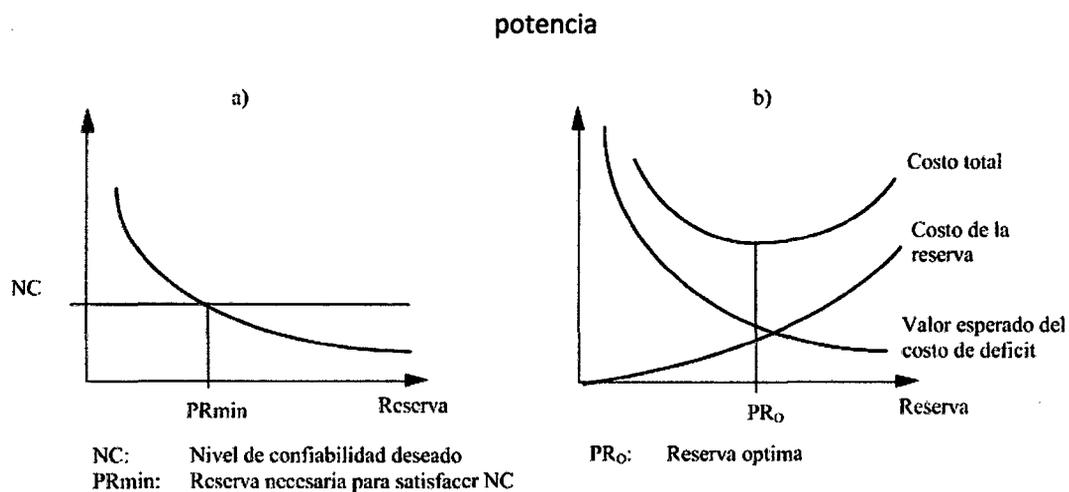
- Definir un nivel de confiabilidad sobre la base de la experiencia de eventos anteriores y verificar que éste sea respetado en todo momento con el programa de operación propuesto. Esta alternativa exige cuantificar la confiabilidad a través de la definición de un estado no deseado del sistema y del cálculo de indicadores estadísticos respecto de su ocurrencia. Los indicadores más utilizados son la "Probabilidad del estado de déficit de potencia" (conocido en la literatura como Loss of load Probability) y el "Valor esperado de la potencia de déficit" (Loss of Load Expectation). El cálculo del programa de operación se realiza imponiendo como restricción satisfacer un valor deseado de estos indicadores en cada intervalo de tiempo del período considerado.

Debe destacarse que la alternativa a) también involucra una valoración económica de los perjuicios ocasionados ante una interrupción del servicio eléctrico a través de la definición del nivel de confiabilidad deseado. La diferencia entre ambas alternativas radica en incluir esa valoración en un proceso de optimización o considerarla implícita en las decisiones y experiencia del responsable de la operación del sistema.

Definir el nivel de confiabilidad del sistema como resultado de la minimización de los costos totales al considerar los costos de déficit y de mantenimiento de la reserva de

generación. Esta alternativa se fundamenta en la hipótesis que resulta “no económico” mantener reserva de generación para evitar todas las posibles interrupciones del suministro eléctrico. Sobre la base de los costos incrementales de la reserva y de la valoración económica de los perjuicios ocasionados a los usuarios del servicio eléctrico ante una interrupción del mismo (costos de déficit) se define el valor óptimo de reserva en el sistema como aquel que permite minimizar la suma de los costos citados. El nivel de confiabilidad resultante puede ser considerado como óptimo.

Figura N°31 Definición del requerimiento de reserva según alternativas presentadas



Fuente : Wood

La decisión acerca de cuál alternativa es adecuada depende de cada sistema particular. En sistemas eléctricos, tal como está estructurado el SEIN con lugares geográficamente extensos y de diversa orografía y clima en general es utilizada la primera alternativa. Como consecuencia de la distribución geográfica de la demanda y de la potencia instalada y en particular por las restricciones impuestas por la red de transporte, en general se exige respetar un nivel de confiabilidad similar para cada sistema regional (LOLP o LOLE), con lo cual se logra una distribución geográfica adecuada de la reserva de generación del sistema.

### C. RECURSOS DISPONIBLE 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 exigen dimensionar la reserva de generación contemplando tanto el monto de la misma como su ubicación

geográfica dentro del sistema interconectado( total , en este caso el SEIN como los regionales)

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).
- 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:

- Puesta a disposición de unidades adicionales en reserva de arranque rápido.
- Aumento de la reserva rotante incrementando las unidades en operación.
- 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.

En relación con la primera alternativa planteada debe destacarse que el programa de operación obtenido del procedimiento de optimización puede disponer en operación unidades de arranque rápido de buen rendimiento y que utilizan energía primaria de menores costos, antes que unidades de arranque lento más antiguas de menor rendimiento y mayores costos. Este es el caso típico entre turbomaquinas térmicas, donde algunas unidades turbogas de arranque rápido resultan requeridas por el programa de operación antes que unidades turbovapor de arranque lento. Un

incremento de la reserva de minutos se logra forzando la incorporación de las unidades turbovapor en el programa de operación y disponiendo en reserva las unidades turbogas.

#### **2.5.6 REGULACION DE LA GENERACION:**

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

##### **A. REGULACION PRIMARIA:**

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

##### **B. REGULACION SECUNDARIA:**

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

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

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

##### **C. REGULACION TERCARIA:**

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

En casos de niveles bajos de tensión puede ser necesario el deslastre de cargas, que es la desconexión de ciertos tipos de cargas seleccionadas de acuerdo al grado de importancia de éstas dentro de la red. Es imprescindible asignar a ciertos generadores la

responsabilidad de responder a las señales enviadas por estos mecanismos de control. La capacidad reservada por estos grupos debe considerarse como un servicio más consumido por el sistema.

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

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

#### **2.5.8 RESERVA FRIA EN EL PERU:**

##### **A. ANTECEDENTES:**

La expansión económica que viene experimentando el Perú en los últimos años conlleva una mayor demanda eléctrica. Precisamente en el Periodo 2006-2008, la demanda eléctrica ha registrado tasas de crecimiento de más de 8% anual, lo que en términos absolutos ha representado un incremento de 1,063 MW en los requerimientos de los usuarios del SEIN. Sin embargo, en el mismo periodo, la oferta de generación eléctrica no ha tenido el mismo ritmo de crecimiento y solo ha aumentado en 761 MW, dando como resultado una reducción en la reserva de capacidad del SEIN.

Existen otros factores que contribuyen a esta reducción de la reserva, siendo uno de ellos la composición del parque de generación del SEIN constituido en alrededor de del 50 % por Centrales Hidroeléctricas, cuya generación es vulnerable a eventos de la naturaleza, tal como períodos de hidrología seca, los cuáles se suceden últimamente con mayor frecuencia debido al fenómeno de calentamiento global del planeta. A esto se aúna, la indisponibilidad total o parcial de las unidades de generación termoeléctricas debido a fallas en los generadores o turbinas, o a problemas de abastecimiento de los combustibles que utilizan.

## **B. NECESIDAD DE RESERVA FRIA EN EL PERU:**

- Dada la situación descrita en el acápite anterior, el Ministerio de Energía y Minas llevo a cabo, en el año 2009, un estudio preliminar de ingeniería que muestra en forma específica los niveles de potencia de reserva requeridos en el sistema y las características que tendría el proyecto para la instalación de los grupos térmicos a nivel nacional para poder contar con una reserva fría adecuada.
- El estudio se realizó en base a simulaciones de operación del SEIN , bajo las consideraciones de crecimiento de la demanda de potencia y energía en los niveles promedio de los últimos años; así como, con la entrada en operación de las obras de generación y transmisiones han sido programadas en los periodos 2009 a 2012. Del mismo modo, en el referido estudio se consideró la disponibilidad de gas natural proveniente de Camisea en la costa peruana y las restricciones de transporte de energía del centro al norte y sur del país. Para cada uno de los años se consideró escenarios en cuanto a la hidrología a enfrentar, disponibilidad de la CT de Ventanilla, disponibilidad de gas natural , disponibilidad de la CT de Ilo , no entrada en operación de la CT de Kallpa de Ciclo combinado y salidas de las centrales térmicas de emergencia Trujillo y de EGENOR en el norte medio y norte del país.
- Las simulaciones de operación del SEIN realizadas en el estudio, es que la reserva de generación para el periodo 2009-2012 , no soportaría la salida de una central de cierta capacidad como la central de Ventanilla. En base a esto, el estudio recomienda instalar dos unidades de generación de reserva con una potencia unitaria de 200 MW tanto en Trujillo como en Talara.
- Otra conclusión del estudio indico , que los niveles actuales de pago de potencia al SEIN , no otorgan rentabilidad del 12 % al proyecto, que sería requerida considerando que por la naturaleza de su operación, los ingresos principales son por potencia.

## **2.6 DEFINICION DE ESTADO DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA**

### **2.6.1 GENERALIDADES:**

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.

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. 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”.

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.

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.

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.

En general no se dispone de medios ilimitados para implementar las posibilidades citadas y aún luego de la actuación del operador del sistema eléctrico 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).

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

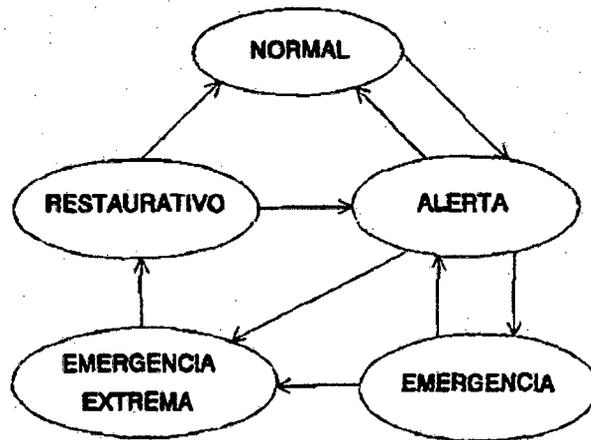
- Una muy pequeña constante de tiempo del proceso dinámico y pocas posibilidades de actuación rápida.
- Insuficiente reserva de potencia de generación y de capacidad de transporte.

### **2.6.2 CONDICION DE SEGURIDAD:**

Los sistemas eléctricos de potencia se diseñan para operar en forma segura ante las contingencias más probables. En la mayoría de los casos , ,los sistemas eléctricos de potencia, tienen la capacidad para soportar contingencias sencillas, y algunas contingencias múltiples, mediante sistemas de protección y control que intervienen para evitar la propagación del disturbio; esta capacidad determina la seguridad del SEP.

El nivel de seguridad de un sistema se puede identificar de acuerdo con los estados operativos del mismo. En la operación de un SEP se reconocen cinco estados operativos.

Figura N° 32 Estados de Seguridad de un sistema eléctrico



Fuente : Wood

En el estado de operación normal la generación es adecuada para satisfacer la demanda y no existe ningún equipo sobrecargado, en este estado los márgenes de reserva de generación y de transmisión son suficientes para mantener un nivel de seguridad adecuado para soportar posibles perturbaciones en el sistema.

Si aumenta la probabilidad de algún disturbio y/o se tiene una condición de operación con márgenes de reserva reducidos, se reducirá el nivel de seguridad, con lo que se llega a un estado de alerta. En este estado se satisface la demanda, pero para algunas contingencias se tendrán elementos sobrecargados en el sistema y/o violación de límites operativos; es un estado inseguro.

En el estado de emergencia algunos elementos del sistema están sobrecargados; en la mayoría de las situaciones de emergencia no se llega directamente a la desintegración instantánea del sistema, sino que se tiene cierto tiempo para realizar acciones de control, lo que permite dirigir el sistema a un estado normal o al menos de alerta; estas acciones dependen de la magnitud del disturbio y del tiempo disponible.

Si los controles de emergencia son inefectivos o tardan mucho tiempo en llevarse a cabo, el sistema puede caer en un estado de emergencia extrema, donde se inicia la desarticulación del mismo, provocando la formación de islas eléctricas; en este caso no se cumple con el suministro del servicio y se inicia la separación no controlada de elementos.

El último estado es el restaurativo, donde se realiza el restablecimiento del sistema desintegrado, tratando de cumplir con todas las restricciones de operación para llevar al sistema al estado normal, o al menos, al estado de alerta.

Uno de los objetivos permanentes de la operación de un SEP es mantener un nivel establecido de seguridad durante su operación; si el nivel de seguridad baja de cierto valor se deberán tomar medidas preventivas para restablecer la seguridad a niveles aceptables.

Generalmente los SEP's llegan a estados de emergencia como consecuencia de una combinación de eventos, algunas veces debido a contingencias más severas que aquellas consideradas como criterio de diseño, y otras como resultado de una contingencia "normal" donde los dispositivos de protección y/o control no operaron correctamente, iniciando una serie de eventos en cascada, lo cual es conocido como colapso del sistema. El objetivo de los controles de emergencia es evitar el colapso total o parcial mediante acciones automáticas.

### **2.6.3 ESTADO DE CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELECTRICO:**

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.

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. El estado actual en la definición del indicador de confiabilidad para el dimensionamiento de la reserva (probabilidad de déficit de potencia -LOLP-) surge de la clasificación de los posibles estados del sistema identificados como "operación" o "falla" y sólo permite dimensionar la reserva necesaria para no superar un valor máximo de la probabilidad de déficit. 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.

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:

#### **A. OPERACIÓN NORMAL**

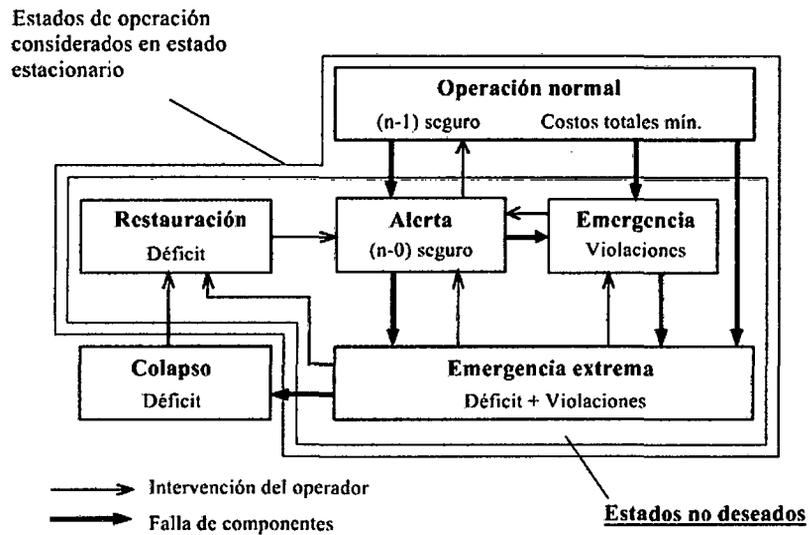
Es el estado con mayor probabilidad de ocurrencia en sistemas con adecuados márgenes de reserva y planes de mantenimiento preventivo. Está caracterizado por presentar:

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

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 transmisión 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".

La verificación del cumplimiento del criterio de seguridad (n-1) o del criterio (n-1) extendido no es realizable en el marco de los estudios de confiabilidad para el dimensionamiento de la reserva en razón del importante esfuerzo de cálculo requerido. Por ello en el marco del presente informe de tesis se asume como hipótesis simplificativa que "el sistema se encuentra en el estado de Operación Normal en tanto se encuentren en operación todos los componentes previstos en el programa de operación definido con anterioridad". En este estado se satisface la totalidad de la demanda del sistema y todas las restricciones técnicas de operación con los mínimos costos posibles.

Figura N°33 Estados del sistema para estudios de confiabilidad y reserva



Fuente : Wood

## B. 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,
- Condición (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.

## C. 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.

#### **D. 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.

#### **E. 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.

#### **F. 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.

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.

**CAPITULO III:**  
**MATERIALES Y METODO**

### **3.1 MATERIALES:**

#### **3.1.1 COMPONENTES DEL SISTEMA ELECTRICO NORTE PIURA-TUMBES.**

##### **A. OFERTA DE ENERGIA HIDROELECTRICA:**

- **CENTRAL HIDROELECTRICA DE POECHOS I**

La Central Hidroeléctrica de Poechos 1 de la Empresa SINERSA, está ubicada agua abajo de la salida de fondo de la Represa de Poechos, en la Costa Norte del Perú, en el Departamento de Piura, Provincia de Sullana y a 20 Km. de la frontera Perú – Ecuador. Se aprovecha la diferencia de altura existente entre el nivel superior del agua en el Reservorio de Poechos y el río Chira, utilizando todas las aguas de riego que se destinan hacia el Valle de Chira, mediante Turbinas Kaplan , con una Potencia Efectiva de 15.4 MW.

La Central Hidroeléctrica de Poechos 1, tiene una tubería forzada de 4,0 m de diámetro, que antes de la entrada a la casa de máquinas se bifurca en dos tuberías de 2,70 m de diámetro cada una, para transportar el caudal instalado de 45 m<sup>3</sup>/s hacia la casa de máquinas, que alberga dos unidades tipo Kaplan para producir energía eléctrica que es entregada al sistema energético nacional a través de la línea de alta tensión de 60 kV, de 34 Km. de longitud, entre la subestación de la Central Hidroeléctrica de Poechos 1 y la subestación de Sullana. Completa la casa de control, con equipo de medición, control, mando, protección y operación.

- **CENTRAL HIDROELECTRICA DE POECHOS II**

La Central Hidroeléctrica de Poechos II, de la Empresa SINERSA, está ubicado aproximadamente a 1 km. de distancia de la Central Hidroeléctrica Poechos I, aguas abajo de la Bocatoma del Canal de Derivación que lleva el agua al valle de Piura , opera con Turbinas Kaplan.

La Central Hidroeléctrica de Poechos II suministra al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de 10 MW de potencia y cerca de 46 GWh/año de energía renovable y limpia, ayudando de este modo a resolver la crisis energética del momento.

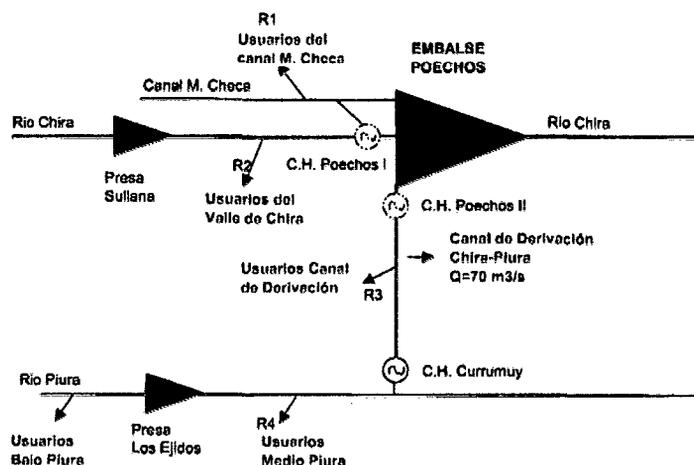
Como resultado de la operación de la Central Hidroeléctrica de Poechos II, se reducirá la emisión de CO<sub>2</sub>, de acuerdo a lo establecido en el Protocolo de Kyoto (Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU), en más de 22,000 toneladas al año, lo que equivale a incrementar en territorio peruano con 300.000 árboles maduros.

- **CENTRAL HIDROELECTRICA DE CURUMUY.**

La Central Hidroeléctrica de Curumuy de la Empresa SINERSA, de 12.5 MW, está ubicada en la Costa Norte del Perú, en el departamento de Piura, localidad de San Juan de Curumuy, aproximadamente a 1.000 km. de la ciudad de Lima y 20 km. de la ciudad de Piura.

Se ubica a la altura del kilómetro 54 del Canal de Derivación "Daniel Escobar" (final del canal), propiedad del Proyecto Especial Chira-Piura, donde éste entrega sus aguas hacia el río Piura. Estas aguas se descargan mediante una "caída rápida" conocida localmente como Caída Curumuy. En esta estructura se genera un cambio de alturas del orden de los 40 metros, la que es aprovechada para la generación de energía, desviando las aguas del canal antes de la estructura, hacia una cámara de carga construida paralelamente al canal, haciendo ingresar las aguas a un sistema de tuberías que las conducen a las turbinas Pelton ubicadas en la casa de máquinas.

Figura N° 34 Esquema Topológico de los Rios Chira/Piura



Fuente: GART-OSINERGMIN

## B. OFERTA DE ENERGIA TERMOELECTRICA.

- **CENTRAL TERMOELECTRICA EL TABLAZO.**

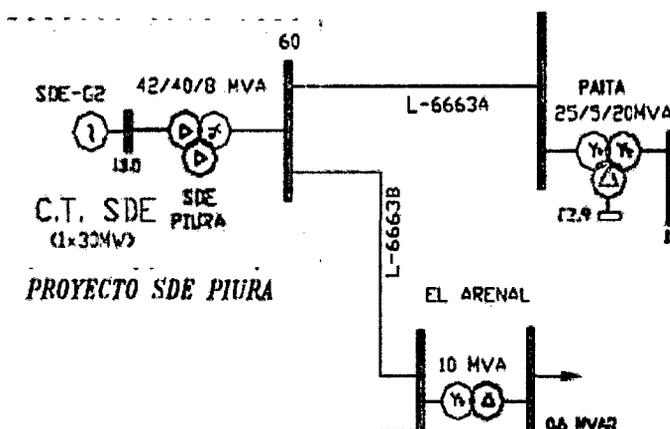
La Central Termoeléctrica de propiedad de la Empresa SDF Piura está ubicada en la zona El Tablazo de Colan, para lo cual se han adquirido 20,000 m<sup>2</sup> de zona eriaza a 320 m del km 45 de la carretera Paita-Sullana.

La Central Termoeléctrica está conformada por una turbina a gas SGT 700 de ciclo abierto con una potencia efectiva de 26.8 MW, nivel de tensión 13.8 voltios, eficiencia térmica 36 %. Cuenta con un transformador de 13.8/60 kV y 42 MVA, y entro en operación el 2012.

El gas que sirve de combustible es transportado básicamente desde la estación PN-25 de Olympic Peru INC hasta la estación de medición en el interior de la Central Termoeléctrica en un gasoducto físico de 13.5 km.

El monto aproximado de la inversión fue de 22.5 MM U\$.

Figura N° 35 Diagrama Unifilar Central Termoeléctrica El Tablazo



Fuente: GART-OSINERGMIN

- **CENTRAL TERMoeLECTRICA DE MALACAS.**

La Empresa EEPSA (Empresa Eléctrica de Piura S.A) tiene su sede de operaciones en carretera Talara-Lobitos km 3.5 km( Teléfono 073-285632) ubicada en la ciudad de Talara (localidad de Pariñas) , Provincia de Talara, Departamento de Piura. Cuenta con las siguientes instalaciones de generación:

Cuadro N° 2 Centrales de generación de la Empresa EEPSA

N°	Nombre	Detalle	Combustible	Potencia Efectiva (MW)
1	Central Termoeléctrica Malacas 1	Ciclo Joule Brayton Simple Abierto	Gas Natural	11.7
2	Central Termoeléctrica Malacas 2	Ciclo Joule Brayton Simple Abierto	Gas Natural	84.9
4	Central Termoeléctrica Malacas 4	Ciclo Joule Brayton Simple Abierto	Gas Natural	18.5
5	Central Termoeléctrica Reserva Fría	Ciclo Joule Brayton Simple Abierto	Biodiesel	200
	Total			315.1

Fuente: EEPSA

- **CENTRAL TERMoeLECTRICA DE TUMBES.**

La Central Termoeléctrica de Tumbes de propiedad de Electro Perú esta compuesta por 2 unidades, Central Térmica Tumbes 1 y Central Térmica 2 , de 8 MW cada uno de ellas , está compuesta por motores de combustión interna de 16 cilindros en "V" , utilizando como combustible petróleo Residual Bunker 6 de mediana viscosidad. Se

acoplan a la Subestación Tumbes con un nivel de tensión de 60 kV. Esta Central entro en operación el año 1992.

### **C. OFERTA DE ENERGIA CON RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES.**

- **CENTRAL EOLICA DE TALARA.**

La central se encuentra ubicada en la costa Peruana, en el departamento de Piura, en la provincia de Pariñas, a una altura de 11 msnm, en la pampa "La Campana" a 10 km de la ciudad de Talara. El área total del campo que alberga los aerogeneradores es de 700 hectáreas.

Contempla la instalación de 17 aerogeneradores, modelo V100 de 1,8 MW c/u; formado por 3 palas de 49 metros de longitud c/u y un ángulo de 120º entre ellas.

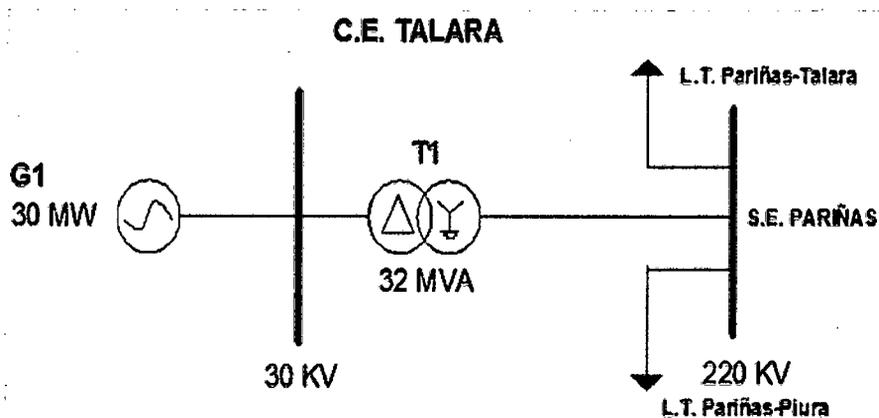
Cada aerogenerador está constituido por una turbina y un generador eléctrico situados en lo alto de una torre de acero, cimentada sobre una zapata de concreto armado. Además, en el interior de la torre se incluye un centro de transformación.

Cada aerogenerador V100 de 1,8 MW está provisto de un transformador trifásico tipo seco, con refrigeración forzada por aire, ubicado en la parte trasera de la góndola. Sus características principales serán: potencia primario 2 100 kVA, potencia secundario (690 V) 1 900 kVA, potencia secundario (480 V) 200 kVA, frecuencia 60 Hz, tensión primaria 30 kV y tensión secundaria 690/480 V. La torre metálica que soporta al aerogenerador es de 80 metros cada aerogenerador ocupa un área de 80 m<sup>2</sup>, distanciados a 1,5 veces en diámetro que forman las palas (150 m) y 3 veces del diámetro en paralelo (300 m), distancia que permite evitar el efecto Estela (Cola de viento turbulento).

La energía generada se inyecta al SEIN a través de la L.T. 220 kV que parte de la S.E. Central Eólica Talara (30/220 kV) y se interconectará a la S.E. Pariñas. El proyecto de interconexión contempla que se instale un sistema de simple barra en la subestación de la central y una celda en la S.E. Pariñas.

La inversión aproximada será de 71,1 MM US\$, con un precio de 87 U\$/MWh.

Figura N° 36 Diagrama Unifilar Central Eólica de Talara



Fuente: GART-OSINERGMIN

- **CENTRAL TERMOELECTRICA CAÑA BRAVA.**

La Central Termoeléctrica Maple Etanol o Caña Brava genera energía eléctrica usando el bagazo, que es un subproducto del proceso de producción del etanol usando como materia prima la caña de azúcar. La Central se ubica dentro de la Planta de Producción de Etanol localizada en el Departamento de Piura.

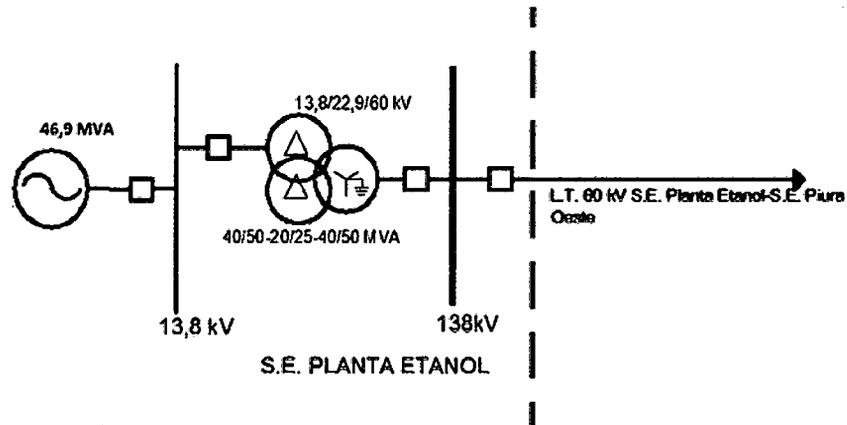
Para efectos de la inyección de energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), la Central de Generación se conecta a la Sub Estación Piura Oeste (SEPO), componente del SEIN ya existente, utilizando un transformador de potencia de 40/50 MVA que elevará la tensión de generación (13,8 kV) a 60 kV y una línea de transmisión en 60 kV.

Maple Etanol señala que el 23.04.2008, se aprobó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto de Producción de Etanol Anhidro, donde está incluida la Central Termoeléctrica Maple Etanol.

Mediante R.S. N° 043-20 12-EM, el 22.05.2012 el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) otorgó a la empresa Maple Etanol la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables (biomasa).

El monto aproximado de la Inversión es de 25 MM US\$. La Central Termoeléctrica Maple ingresó en operación comercial el 17.08.2012 (Carta COES/D-749-2012), con una potencia efectiva de 37,5 MW generado con 1 turbina de vapor Siemens.

Figura N°37 Diagrama Unifilar Central Termoeléctrica Caña Brava



Fuente: GART-OSINERGMIN

**D. DEMANDA DE ENERGIA:**

Se tienen las siguientes cargas especiales:

Cuadro N° 3 Cargas especiales Zona Norte Piura-Tumbes

N°	Nombre	Detalle	Demanda(MW)
1	Piura	Residencial	66
2	Sullana	Residencial	16.4
3	Talara	Residencial	14
4	Refinería Talara	Industrial	16
5	Tumbes	Residencial	13
6	Zorritos	Residencial	12.3
7	Zarumilla	Residencial	14
8	Paita	Residencial-Industrial	43
9	Morropon	Residencial	28.6
10	Caleta Constante	Residencial-Industrial	19.1
	<b>TOTAL ACTUAL</b>		<b>242.4</b>

Fuente: Minem

Cuadro N° 4 Cargas proyectadas

N°	Nombre	Detalle	Demanda(MW)
1	Ampliación Refinería de Talara-2018	Industrial	8
2	Ampliación Terna 500 kV Chiclayo-La Niña (Piura)-2019	Reforzamiento Líneas de Transmisión	...
3	Central Térmica Nueva Esperanza(Tumbes)2016	Generación	135
4	2° Circuito terna de 60 kV Piura-Paita 2016	Reforzamiento Líneas de Transmisión	

Fuente: Minem

### **3.1.2 SOFTWARE POWER WORLD.**

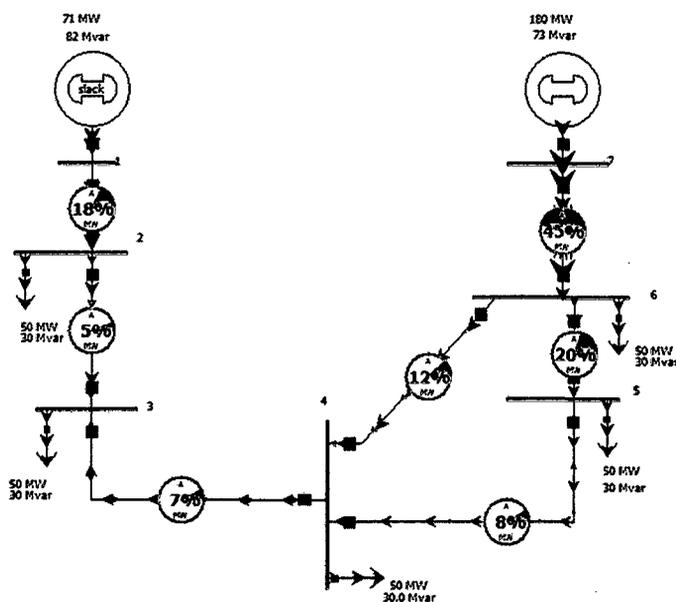
#### **A. GENERALIDADES:**

El programa de simulación por computador de sistemas eléctricos de potencia PowerWorld permite realizar análisis de flujos de carga, flujo de potencia óptimo, fallos por cortocircuito, estabilidad, despacho económico, entre otros. Trabaja en un ambiente gráfico e interactivo con el usuario y está orientado al personal técnico, de ingeniería y para fines educativos en el análisis de sistemas de potencia. La herramienta está centrada principalmente en la simulación de sistemas de potencia interconectados, ya que permite trabajar los modelos py zonas, permitiendo realizar las tareas comunes a los programas para simulación de sistemas de potencia básicos (flujos de carga y fallas por cortocircuito) y además tareas comunes a los programas de simulación intermedios (estabilidad, despacho económico, flujo óptimo, análisis de contingencia).

PowerWorld Simulator es un paquete de simulación de sistemas de potencia que posee una interfaz gráfica e interactiva con el usuario. Para su ejecución se requiere de cualquiera de las siguientes plataformas operativas: Windows 95, 98, 2000, NT y XP siendo esta última la más recomendada cuando se simulan sistemas de gran tamaño. Las principales características del programa son:

- Simulación en el tiempo: La solución de los flujos de potencia se realiza continuamente a medida que transcurre un período de tiempo determinado. Lo anterior permite que al realizar cambios en la generación, carga o intercambio en MW de un sistema de potencia, los resultados sean visualizados inmediatamente sobre el diagrama unilineal.
- Objetos y registros: cada elemento del sistema tiene asociado un registro de datos y un objeto que lo representa en el diagrama unilineal. El programa distingue claramente entre ambos, de manera que es posible borrar el objeto representativo de una línea u otro elemento sin borrar el registro de datos del mismo. Es de notarse que si el registro existe, el elemento se seguirá teniendo en cuenta en la simulación de flujos de carga.
- Gráficos y variación de carga: la generación y la carga pueden visualizarse por medio de gráficos que son realizados a medida que se efectúa una simulación en el tiempo; así mismo pueden definirse curvas de variación de carga para un área o zona específica.

Figura N°38 Diagrama Unifilar con Power World



Fuente : Power World Simulator

## B. TIPOS DE ANÁLISIS PERMITIDOS

La fortaleza de PowerWorld Simulator se encuentra en su capacidad de solucionar flujos de carga (en su versión completa puede resolver sistemas de hasta 100.000 barras) utilizando diagramas unilineales animados. Además de proporcionar una solución para flujos de potencia, el programa puede simular la evolución del sistema de potencia sobre un intervalo de tiempo determinado por el usuario, que puede ir desde unas cuantas horas hasta una semana; durante el tiempo de simulación el programa ejecuta la solución de los flujos y muestra la animación de los mismos. Los métodos de solución de los flujos de carga disponibles en el programa son: los métodos de Newton Raphson, Gauss Seidel y el OPF (Flujo de potencia óptimo). Otras opciones importantes que presenta el programa son la capacidad de simular variaciones en la carga durante la simulación, ya que permite introducir curvas de carga diaria, semanal y de fin de semana. Además integra el despacho económico y permite que los generadores trabajen con curvas de costo definidas por el usuario, calcula el PTFD (Factor de Distribución de Transferencia de Potencia) útil para realizar análisis de intercambio de potencia entre determinadas áreas, calcula cortocircuitos y permite realizar análisis de contingencia. Tiene la opción de crear archivos Script que sirven para automatizar las acciones durante la simulación de un caso; por medio de

estos archivos se pueden programar eventos para todos los tipos de elementos, eventos de simulación, eventos del diagrama unilineal, entre otros.

### **C. CONSTRUCCIÓN 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.

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.

## **3.2 METODO DE INVESTIGACION:**

### **3.2.1 CONSTRUCCION DE LA TOPOLOGIA DEL SISTEMA NORTE PIURA – TUMBES.**

#### **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 eólica: 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 Talara.

**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 Piura-Tumbes incluyendo centrales de energía, barras de potencia, transformadores, líneas de transmisión y cargas de consumo.

**3.2.2 ESCENARIOS DE COMPORTAMIENTO.**

**A. Escenario 1 : Condiciones normales** . Operativa la línea de transmisión Chiclayo-Piura ( 1 terna de 220 kV),

**B. Escenario 2 : Operación de Emergencia.** Ruptura de la línea de transmisión Chiclayo-Piura (Una terna de 220 kV).

**C. Escenario 3: Operación de Emergencia** .Ruptura de la línea de transmisión Chiclayo-Piura ( Una terna de 220 kV), ). Salida de servicio de las centrales Hidroeléctricas de la cuenca del Rio Chira.

**D. Escenario 4: Operación de Emergencia** . Ruptura de la línea de transmisión Chiclayo-Piura ( Una terna de 220 kV), ), Salida de servicio de Central Térmica el Tablazo por falta de gas ( gasoducto Cía. Olimpyc hasta Planta de SDF Piura)

**E. Escenario 5: Operación de Emergencia.** Ruptura de la línea de transmisión Chiclayo-Piura (Una terna de 220 kV) operativa la línea de transmisión Chiclayo-Piura (Doble terna de 220 kV). Indisponibilidad del gasoducto que abastece de gas natural a la empresa EEPSA, con lo cual las C.T Malacas quedan fuera de servicio.

**F. Escenario 6 : Operación de Emergencia.** Ruptura de la línea de transmisión Chiclayo-Piura( Una terna de 220 kV)operativa la línea de transmisión Chiclayo-Piura ( Doble terna de 220 kV), quedando fuera de servicio las C.T de Malacas de la Empresa EEPSA , así como la Central Eólica queda fura de servicio por indisponibilidad forzada.

- G. Escenario 7: Operación de Emergencia.** Ruptura de línea de transmisión Chiclayo-Piura)Una terna de 220 kV) , indisponibilidad en el Valle del Rio Chira (Sullana), quedando fuera de servicio la CT Caña Brava.
- H. Escenario 8 : Operación de Emergencia.** Ruptura de línea de transmisión Chiclayo-Piura)Una terna de 220 kV) , déficit de gas natural en la zona norte, quedando indisponibles las CT de Malacas y la CT El Tablazo.
- I. Escenario 9 : Operación de Emergencia Extrema.** Ruptura de línea de transmisión Chiclayo-Piura)Una terna de 220 kV) , déficit de gas natural en la zona norte, quedando indisponibles las CT de Malacas y la CT El Tablazo y salida forzada de las CT Tumbes.
- J Escenario 10: Operación de Restauración-2016.** Ruptura de línea de transmisión Chiclayo-Piura)Una terna de 220 kV) , déficit de gas natural en la zona norte, quedando indisponibles las CT de Malacas y la CT El Tablazo y salida forzada de las CT Tumbes. Incremento de la demanda en 5%. Entrada en servicio de la CT de Nueva Esperanza.

**CAPITULO IV:**  
**CALCULOS Y DISCUSION**  
**DERESULTADOS**

#### 4.1 DETERMINACION DE CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES DE ENERGIA.

##### A. CENTRALES HIDROELECTRICAS:

- **CENTRAL HIDROELECTRICA DE CURUMUY:**

Se toman como referencia la generación de energía media generada (Informe N° 0117-2014 GART-OSINERGMIN, para la determinación de los precios de barra 2014-2015) obtenemos el Factor de Planta medio aplicando las ecuaciones N° 2 y 3.

Energía anual generada = 64.2 GWh

Potencia Efectiva = 12.5 MW

$$\text{N° de Horas de operacion al año} = \frac{64.2 \text{ GWh}}{0.0125 \text{ GW}} = 5,136 \text{ horas}$$

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{5,136}{8,760} * 100 \% = 58.63 \%$$

- **CENTRAL HIDROELECTRICA POECCHOS I:**

Se toman como referencia la generación de energía media generada (Informe N° 0117-2014 GART-OSINERGMIN, para la determinación de los precios de barra 2014-2015) obtenemos el Factor de Planta medio aplicando las ecuaciones N° 2 y 3.

Energía anual generada = 82 GWh

Potencia Efectiva = 15.4 MW

$$\text{N° de Horas de operacion al año} = \frac{82 \text{ GWh}}{0.0154 \text{ GW}} = 5,325 \text{ horas}$$

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{5,325}{8,760} * 100 \% = 60.78 \%$$

- **CENTRAL HIDROELECTRICA POECCHOS II:**

Se toman como referencia la generación de energía media generada (Informe N° 0117-2014 GART-OSINERGMIN, para la determinación de los precios de barra 2014-2015) obtenemos el Factor de Planta medio aplicando las ecuaciones N° 2 y 3.

Energía anual generada = 50 GWh

Potencia Efectiva = 10 MW

$$\text{N}^\circ \text{ de Horas de operacion al año} = \frac{50 \text{ GWh}}{0.010 \text{ GW}} = 5,000 \text{ horas}$$

$$\text{Factor de Planta Medio} = \frac{5,000}{8,760} * 100 \% = 57.07 \%$$

**B. CENTRALES TERMOELECTRICAS:**

- **CENTRAL TERMOELECTRICA DE RESERVA FRIA:**

- **CENTRAL TERMOELECTRICA DE TUMBES:**

Teniendo en cuenta los valores de Precios de los combustibles y las Tasas de calor (valores suministrados por el Informe N° 117-2014 GART) y en función a las ecuaciones N° 5,6, 7 y 8 se determina el CVT de la Termoeléctrica.

Potencia Efectiva	= 16.0 MW
Combustible	= Petróleo Bunker 6
Flujo másico de combustible	= 930.23 galón/hora
Densidad	= 3.612 kg/galón

$$\text{HEAT RATE} = 930.23 * 3.612 / 16.0$$

$$\text{HEAT RATE} = 58.14 \text{ galon/MWh}$$

Luego costo variable combustible es , para un precio declarado de 2.60 U\$/galón

$$\text{CVC} = 58.14 * 2.60 = 151.16 \text{ U\$/MWh}$$

Costo Variable No Combustible = 7.0 U\$/MWh

$$\text{CVT} = 151.16 + 7.0 = 158.16 \text{ U\$/MWh}$$

- **CENTRAL TERMOELECTRICA EL TABLAZO:**

Teniendo en cuenta los valores de Precios de los combustibles y las Tasas de calor (valores suministrados por el Informe N° 117-2014 GART) y en función a las ecuaciones N° 5,6, 7 y 8 se determina el CVT de la Termoeléctrica.

Potencia Efectiva	= 26.8 MW
Combustible	= Gas Natural

Flujo másico de combustible = 8,010.5 m<sup>3</sup>/hora

Densidad = 28 m<sup>3</sup>/MMBTU

$$\text{HEAT RATE} = \left(\frac{8,010.5}{28}\right)/26.8$$

$$\text{HEAT RATE} = 10.675 \text{ MMBTU/MWh}$$

Luego costo variable combustible es, para un precio declarado de 2.5464 U\$/MMBTU

$$\text{CVC} = 10.675 * 2.5464 = 27.082 \text{ U\$/MWh}$$

Costo Variable No Combustible = 2.69 U\$/MWh

$$\text{CVT} = 27.182 + 2.69 = 29.87 \text{ U\$/MWh}$$

- **CENTRAL TERMoeLECTRICA CAÑA BRAVA:**

Teniendo en cuenta los valores de Precios de los combustibles y las Tasas de calor (valores suministrados por el Informe N° 117-2014 GART) y en función a las ecuaciones N° 5,6, 7 y 8 se determina el CVT de la Termoeléctrica.

Potencia Efectiva = 37.5 MW

Combustible = Bagazo

Por ser una central de cogeneración y con biomasa con se considera su Costo Variable total para realizar el orden de despacho, además por el Reglamento de Cogeneración 037-2006 DGE/MEM tiene prioridad en el despacho.

Se toma el precio referencial de la 2° Subasta RER para biomasa igual a 108 U\$/MWh.

- **CENTRAL TERMoeLECTRICA MALACAS 1:**

Teniendo en cuenta los valores de Precios de los combustibles y las Tasas de calor (valores suministrados por el Informe N° 117-2014 GART) y en función a las ecuaciones N° 5,6, 7 y 8 se determina el CVT de la Termoeléctrica.

Potencia Efectiva = 11.7 MW

Combustible = Gas Natural

Flujo másico de combustible = 4,519.6 m<sup>3</sup>/hora

Densidad = 28 m<sup>3</sup>/MMBTU

$$\text{HEAT RATE} = \left(\frac{4,519.6}{28}\right)/11.7$$

$$\text{HEAT RATE} = 13.796 \text{ MMBTU/MWh}$$

Luego costo variable combustible es , para un precio declarado de 2.5464 U\$/MMBTU

$$\text{CVC} = 13.796 * 2.5464 = 35.13 \text{ U\$/MWh}$$

Costo Variable No Combustible = 4.0 U\$/MWh

$$\text{CVT} = 35.13 + 4.0 = 39.13 \text{ U\$/MWh}$$

- **CENTRAL TERMOELECTRICA MALACAS 2 :**

Teniendo en cuenta los valores de Precios de los combustibles y las Tasas de calor (valores suministrados por el Informe N° 117-2014 GART) y en función a las ecuaciones N° 5,6, 7 y 8 se determina el CVT de la Termoeléctrica.

Potencia Efectiva = 84.9 MW

Combustible = Gas Natural

Flujo másico de combustible = 27,026.40 m<sup>3</sup>/hora

Densidad = 28 m<sup>3</sup>/MMBTU

$$\text{HEAT RATE} = \left(\frac{27,026.40}{28}\right)/84.9$$

$$\text{HEAT RATE} = 11.369 \text{ MMBTU/MWh}$$

Luego costo variable combustible es , para un precio declarado de 2.5464 U\$/MMBTU

$$\text{CVC} = 11.369 * 2.5464 = 28.95 \text{ U\$/MWh}$$

Costo Variable No Combustible = 3.13 U\$/MWh

$$\text{CVT} = 28.95 + 3.13 = 32.08 \text{ U\$/MWh}$$

- **CENTRAL TERMOELECTRICA MALACAS 4:**

Teniendo en cuenta los valores de Precios de los combustibles y las Tasas de calor (valores suministrados por el Informe N° 117-2014 GART) y en función a las ecuaciones N° 5,6, 7 y 8 se determina el CVT de la Termoeléctrica.

Potencia Efectiva = 18.5 MW

Combustible = Gas Natural  
 Flujo másico de combustible = 6,154.9 m<sup>3</sup>/hora  
 Densidad = 28 m<sup>3</sup>/MMBTU

$$\text{HEAT RATE} = \left(\frac{6,154.9}{28}\right)/18.5$$

$$\text{HEAT RATE} = 11.882 \text{ MMBTU/MWh}$$

Luego costo variable combustible es , para un precio declarado de 2.5464 U\$/MMBTU

$$\text{CVC} = 11.882 * 2.5464 = 30.256 \text{ U\$/MWh}$$

Costo Variable No Combustible = 4.0 U\$/MWh

$$\text{CVT} = 30.256 + 4.0 = 34.256 \text{ U\$/MWh}$$

**C. CENTRAL EOLICA:**

Se considera un factor de variación de la Potencia efectiva igual a 1 , con lo cual la Potencia efectiva de la Central eólica de Talara es de 30 MW , y con costo variable según lo presentado en la 1° Subasta de Recursos Energéticos Renovables de 180 U\$/MWh . Se considera que su costo variable no afecta al valor del costo de operación del sistema eléctrico.

**D. CENTRAL TERMOELECTRICA DE RESERVA FRIA:**

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

Cuadro N° 5 Estadísticas de Consumo a diversos porcentajes de carga

Porcentaje de carga	Potencia Efectiva (MW)	Flujo de Combustible (Galón/hora)
20 %	40	3,845
40 %	80	6,745
60 %	120	9,346
80 %	160	11,845
100 %	200	14,558

Fuente: COES (Estudio de Potencia Efectiva)

Se determina la eficiencia de Planta de la Central Termoeléctrica de Reserva Fría:

La Potencia térmica suministrada a la cámara de combustión, está dado por la adición del combustible en la cámara de combustión y teniendo en cuenta que el poder calorífico inferior del Biodiesel es 9,860 Kcal/kg ( 41,214 Kj/kg):

$$Q_s = \frac{14,558 * 3.248 * 41,214}{1,000 * 3600} = 541.34 \text{ MW}$$

Para la determinación de la Eficiencia de Planta, se tiene en cuenta la ecuación:

$$\eta_{\text{Planta}} = \frac{\text{Potencia Efectiva}}{Q_s} * 100\%$$

$$\eta_{\text{Planta}} = \frac{200}{541.38} * 100\% = 36.95 \%$$

Teniendo en cuenta los valores de Precios de los combustibles y las Tasas de calor (valores suministrados por el Informe N° 117-2014 GART) y en función a las ecuaciones N° 5,6, 7 y 8 se determina el CVT de la Termoeléctrica.

Potencia Efectiva	= 200 MW
Combustible	= Biodiesel (BD2)
Flujo másico de combustible	= 14,558 galones/hora
Densidad	= 3.248 kg/ galón

$$\text{HEAT RATE} = 14,558 / 200$$

$$\text{HEAT RATE} = 72.794 \text{ galon/MWh}$$

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

$$\text{CVC} = 72.794 * 3.625 = 263.88 \text{ U\$/MWh}$$

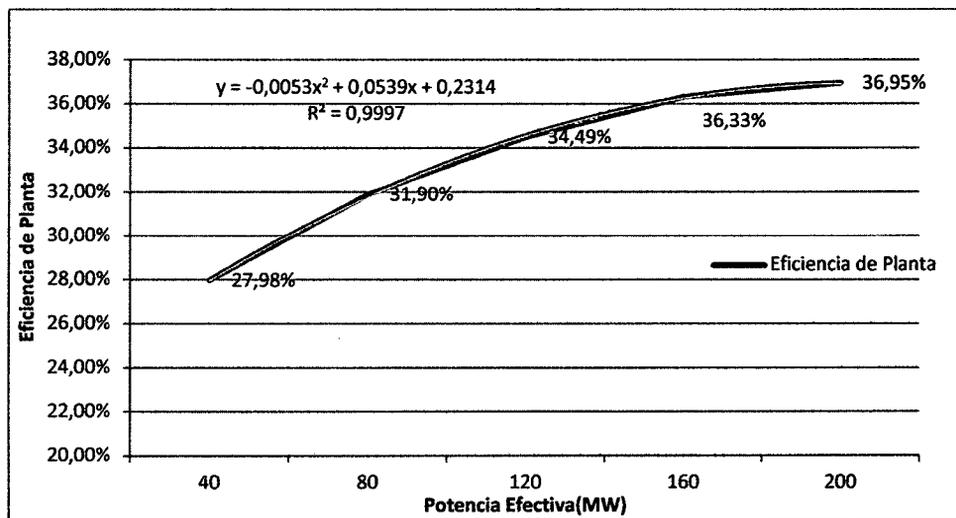
Costo Variable No Combustible = 4.0 U\$/MWh

$$\text{CVT} = 263.88 + 4.0 = 267.88 \text{ U\$/MWh}$$

Se presentan así mismo los cálculos de la eficiencia de planta y costo variable combustible para diferentes porcentajes de carga de la Potencia efectiva para la central Termoeléctrica de Reserva fría.

Para la eficiencia de planta, se tiene que esta varía en función al porcentaje de carga de la Potencia efectiva. Se tiene una máxima eficiencia de planta de 36.95 % para una máxima Potencia efectiva desarrollada de 200 MW. Mientras que a medida de que decrece la Potencia efectiva a diversos porcentajes de carga , la eficiencia de planta decrece , tal es el caso de una Potencia de 40 MW le corresponde una eficiencia de planta de 27.98%.

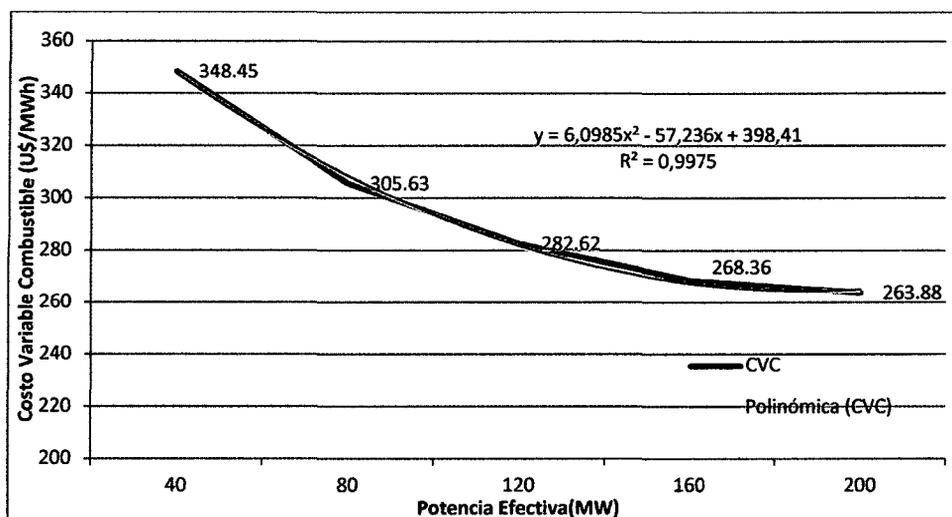
Grafico N° 1 Comportamiento de la Eficiencia de Planta a diversos porcentajes de carga



Fuente: Elaboración propia

Para los costos variables combustibles, se tiene que esta varía en forma creciente en función al porcentaje de carga de la Potencia efectiva. Se tiene un costo variable combustible de 263.88 U\$/MWh para una máxima Potencia efectiva desarrollada de 200 MW. Mientras que a medida de que decrece la Potencia efectiva a diversos porcentajes de carga , los costos variables combustibles se incrementan , tal es el caso de una Potencia de 40 MW le corresponde una eficiencia de planta de 348.45 U\$/MWh.

Gráfico N° 2 Comportamiento de los costos variables combustibles a diversos porcentajes de carga



Fuente: Elaboración propia

#### 4.2 BALANCE DE OFERTA Y ENERGIA.

Se presenta el siguiente cuadro comparativo entre la Oferta y la demanda en el Subsistema eléctrico Norte Piura-Tumbes:

Cuadro N° 6 Balance de Energía y Potencia Subsistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes

N°	Nombre	Detalle	Combustible	CVT (US\$/MWh)	Potencia Efectiva (MW)
	Central Hidroeléctrica Curumuy	Embalse	Agua	4.5	12.5
	Central Hidroeléctrica Poecchos I	Embalse	Agua	5.0	15.4
	Central Hidroeléctrica Poecchos II	Embalse	Agua	5.0	10
1	Central Termoeléctrica El Tablazo	Ciclo Joule Brayton Simple Abierto	Gas Natural	29.87	26.8
2	Central Termoeléctrica Malacas 2	Ciclo Joule Brayton Simple Abierto	Gas Natural	32.08	84.9
4	Central Termoeléctrica Malacas 4	Ciclo Joule Brayton Simple Abierto	Gas Natural	34.25	18.5
6	Central Termoeléctrica Malacas 1	Ciclo Joule Brayton Simple Abierto	Gas Natural	39.13	11.7
7	Central Termoeléctrica Caña Brava	Ciclo Rankine	Bagazo	108.0	37.5
8	Central Termoeléctrica Tumbes 1	Ciclo Diesel	Petróleo Bunker 6	158.16	8
9	Central termoeléctrica Tumbes 2	Ciclo Diesel	Petróleo Bunker 6	158.16	8
10	Central Eólica de Talara	Central Eólica	Viento	180.0	30
13	Central Termoeléctrica Reserva Fría	Ciclo Joule Brayton Simple Abierto	Biodiesel	267.88	200
	Total GENERACION				463.3
	Total DEMANDA				242.4
	RESERVA				220.9

Fuente: Elaboración Propia

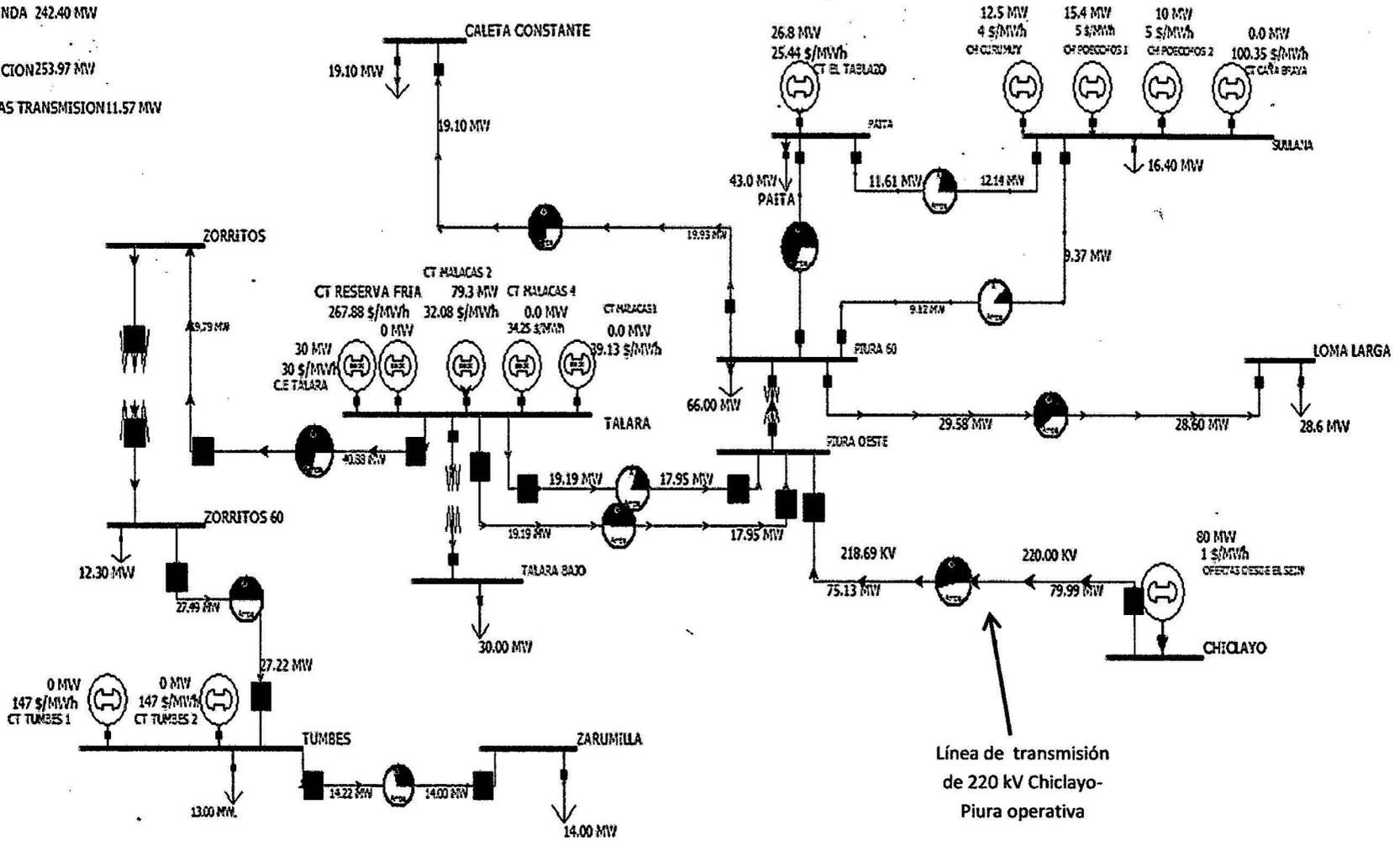
### **4.3 COMPORTAMIENTO DE LOS ESCENARIOS.**

#### **4.3.1 ESCENARIO 1**

- Se tiene una máxima demanda de 242.4 MW, mientras que la generación de energía suma un total de 253.97 MW, con un total de pérdidas en la red de transmisión de 11.57 MW, lo que representa un total de pérdidas técnicas de 4.55%.
- La Oferta de generación de energía se realiza con 80 MW (31.50 %) provenientes del SEIN a través de la línea de transmisión Chiclayo-Piura de 220 kV con una capacidad de 200 MVA, lo restante de la oferta de energía, 173.97 MW (68.50 %), es suministrada por las centrales de energía de la Zona Norte Piura-Tumbes.
- Las CH Curumuy, Poecchos I, Poecchos II, CT el Tablazo, CE de Talara operan al 100 % de carga, mientras que la CT Malacas 2 genera una potencia efectiva de 79.3 MW lo que representa un total de 93.40 % de su capacidad de generación.
- Las líneas de transmisión de 60 kV Piura 60 a Caleta constante, Piura 60 a Paita , Piura 60 a Loma Larga y la línea de transmisión de 220 kV Talara a Zorritos presentan una saturación de 70 % en la red de transmisión de energía.
- La CT de Caña Brava de 37.5 MW , por una planta de Cogeneración tiene prioridad en el despacho de energía ,ante la reducción del flujo de potencia que fluye desde la línea de transmisión Chiclayo-Piura, o en caso de que las CH Curumuy, Poecchos I y Poecchos II se reduzcan su factor de planta.
- La CT de reserva Fría de Talara se mantiene aún en condición de Reserva Fría en condiciones normales de operación del Sistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes.

FIGURA N° 39 Escenario 1- Condiciones en Operación Normal

DEMANDA 242.40 MW  
 GENERACION 253.97 MW  
 PERDIDAS TRANSMISION 11.57 MW

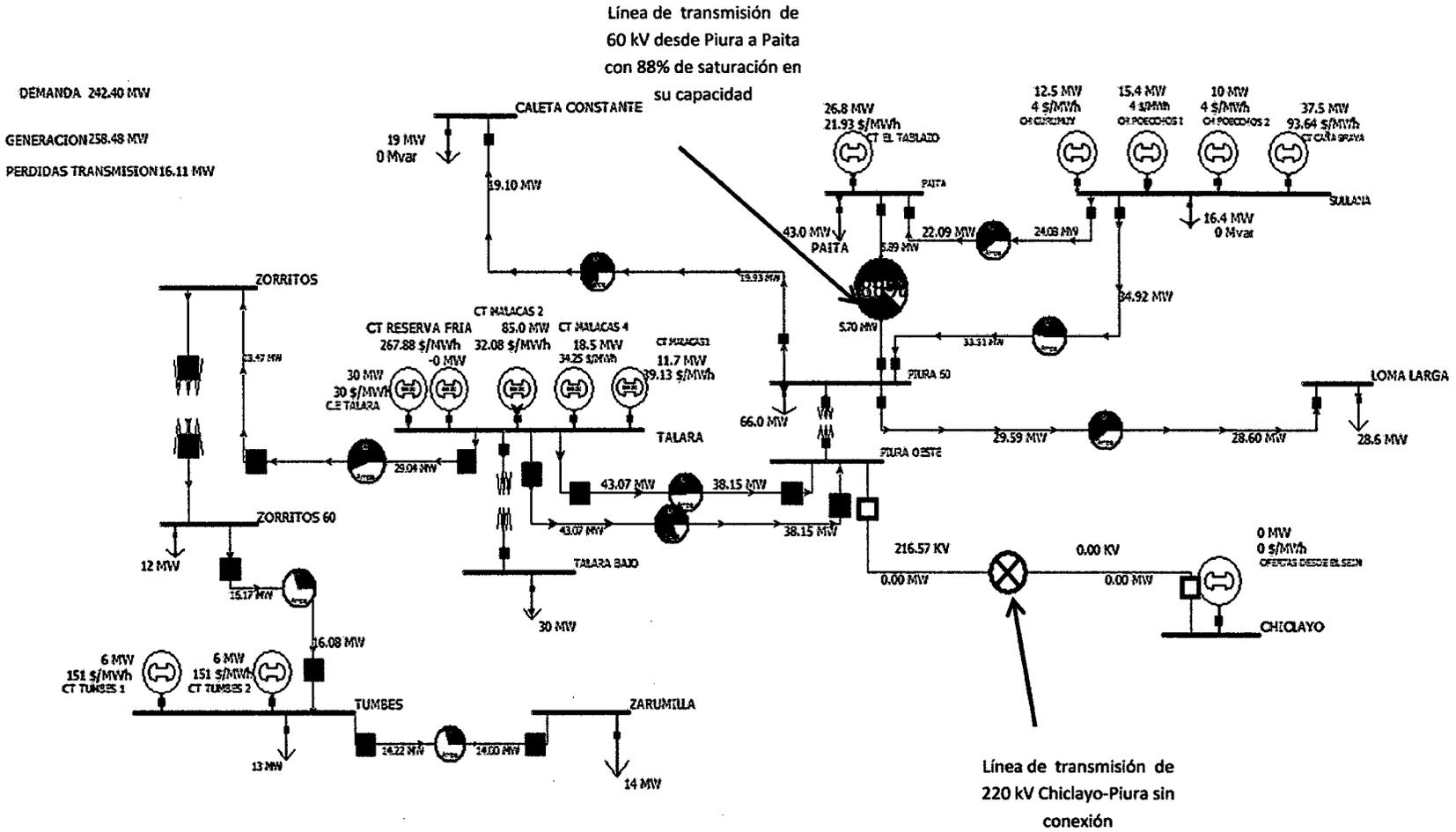


Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3.2 ESCENARIO 2

- El escenario 2 , toma la condición de Alerta , al interrumpirse el servicio de energía eléctrica desde Chiclayo a Piura desde la línea de transmisión de 220 kV , con lo cual la demanda debe ser cubierta por centrales de energía de la zona norte Piura-Tumbes.
- La Demanda continua siendo 242.40 MW, mientras que la generación de energía ofertada es de 258.51 MW, con lo cual las perdidas en la red de transmisión es de 16.11 MW, lo que representa un total de pérdidas técnicas de 6.23 %. (superior a los 4.55 % que se presentaban cuando el suministro era en condición normal)
- La CT Malacas 2 opera al 100%, ingresan al sistema eléctrico al 100 % la CT Caña Brava, CT Malacas 4, CT Malacas 1, las 2 CT Tumbes operan al 75 % de carga, con 6 MW cada una de ellas, quedando lo restante de estas dos últimas centrales en condición de reserva rodante (un total de 4 MW). Bajo estas condiciones es necesario encender la Central Térmica de Reserva Fría Talara, y colocarla en condición de reserva rodante sin acoplamiento al sistema eléctrico para dar seguridad al sistema ante una posibilidad de indisponibilidad que se presentase en alguna central de energía.
- La línea de transmisión Piura 60 a Paita de 60 kV alcanza un 88% de su capacidad, para mejorar esta situación una alternativa de mejora de esta condición es abrir el circuito de esta línea de transmisión, y derivar los flujos por la red de transmisión Piura60 a Sullana de 60 kV.
- Con esta alternativa de operación la Oferta de generación se reduce en 254.57 MW , reduciéndose las perdidas por transmisión a 12.22 MW , lo que representa un total de 4.89 % (mejorándose la distribución y generación de flujo de potencia).
- La Central Térmica de Tumbes reduce su capacidad operativa a 4 MW cada unidad.

FIGURA N° 40 Escenario 2- Condiciones en Operación de Alerta /Ruptura Línea de transmisión Chiclayo-Piura



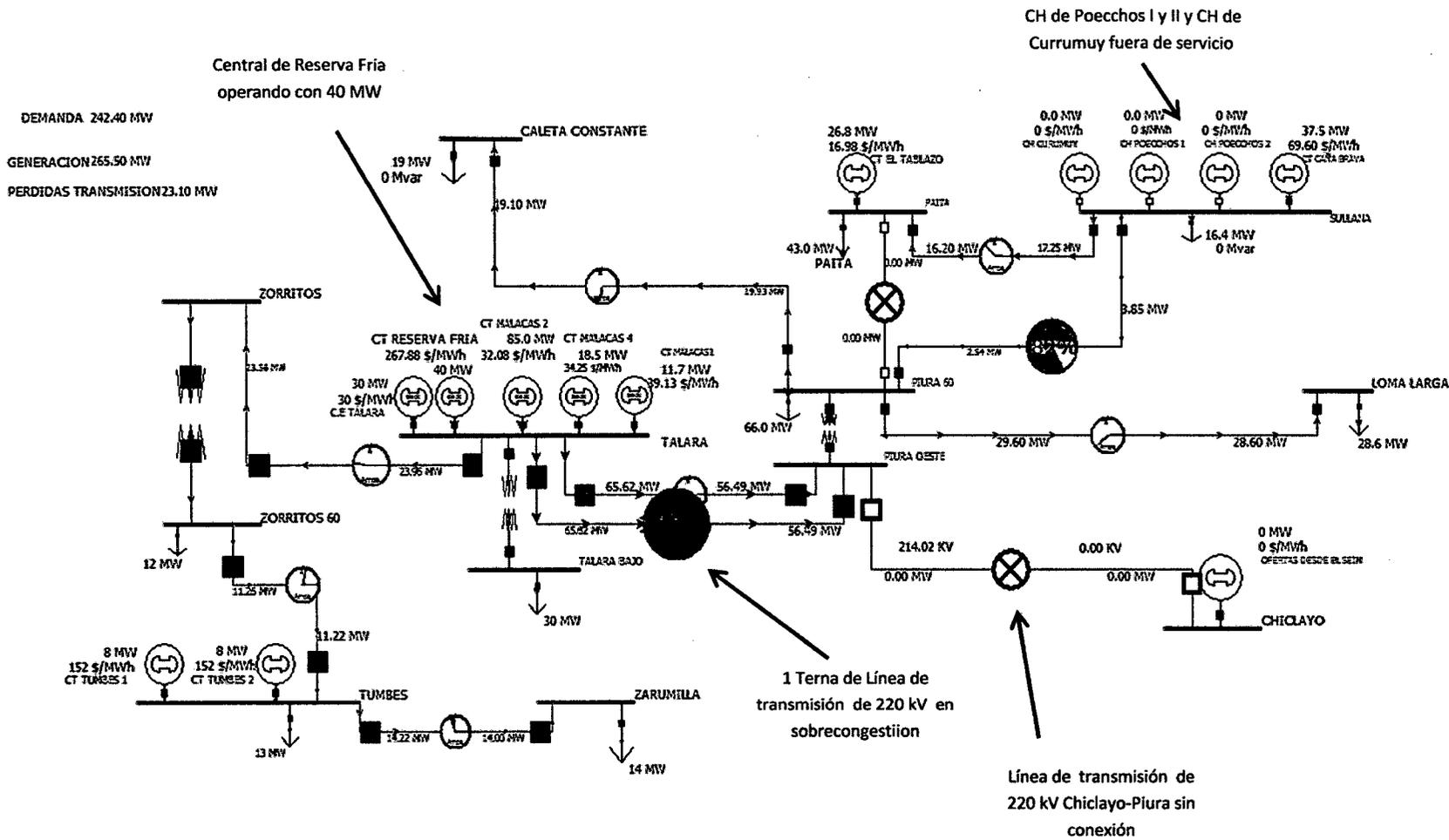
Fuente: Elaboración Propia



### 4.3.3 ESCENARIO 3

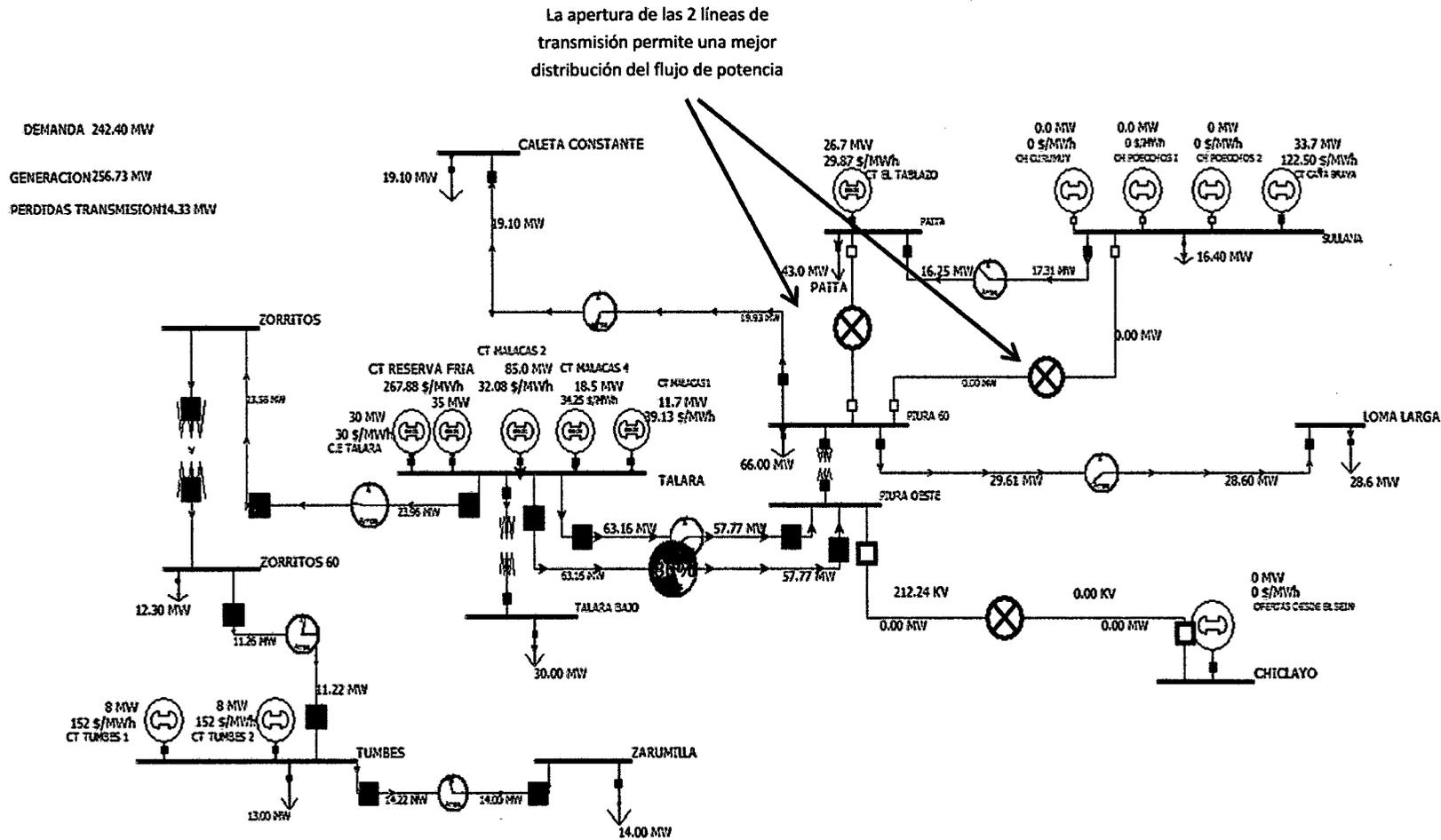
- El escenario 3, toma la condición de Emergencia, al interrumpirse el servicio de energía eléctrica desde Chiclayo a Piura desde la línea de transmisión de 220 kV y quedar fuera de servicio las 3 Centrales Hidroeléctricas de la Empresa SINERSA pertenecientes a la cuenca del Rio Chira (ante posible inundaciones-efecto climatológico del fenómeno del Niño), con lo cual la demanda debe ser cubierta por centrales de energía de la zona norte Piura-Tumbes.
- La Demanda continua siendo 242.40 MW, mientras que la generación de energía ofertada es de 265.50 MW, con lo cual las pérdidas en la red de transmisión es de 23.10 MW, lo que representa un total de pérdidas técnicas de 8.70 %. (superior a los 4.55 % que se presentaban cuando el suministro era en condición normal)
- Todas las Centrales de energía conformantes del sistema eléctrico Norte Piura-Tumbes entran en operación, y así mismo la Central térmica de reserva Fría de Talara entra en operación efectiva con 40 MW (operando al 20 % de su capacidad).
- La línea de transmisión Piura 60 a Paita de 60 kV alcanza un 82% de su capacidad, mientras que una de las ternas de 220 kV desde Piura a Talara se satura alcanzando un 103 % de su capacidad, presentando un problema de congestión.
- Una alternativa este problema de congestión es abrir el circuito Piura 60 a Talara (así mismo también se encuentra abierto el circuito Piura 60 a Paita), con lo cual quedan las sub zonas Paita y Sullana aisladas del Sistema Norte. En este último caso el abastecimiento de energía está a cargo al 100 % de la CT El Tablazo 26.8 MW y en una parte de la CT Caña Brava 33.7 MW (quedando una reserva de 3.8 MW).
- Con esta alternativa de operación la Oferta de generación del total de la Zona Norte Piura-Tumbes se reduce en 256.73 MW, reduciéndose las pérdidas por transmisión a 14.33 MW, lo que representa un total de 5.58 % (mejorándose la distribución y generación de flujo de potencia en relación a este mismo escenario que inicialmente es 8.70%).
- La Central Térmica de Reserva Fría opera con 35 MW (17.5 % de su capacidad)

FIGURA N° 42 Escenario 3- Condiciones en Operación de Emergencia /Ruptura Línea de Transmisión Chiclayo-Piura/Indisponibilidad CH de SINERSA



Fuente: Elaboración Propia

FIGURA N° 43 Escenario 3- Condiciones Corregidas en Operación de Emergencia /Ruptura Línea de transmisión Chiclayo-Piura/Indisponibilidad CH de SINERSA

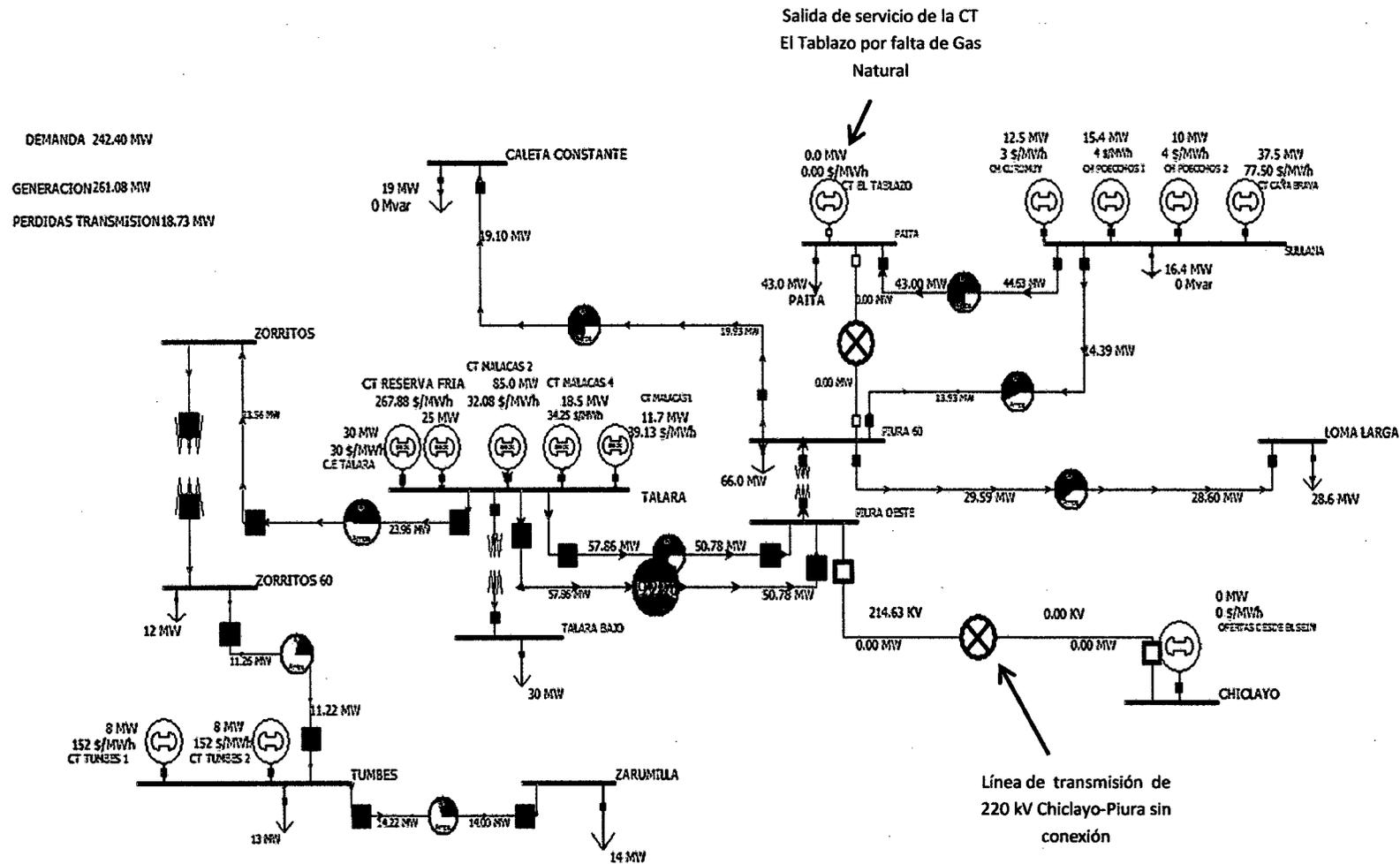


Fuente: Elaboración Propia

**4.3.4 Escenario 4: Operación de Emergencia.** Ruptura de la línea de transmisión Chiclayo-Piura, salida de servicio de Central Térmica el Tablazo por falta de gas (gasoducto Cía. Olimpyc hasta Planta de SDF Piura)

- El escenario 4, toma la condición de Emergencia, al interrumpirse el servicio de energía eléctrica desde Chiclayo a Piura desde la línea de transmisión de 220 kV y quedar fuera de servicio la Central Termoeléctrica El Tablazo (por indisponibilidad de suministro de gas natural-falla en el gasoducto), con lo cual la demanda debe ser cubierta por centrales de energía de la zona norte Piura-Tumbes.
- La Demanda continua siendo 242.40 MW, mientras que la generación de energía ofertada es de 261.80 MW, con lo cual las perdidas en la red de transmisión es de 18.73 MW, lo que representa un total de pérdidas técnicas de 7.15 %. (superior a los 4.55 % que se presentaban cuando el suministro era en condición normal)
- Todas las Centrales de Energía de la zona norte Piura-Tumbes entran en operación , asi como la Central térmica de Reserva Fría de Talara , la cual produce hasta 25 MW. Asi mismo se abre el circuito de la línea de transmisión de 60 kV Piura 60 a Paita , con lo cual una terna de la línea de transmisión de 220 kV queda con un porcentaje de capacidad de 92 % (encontrándose en estrado de cuasi saturación)
- Una alternativa de mejora de la operación es abrir el circuito Piura 60 a Sullana, dejando aislado al sistema Paita-Sullana (el cual es abastecido por las CH de SINERSA y en forma parcial por la CT Caña Brava). Con esto la Ofertas de generación se reduce a 257.30 MW, reduciéndose las perdidas por transmisión a 14.9 MW (5.79 %) y la capacidad de transmisión de la terna Piura a Talara de 220 kV se reduce a 82%.
- La Central térmica de Reserva Fría opera con 35 MW de potencia efectiva.

FIGURA N° 4A Escenario 4- Condiciones en Operación de Emergencia /Ruptura Línea de transmisión Chiclayo-Piura/Indisponibilidad CT El Tablazo



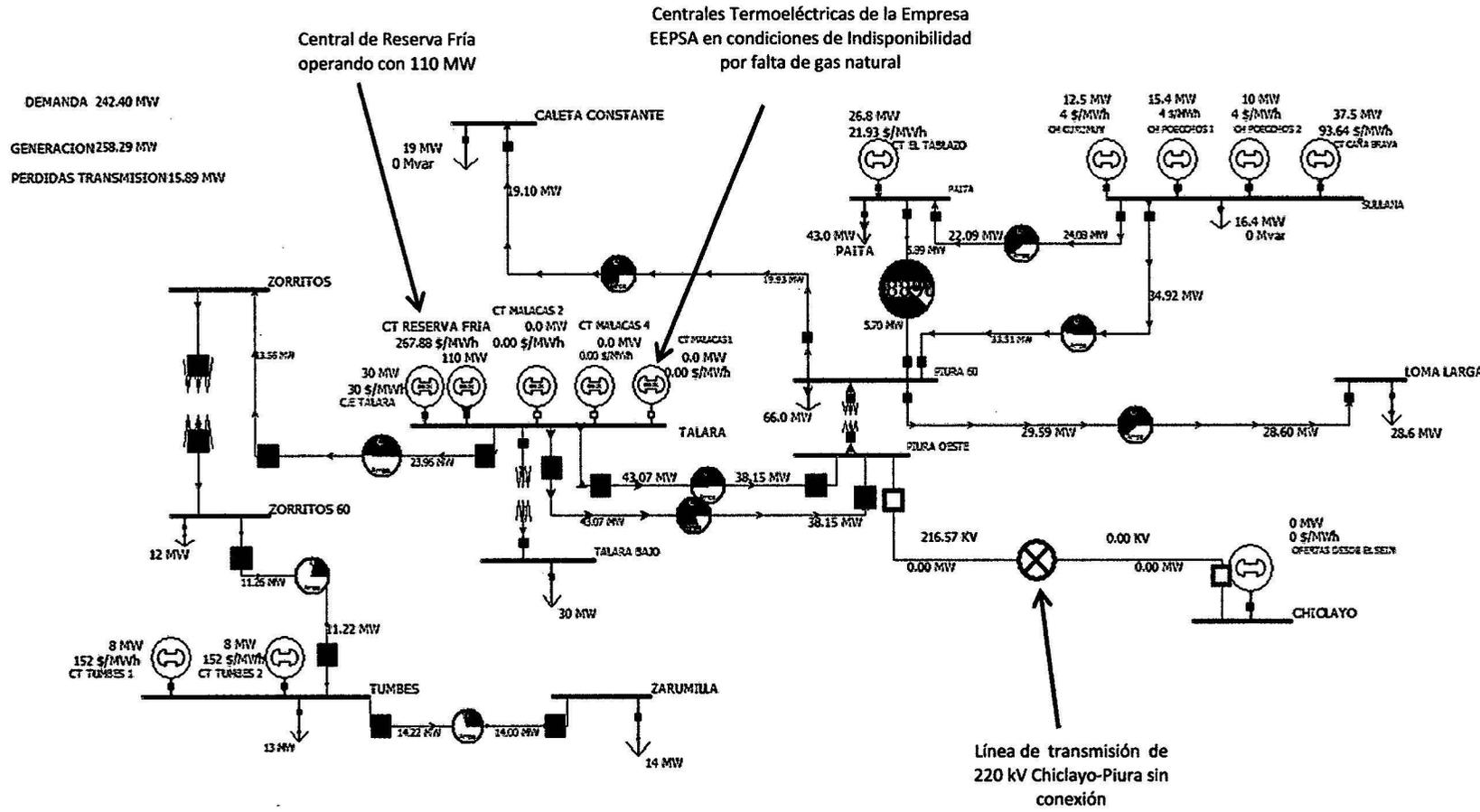
Fuente: Elaboración Propia



**4.3.5 Escenario 5: Operación de Emergencia.** Ruptura de la línea de transmisión Chiclayo-Piura, Indisponibilidad del gasoducto que abastece de gas natural a la empresa EEP SA, con lo cual las C.T Malacas quedan fuera de servicio.

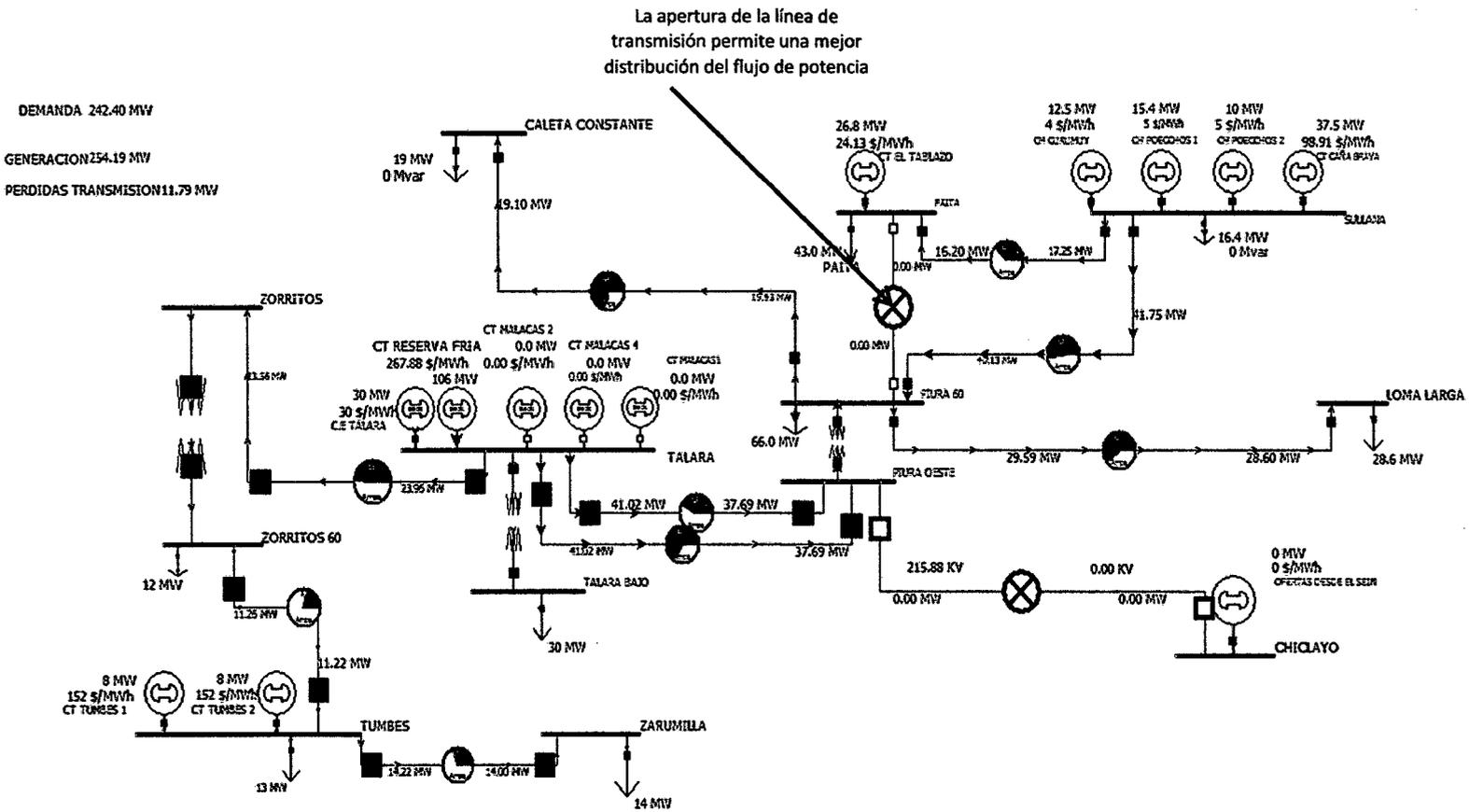
- El escenario 5, toma la condición de Emergencia, al interrumpirse el servicio de energía eléctrica desde Chiclayo a Piura desde la línea de transmisión de 220 kV y quedar fuera de servicio las Centrales Termoeléctricas Malacas 1,2 y 4 de la empresa EEP SA por indisponibilidad de suministro de gas natural-falla en el gasoducto de suministro, con lo cual la demanda debe ser cubierta por centrales de energía de la zona norte Piura-Tumbes.
- La Demanda continua siendo 242.40 MW, mientras que la generación de energía ofertada es de 258.29 MW, con lo cual las perdidas en la red de transmisión es de 15.89 MW, lo que representa un total de 6.15 % de pérdidas de transmisión. Con lo cual la operación recae en todas las centrales de energía conformantes del sistema Norte Piura-Tumbes, y además la Central térmica opera con 110 MW, quedando 90 MW en reserva disponible ante cualquier contingencia que se presentase.
- La línea de transmisión Piura 60 a Paita alcanza un 88 % de su capacidad, con el peligro de saturarse, una alternativa de solución es abrir esta circuito, con la finalidad de derivar el flujo desde la SE Sullana hasta Piura 60.
- Con esta última mejora las perdidas por transmisión se reducen en 11.79 MW y una generación de 254.19 MW, lo que representa un porcentaje de pérdidas de 4.68 %, con el cual la Central térmica de Reserva Fría reduce una generación de potencia efectiva a 106 MW.

FIGURA N° 46 Escenario 5- Condiciones en Operación de Emergencia /Ruptura Línea de transmisión Chiclayo-Piura/Indisponibilidad de suministro de gas natural a EEPSPA



Fuente: Elaboración Propia

FIGURA N° 47 Escenario 5- Condiciones Corregidas en Operación de Emergencia /Ruptura Línea de transmisión Chiclayo-Piura/ Disponibilidad de suministro de gas natural a EEPSA

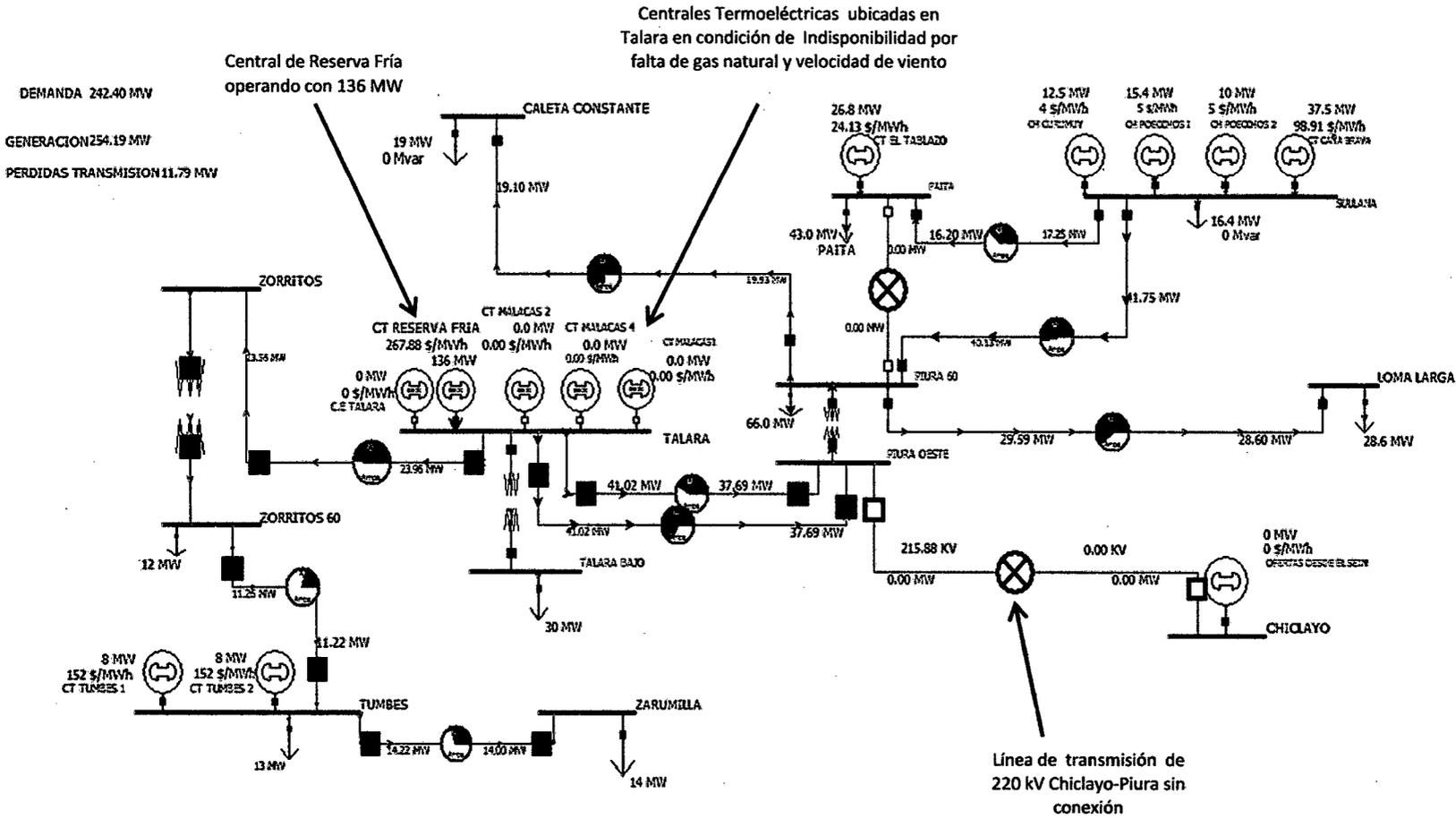


Fuente: Elaboración Propia

**4.3.6 Escenario 6: Operación de Emergencia.** Ruptura de la línea de transmisión Chiclayo-Piura, Indisponibilidad del gasoducto que abastece de gas natural a la empresa EEPSA, con lo cual las C.T Malacas quedan fuera de servicio, así como la Central Eólica de Talara entra en mantenimiento.

- El escenario 6, toma la condición de Emergencia, al interrumpirse el servicio de energía eléctrica desde Chiclayo a Piura desde la línea de transmisión de 220 kV y quedar fuera de servicio las Centrales Termoeléctricas Malacas 1,2 y 4 de la empresa EEPSA por indisponibilidad de suministro de gas natural-falla en el gasoducto de suministro, así mismo la Central Eólica de Talara queda en condición de mantenimiento con lo cual la demanda debe ser cubierta por centrales de energía de la zona norte Piura-Tumbes.
- La Demanda continua siendo 242.40 MW, mientras que la generación de energía ofertada es de 254.19 MW, con lo cual las perdidas en la red de transmisión es de 11.79 MW, lo que representa un total de 4.63 % de pérdidas de transmisión. Con lo cual la operación recae en todas las centrales de energía conformantes del sistema Norte Piura-Tumbes, y además la Central térmica opera con 136 MW, quedando 64 MW en reserva disponible ante cualquier contingencia que se presentase.
- La línea de transmisión Piura 60 a Paita alcanza un 88 % de su capacidad, con lo cual es necesaria retirarla del servicio.

FIGURA N° 48 Escenario 6- Condiciones en Operación de Emergencia /Ruptura Línea de transmisión Chiclayo-Piura/Indisponibilidad de las Centrales de Energía de Talara

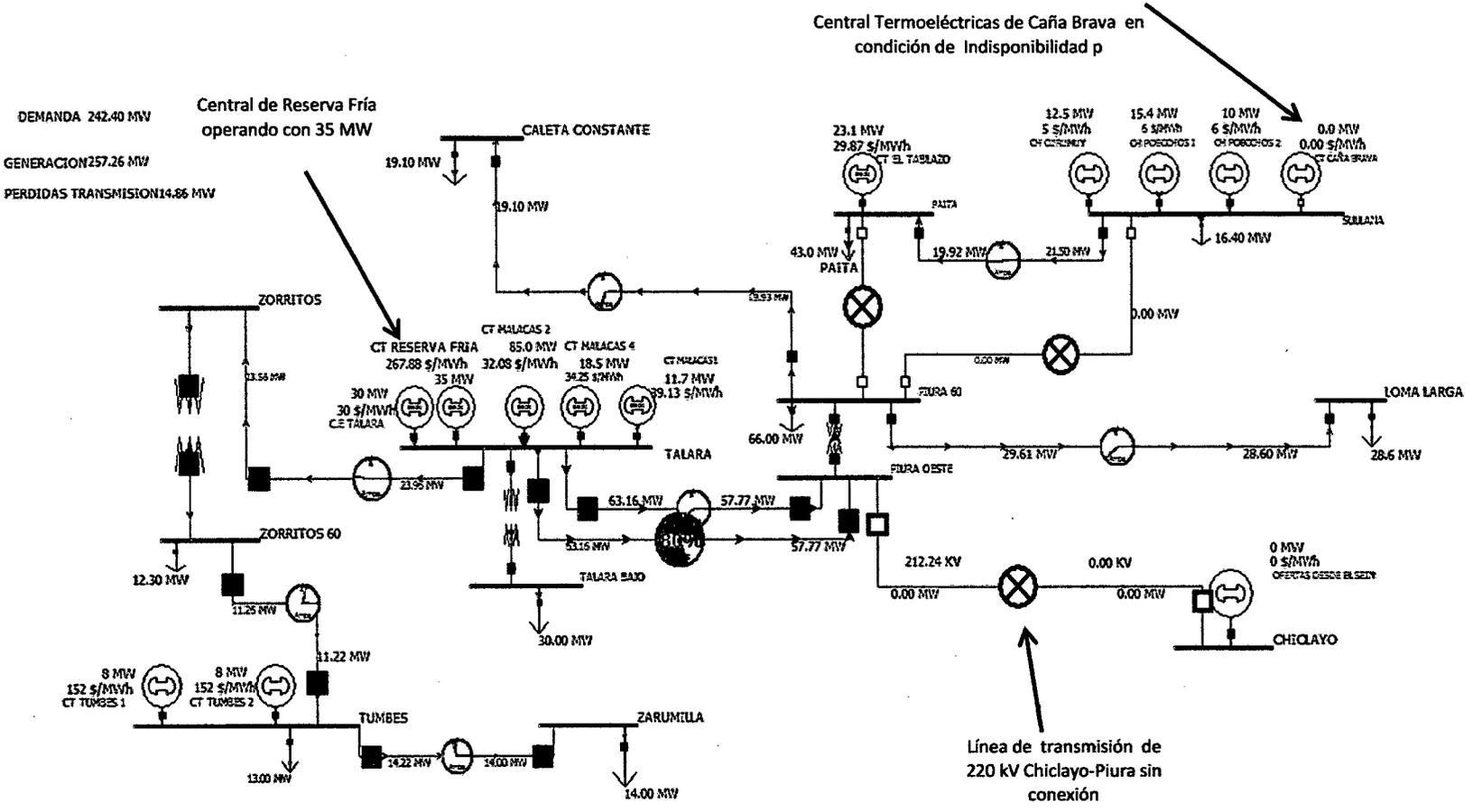


Fuente: Elaboración Propia

**4.3.7 Escenario 7: Operación de Emergencia.** Ruptura de línea de transmisión Chiclayo-Piura ( Una terna de 220 kV) , indisponibilidad de las central de Energía del Valle del Rio Chira (Sullana), CT Caña Brava.

- El escenario 7, toma la condición de Emergencia, al interrumpirse el servicio de energía eléctrica desde Chiclayo a Piura desde la línea de transmisión de 220 kV y quedar fuera de servicio la CT Caña Brava; la cual es una central de Cogeneración sujeta a la producción de la Empresa Agrícola Chira a la cual pertenece. Se puede asumir que al entrar en mantenimiento la empresa, esta no está facultada de operar solo como generador, con lo cual su producción de energía deber estar asociada a su producción. Con lo cual la demanda debe ser cubierta por centrales de energía de la zona norte Piura-Tumbes.
- La Demanda continua siendo 242.40 MW, mientras que la generación de energía ofertada es de 257.26 MW, con lo cual las perdidas en la red de transmisión es de 14.86 MW, lo que representa un total de 4.63 % de pérdidas de transmisión. Con lo cual la operación recae en todas las centrales de energía conformantes del sistema Norte Piura-Tumbes
- Se debe aislar la Sub zona eléctrica Paita a Sullana de 60 kV, abriendo los circuitos Piura 60 a Paita y Piura 60 a Sullana, con lo cual el suministro de energía recae en su totalidad en las CH de la Empresa SINERSA y en forma parcial por la CT El Tablazo.
- Una terna de la línea de transmisión de 220 kV Piura a Talara alcanza un 80 % de su capacidad.
- La Central Termica de Reserva Fría opera con una Potencia efectiva de 35 MW. Quedando en reserva operativa un total de 165 MW.

FIGURA N° 49 Escenario 7- Condiciones en Operación de Emergencia /Ruptura Línea de transmisión Chiclayo-Piura/Indisponibilidad de la Central Termica Caña Brava

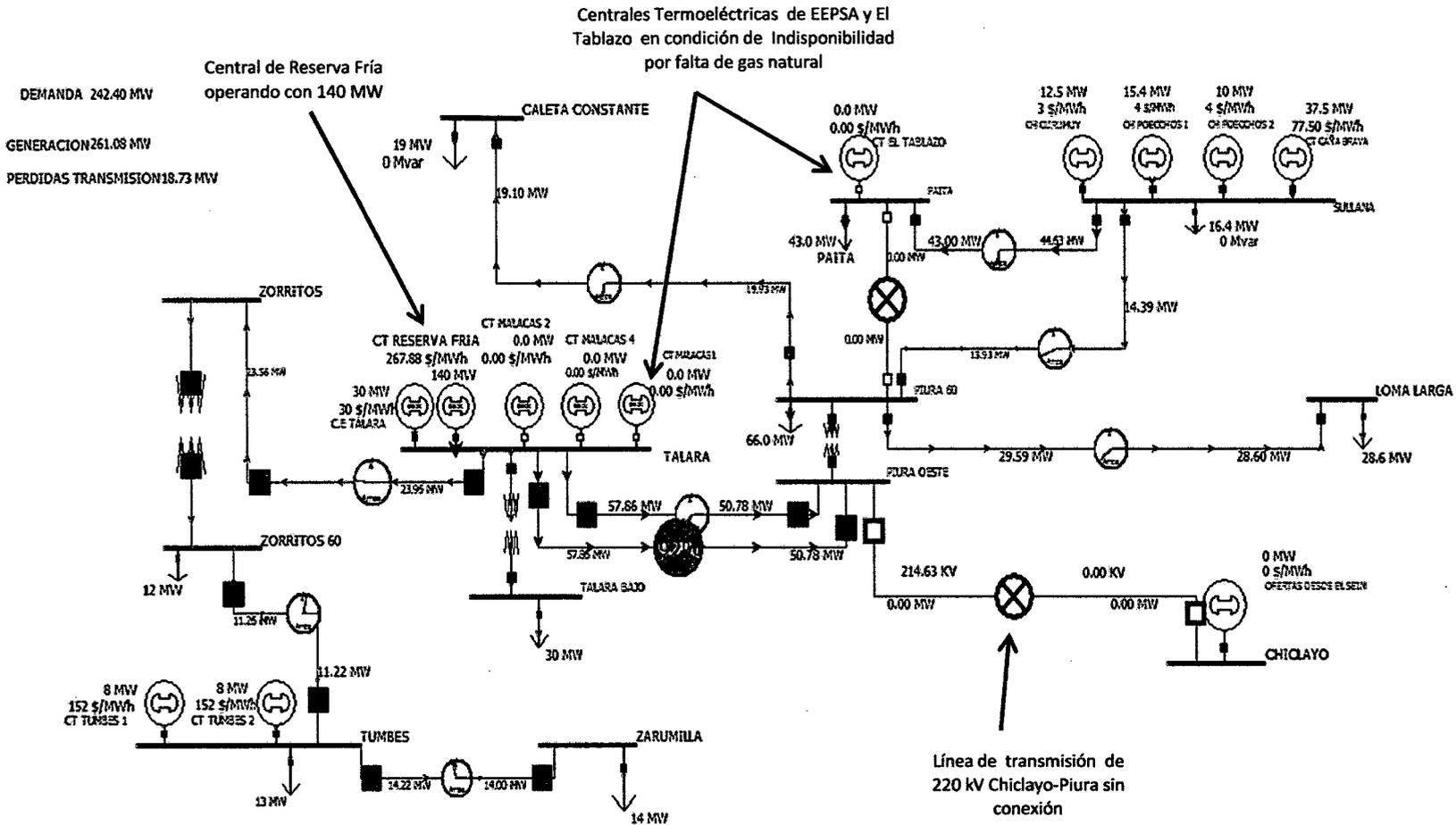


Fuente: Elaboración Propia

**4.3.8 Escenario 8: Operación de Emergencia.** Ruptura de línea de transmisión Chiclayo-Piura (Una terna de 220 kV), déficit de gas natural en la zona norte, quedando indisponibles las C.T de EEPSA y CT El Tablazo.

- El escenario 8, toma la condición de Emergencia, al interrumpirse el servicio de energía eléctrica desde Chiclayo a Piura desde la línea de transmisión de 220 kV y asumiendo déficit en la producción de gas natural en la zona norte del Perú, quedan indisponibles las Centrales Termoeléctricas Malacas 1, 2 y 4 y la Central Termoeléctrica El Tablazo. Con lo cual la demanda debe ser cubierta por centrales de energía de la zona norte Piura-Tumbes.
- La Demanda continua siendo 242.40 MW, mientras que la generación de energía ofertada es de 261.13 MW, con lo cual las perdidas en la red de transmisión es de 18.73 MW, lo que representa un total de 7.17 % de pérdidas de transmisión.
- La línea de transmisión de 60 kV de Piura 60 hasta Paita debe quedar abierta , mientras que una de las ternas de 220 kV alcanza el 92 % de su capacidad de transmisión.
- La Central Termica de Reserva Fría entra en operación con 140 MW (60 MW de reserva) lo que representa el 70 % de su capacidad.
- Desde la Barra de Sullana se suministra potencia a la Barra de Paita y en parte a la Barra de Piura 60.
- En el supuesto de quedar operativa la línea de 60 kV de Piura 60 a Paita ,esta se satura hasta un valor de 96 % de su capacidad , de igual manera una terna de la línea de transmisión de 220 kV queda con operando con un 96 % de su capacidad.

FIGURA N° 50 Escenario 8- Condiciones en Operación de Emergencia /Ruptura Línea de transmisión Chiclayo-Piura/Déficit de Gas Natural Zona Norte del Perú

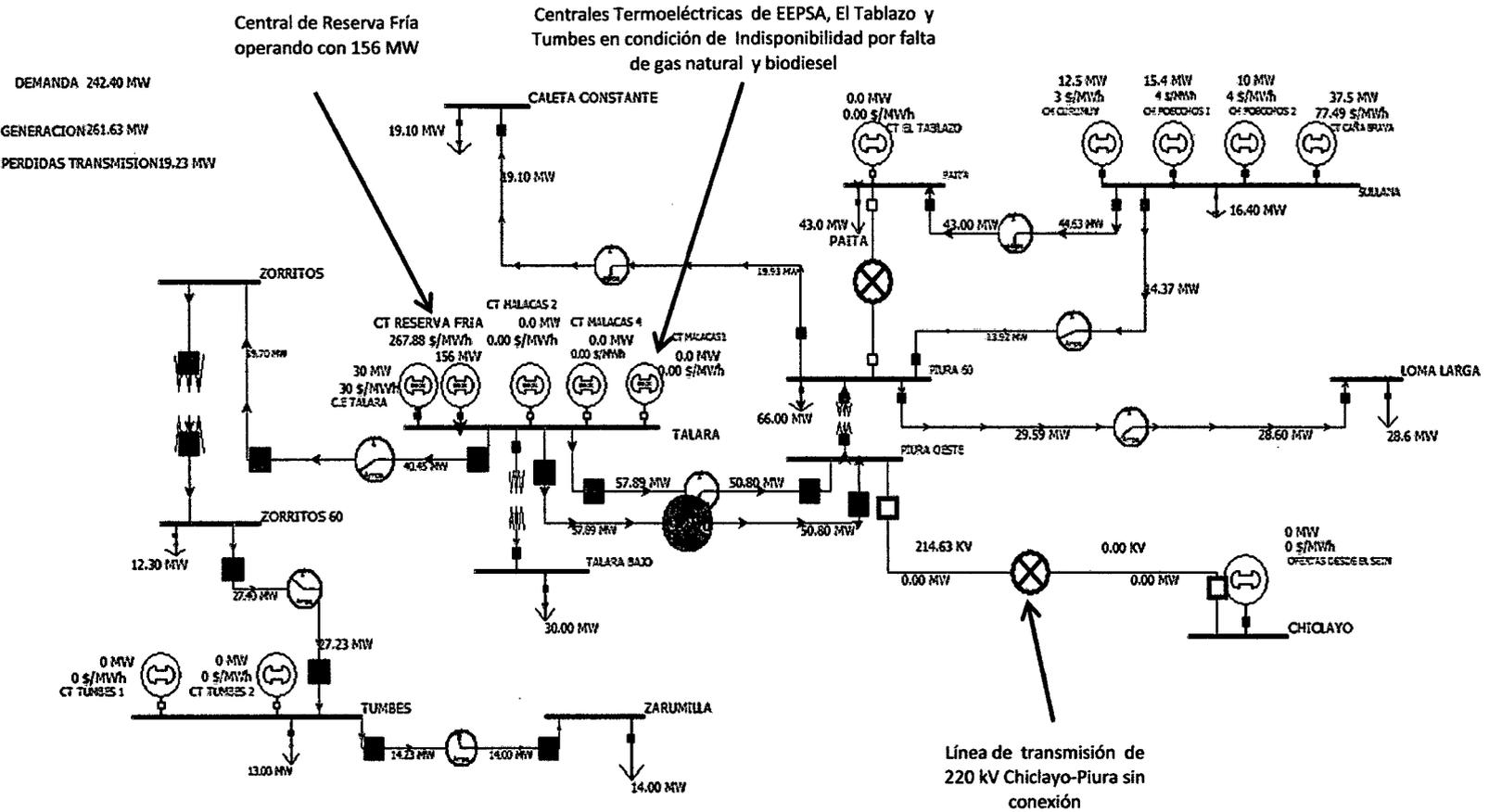


Fuente: Elaboración Propia

**4.3.9 Escenario 9 : Operación de Emergencia Extrema.** Ruptura de línea de transmisión Chiclayo-Piura (Una terna de 220 kV), déficit de gas natural en la zona norte, quedando indisponibles las C.T de EEPSA y CT El Tablazo, e indisponibilidad de la CT Tumbes.

- El escenario 9, toma la condición de Emergencia, al interrumpirse el servicio de energía eléctrica desde Chiclayo a Piura desde la línea de transmisión de 220 kV y asumiendo déficit en la producción de gas natural en la zona norte del Perú, quedan indisponibles las Centrales Termoeléctricas Malacas 1, 2 y 4 y la Central Termoeléctrica El Tablazo. Y además existe una salida forzada de la Central Termica Tumbes on lo cual la demanda debe ser cubierta por centrales de energía de la zona norte Piura-Tumbes.
- La Demanda continua siendo 242.40 MW, mientras que la generación de energía ofertada es de 261.63 MW, con lo cual las perdidas en la red de transmisión es de 19.43 MW, lo que representa un total de 7.42 %.
- La línea de transmisión de 60 kV de Piura 60 hasta Paita debe quedar abierta , mientras que una de las ternas de 220 kV alcanza el 92 % de su capacidad de transmisión.
- La Central Termica de Reserva Fría entra en operación con 156 MW (44 MW de reserva) lo que representa el 78 % de su capacidad.

**FIGURA N° 51** Escenario 9- Condiciones en Operación de Emergencia Extrema /Ruptura Línea de transmisión Chiclayo-Piura/Déficit de Gas Natural en la Zona Norte del Perú e Indisponibilidad de la Central de Tumbes



Fuente: Elaboración Propia

**4.3.10 Escenario 10: Restauración.** Ruptura de línea de transmisión Chiclayo-Piura (Una terna de 220 kV), déficit de gas natural en la zona norte, quedando indisponibles las C.T de EEPSA y CT El Tablazo, e indisponibilidad de la CT Tumbes. Incluye así mismo el ingreso de la CT de Nueva Esperanza de 135 MW, incremento de la demanda de 5 % en caga carga y ampliación en 8 MW de la Refinería de Talara.

- El escenario 10, toma la condición de Restauración, al interrumpirse el servicio de energía eléctrica desde Chiclayo a Piura desde la línea de transmisión de 220 kV y asumiendo déficit en la producción de gas natural en la zona norte del Perú, quedan indisponibles las Centrales Termoeléctricas Malacas 1, 2 y 4 y la Central Termoeléctrica El Tablazo. Y además existe una salida forzada de la Central Termica Tumbes con lo cual la demanda debe ser cubierta por centrales de energía de la zona norte Piura-Tumbes y por la entrada en servicio de la CT Nueva Esperanza, reforzamiento de la línea de transmisión de 60 kV desde 60 a 120 MVA. Así mismo se contempla el incremento de la demanda en 5% y la Ampliación de la Refinería de Talara.
- La Demanda es 261.80 MW, mientras que la generación de energía ofertada es de 282.49 MW, con lo cual las perdidas en la red de transmisión es de 20.70 MW, lo que representa un total de 7.32 %.
- Para una correcta distribución de los flujos de potencia se considera abrir el circuito de 60 kV desde Paita a Sullana, con el cual fluye desde la barra de Sullana hacia la Barra de Piura 60 , y desde ahí recién se deriva el flujo de potencia hasta la Barra de Paita.
- Por otro lado se debe abrir el circuito de 220 kV desde Zorritos a Talara, con el cual se garantiza una adecuada operatividad de las Centrales de generación del sistema, aislando al Departamento de Tumbes de Piura. Así mismo la Central Termica de Nueva Esperanza opera con 42 MW de Potencia efectiva.
- La Central térmica de reserva fría opera con una potencia de 135 MW ( 67.5 % de carga) , quedando en reserva disponible 65 MW.



#### **4.4 DISCUSION DE RESULTADOS.**

Se tiene la siguiente discusión de resultados:

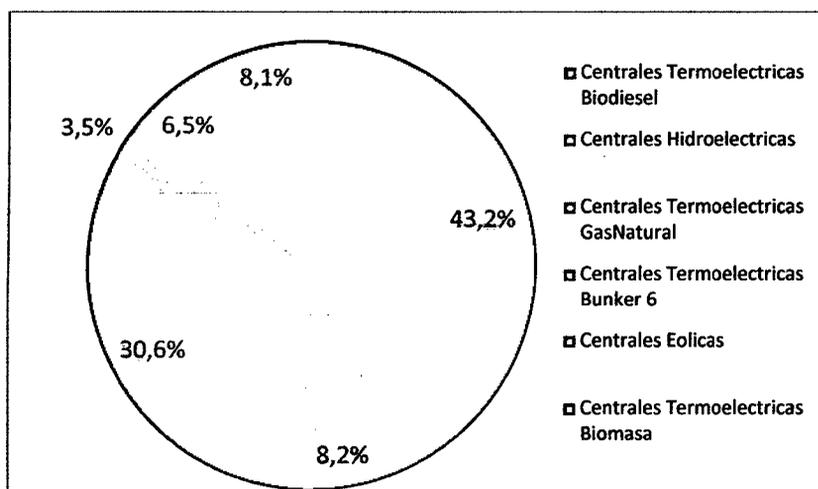
##### **A. REFERENTE A LA DEMANDA:**

- El Sistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes está conformada por los componentes eléctricos del sistema de potencia perteneciente al SEIN en los departamentos de Piura y Tumbes, la cual está unida departamento de Chiclayo por una línea de 220 kV. Este Sistema Eléctrico pertenece al Área Norte del Sistema Interconectado Norte (conformado también por los departamentos de Chiclayo, Cajamarca, San Martín, La Libertad, Ancash y Huánuco).
- La máxima demanda del Sistema Interconectado Nacional para el año 2014 es 5860 MW (Mayo del 2014) , mientras que la máxima Demanda del Sistema Eléctrico Piura-Tumbes es de 242.4 MW, representando el 4.13 % de la Máxima demanda. Donde las principales cargas son Piura con 66 MW, Paita con 43 MW y Talara con 30 MW, de los cuales 16 MW pertenecen a la carga especial conformante por la Refinería de Talara.

##### **B. REFERENTE A LA GENERACION DE ENERGIA:**

- En el Sistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes se tiene una Oferta de 463.3 MW, de las cuales 263.3 MW es la sumatoria de potencia efectiva de las Centrales de energía que no pertenecen a la condición de reserva fría.
- Referente a la distribución de la potencia según el tipo de centrales de energía, las Centrales Hidroeléctricas representan tan solo el 8.2 % de la oferta de energía , el 6.5 % es por la Central Eólica de Talara , 8.1 % por biomasa y el 77.3 % de la Potencia es por combustibles fósiles ( petróleo y gas natural) , este último representa una totalidad de un total de 357.9 MW. Siendo el Sistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes del tipo hidrotermico ,con gran proporción de generación termoeléctrica. Además la Oferta de Generación con gas natural es de 30.6 % , mientras con Petróleo biodiesel es de 43.2 %.

Figura N° 53 Distribución porcentual de la Oferta de Energía en el Sistema Eléctrico Piura-Tumbes



Fuente: Elaboración Propia.

- El 90.75% de la Oferta de generación de energía se concentra en las Barras de Potencia de Talara de 220 kV con un total de 345.1 MW (74.48 %) y en la barra de Potencia de Sullana de 60 kV con un total de 75.4 MW (16.27 %). Así mismo la distribución y dirección del flujo de potencia se concentra en la Barra de 60 kV de Piura 60 en el departamento de Piura y en la Barra de Zorritos de 220 kV en el departamento de Tumbes.

### C. REFERENTE A LA RESERVA DE GENERACION:

- En Condición normal de operación, sin conexión del Sistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes a la Barra de Chiclayo de 220 kV, se tiene una reserva de 220.9 MW, básicamente del tipo termoeléctrica lo que representa un 47.67 % (221.1 MW) de la Oferta de generación de la zona, sin la presencia de la Central de Reserva fría de 200 MW en la zona se tendría solamente un margen de reserva del 8.01 %. (21.1 MW).
- Comparando las condiciones anteriores con el Margen de Reserva Firme objetivo del sistema el cual es 33.33 % para el periodo 2013 al 2017 (Informe N° 056-2013 de OSINERGMIN), se puede estimar que sin la presencia de la Central Térmica de Reserva fría, las condiciones de Reserva del Sistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes no cumplirían con el porcentaje requerido por el Sistema Eléctrico Interconectado del Perú.

- Así mismo teniendo en cuenta el Informe para CMMESA (Argentina ) de Oscar Medina , este último manifiesta que la reserva de corto plazo debe ser 12 % para que un sistema sea mínimamente sostenible, motivo por el cual es justificable la presencia de la Central Térmica de Reserva fría de Talara de 200 MW , con el cual la reserva se incrementa desde 8.01 % a 47.67 %
- La Central de Reserva fría (Central Termoeléctrica de 200 MW) tiene un contrato vigente de 5 años para operar con Biodiesel, estando en condición de cambiar de combustible en este caso gas natural el año 2019.

#### **D. REFERENTE A LOS ESTADOS DEL SISTEMA ELECTRICO NORTE PIURA-TUMBES:**

- En Condición normal de operación, con conexión del Sistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes a la Barra de Chiclayo de 220 kV, se tiene un suministro de 80 MW a través de la línea de 220 kV de Chiclayo proveniente del SEIN (como parte del despacho de generación general), además una oferta de generación total de 253.97 MW, con una reserva total de 589.33 MW lo que representa un total de 53.25 %. En caso de no tenerse presenta la Central Térmica de Reserva fría de 200 MW, la reserva de generación es 89.33 MW, lo que representa un total de 16.44 %. Con lo cual se puede afirmar que en condiciones de operación normal la Central de Reserva fría de 200 MW sobrexcede su presencia al valor de la reserva requerida.
- En condiciones de alerta para el escenario 2 sin conexión a la línea de 220 kV de la Barra de Chiclayo, se tiene una generación de 254.59 MW, con una reserva del 45.04%, sin la presencia de la Central de Reserva fría de 200 MW en la zona se tendría solamente un margen de reserva del 3.30 %. (8.71 MW). Con lo cual se demuestra que es justificable su presencia en el Sistema Eléctrico Norte de Piura-Tumbes, para poder darle confiabilidad y sostenibilidad al sistema.
- Se presentan los resultados de las condiciones de emergencia de los escenarios 3, 4,5 6, 7 y 8, teniendo en cuenta una Oferta total de 463.3 MW, y la Potencia de las Centrales de energía en condición de indisponibilidad para cada escenario, en donde la situación más crítica de emergencia se lleva a cabo cuando las Centrales ubicadas en la Barra de Talara quedan en estado de indisponibilidad las CT de Malacas la CT El Tablazo por Indisponibilidad del suministro de gas natural con un total de 153 MW,

quedando tan solo una reserva de generación de 20.27 % , con un total de 62.9 MW , con lo que la Central de Reserva Fría opera con 140 MW.

**Cuadro N° 6 Balance de Potencia-Condiciones de Emergencia**

	Oferta(MW)	Demanda(MW)	Reserva(MW)	% de Reserva	Indisponibles(MW)	Of.Total(MW)
Escenario 3	425.4	242.4	183	43.02%	37.9	463.3
Escenario 4	436.5	242.4	194.1	44.47%	26.8	463.3
Escenario 5	348.2	242.4	105.8	30.38%	115.1	463.3
Escenario 6	318.2	242.4	75.8	23.82%	145.1	463.3
Escenario 7	425.8	242.4	183.4	43.07%	37.5	463.3
Escenario 8	310.3	242.4	67.9	21.88%	153	463.3

Fuente: Elaboración Propia

- En condiciones de emergencia extrema , para el escenario 9 sin conexión a la línea de 220 kV de la Barra de Chiclayo, se tiene una generación de 261.63 MW, con una reserva del 64.9 MW ( 21.12%) operando la central de reserva fría con 156 MW de Potencia Efectiva. Con lo cual se demuestra que la presencia de la Central Térmica de Reserva fría es necesaria.
- En condiciones de restauración, para el escenario 10 , ingresa a servicio la Central Térmica Nueva Esperanza , con lo cual se mejora las condiciones de cobertura de la demanda , operándola Central Térmica de Reserva frío en 135 MW. Con lo cual aún se justificable en condiciones de restauración de la presencia de la CT de Reserva fría de Talara de 200 MW.

**CONCLUSIONES**

**Y**

**RESULTADOS**

## CONCLUSIONES

1. La Central Térmica de Reserva Fría esta acoplada a la Barra de Talara de 60 kV, opera con Biodiesel como combustible a través de un ciclo termodinámico Joule Brayton Simple y Abierto. A plena carga su eficiencia de planta es 36.95 %, Heat Rate igual a 72.794 Galones de Petróleo /MWh y con Costo Variable Combustible de 263.88 U\$/MWh. Esta central termoeléctrica se ubica en el Sistema Norte Piura-Tumbes brindando un margen de reserva de 47.67 % en casos de emergencia.
2. La Máxima Demanda del Sistema Norte Piura-Tumbes es de 242.4 MW, mientras que la Oferta de generación de manera aislada al SEIN es de 463.3 MW , de las cuales 200 MW son producidos por la Central Térmica de Reserva Fría de Talara. En condiciones de conexión al SEIN a través de la línea de transmisión de 220 kV desde Chiclayo fluye 80 MW de potencia, con el cual la Oferta de generación total es de 543.3 MW.
3. Se ha elaborado un modelo de comportamiento de la operación a través del Programa Power World ,a través de un circuito de 13 Barras de Potencia en donde se ubican 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.
4. Se han elaborado 10 escenarios de comportamiento del suministro en función a las condiciones de Normal , Alerta ,Emergencia Extrema, Restauración y 6 de Emergencia, en función a diversas opciones de indisponibilidad de las Centrales de energía , ya sea por escases de combustible(gas natural) o efecto climatológicos en el Vale del Río Chira en Sullana u operaciones de indisponibilidad por mantenimiento.
5. Se ha simulado la operación en condiciones de emergencia, justificándose la presencia de la Central Térmica de Reserva Fría de 200 MW en el Sistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes , e inclusive dentro de la condición de alerta y emergencia extrema, logrando confiabilidad en el sistema y cobertura del 100 % de la demanda sin presentarse déficit de energía.

## RECOMENDACIONES

1. Dentro de los Programas de simulación en despacho económico y flujo de potencia el Software POWER WORLD , en versión educativa solo admite 13 barras de potencia , a diferencia de la versión empresarial que permite 1800 barras , pero debido al costo se trabajó con la versión educativa por los costos. Lo recomendable sería hacer extensivo este informe de tesis a la versión empresarial, con el cual se incrementaría el número de barras de análisis.
2. El Despacho de generación aunque aún no contempla la operación en función a la restricción de límites mínimos de emisiones gaseosas vertidas por las centrales termoeléctricas, sería conveniente ampliar el presente estudio orientándolo al despacho económico con mínima emisión de gases contaminantes.
3. Cada línea de transmisión es un estudio aparte, ya que internamente tiene reactancias, admitancias y susceptancias que en función a los valores que tenga de estos parámetros, existirá un factor de pérdidas técnicas, en este caso la línea de transmisión de 60 kV desde Piura a Paita, en los diversos escenarios de simulación ha sido necesario desacoplarlo del sistema para evitar colapsos o congestión en la red. El mismo caso se presenta para una de las ternas de 220 kV desde Piura a Talara.
4. Se debe realizar estudios similares para determinar la importancia de tener la Central Térmica de Reserva Fría de Eten (en Lambayeque, Cajamarca y La Libertad) , y la Central Térmica de Reserva Fría de Ilo ( en el departamento de Moquegua , Arequipa y Tacna)
5. Se debe afianzar más los estudios de simulación dentro de las diversas líneas de investigación de la E.A.P de Ingeniería en Energía, ya que es una línea de investigación no muy desarrollada y estudiada en el Perú, referente a los sistemas eléctricos de potencia.

**REFERENCIAS  
BIBLIOGRAFICAS**

## TEXTOS

- COES –SINAC. “Procedimiento Técnico aplicable a la Reserva Fría del Perú”. COES. Perú. 2013. 10 p.
- COES-SINAC. Estadísticas del Sistema Eléctrico Interconectado Año 2013. COES. Peru.2013.125 p.
- CORPORACION CENACE. “Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia. Modulo V: Despacho económico hidrotermico”.Universidad Nacional de San Juan. Ecuador.2001. 40 p.
- COTO ALADRO, José. “Análisis de los Sistemas de Energía”. Universidad de Oviedo. España. 2007. 197 p.
- ENRIQUEZ, Gilberto. “Tecnología de la Generación de Energía Eléctrica.” Editorial Camón Escolar. España. 2009. 250 p.
- GUEVARA, Robert. “Modulo I del Curso de Plantas Generadoras de Potencia”. Universidad Nacional del Santa. 2013. Edicion Única.
- OSINERGMIN. “Determinación del Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita del SEIN 2013-2017”. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Perú. 2013. 51 p.
- PROINVERSION. “Proyecto de Instalación de Reserva Fría de Generación” República del Perú. Edicion única. 10 p.
- ROUCO, Elises. “Análisis fundamental del Impacto de las Reservas en los Sistemas Eléctricos Aislados”. Pontificia Universidad de Comillas. Madrid. España.2000. 25 p.
- STEVENSON, William. “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia”. Editorial Mc Graw Hill. 574 p.
- VASQUEZ MARTINEZ, Ernesto. “Diagnóstico de ubicación de fallas en sistemas eléctricos de potencia”. Universidad de Nueva León. México. 2010. 40 p.

## **CITAS WEB**

- Besoin ,Raj. “Metodología de la optimización simultanea de la generación de energía”. Pontificia Universidad Católica de Chile.2003. [Consulta: 14 de mayo del 2014].Disponible en:  
<http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/jimenez.pdf>
- Medina, Oscar . “Reservas del Sistema Eléctrico “ . Boletín energético de CAMMESA . Argentina .2013. [Consulta: 04 de mayo del 2014].Disponible en:  
[http://www.cnea.gov.ar/pdfs/boletin\\_energetico/18/B18art2.pdf](http://www.cnea.gov.ar/pdfs/boletin_energetico/18/B18art2.pdf)

## **TESIS**

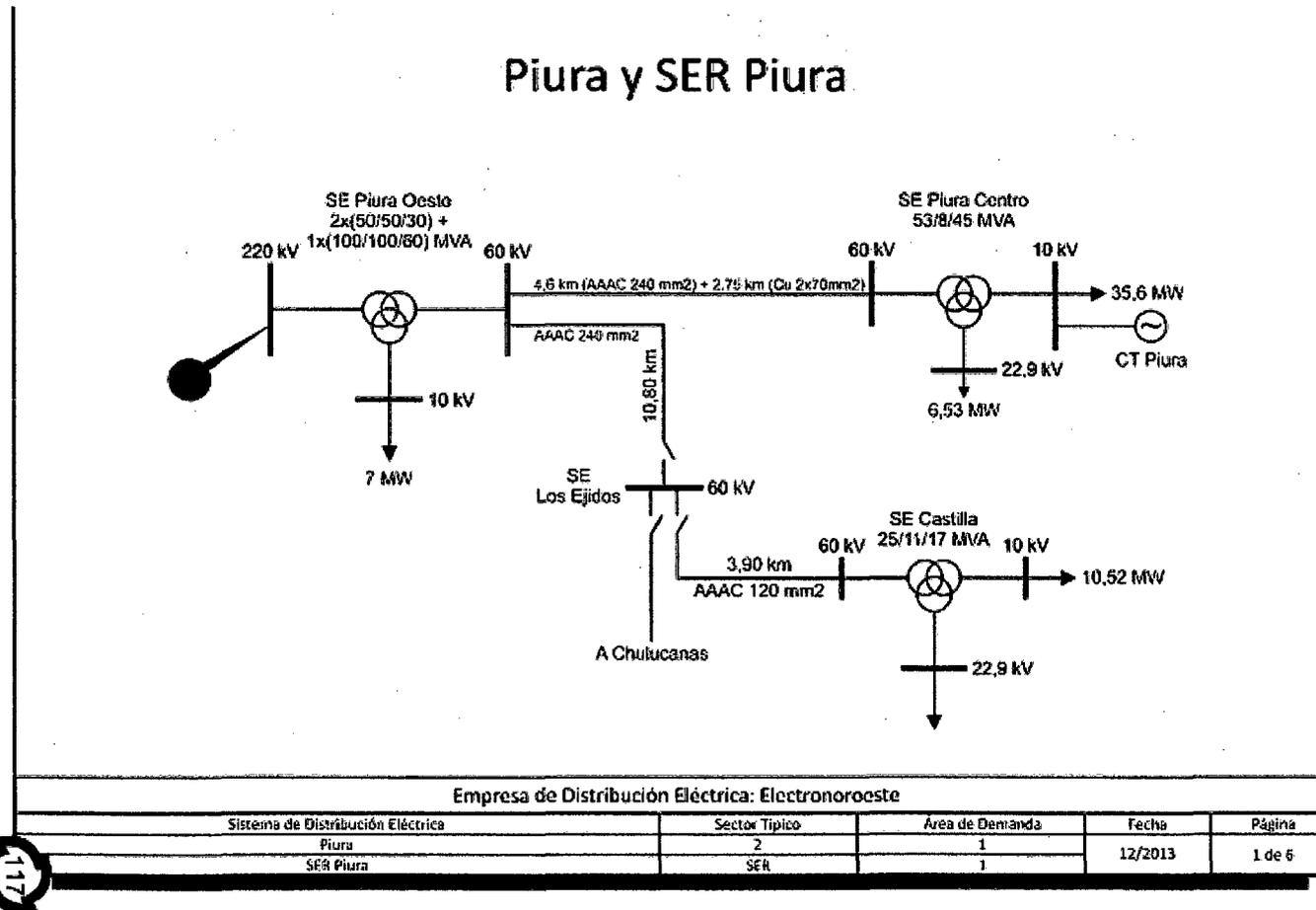
- ANTACOI DURAND, Luis. “Implementación y aplicación del Programa de Simulación Power World”. Tesis para optar el título de Ingeniero Electrico.Universidad de la Frontera. Temuco. Choile.2000. 91 p.
- DIAZ AVILA , Moisés. “Evaluación del Margen de Reserva en el Sector Eléctrico Peruano”. Tesis para optar el Grado de Magister en Regulación de Servicios Públicos en Energía. Pontificia Universidad Católica del Peru.Peru . 2011. 100 p.
- GUTIERREZ ROSAS, Rodrigo. “Despacho de cargas orientado a eventual separación de islas”. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista. Universidad de Chile.2010. 103 p.
- LEON, Rafael . “Optimización de la Potencia Activa en Sistemas de Potencia”. Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico. Universidad Autónoma de Nuevo León. México. 1997. 200 p.

# **ANEXOS**

## ANEXOS

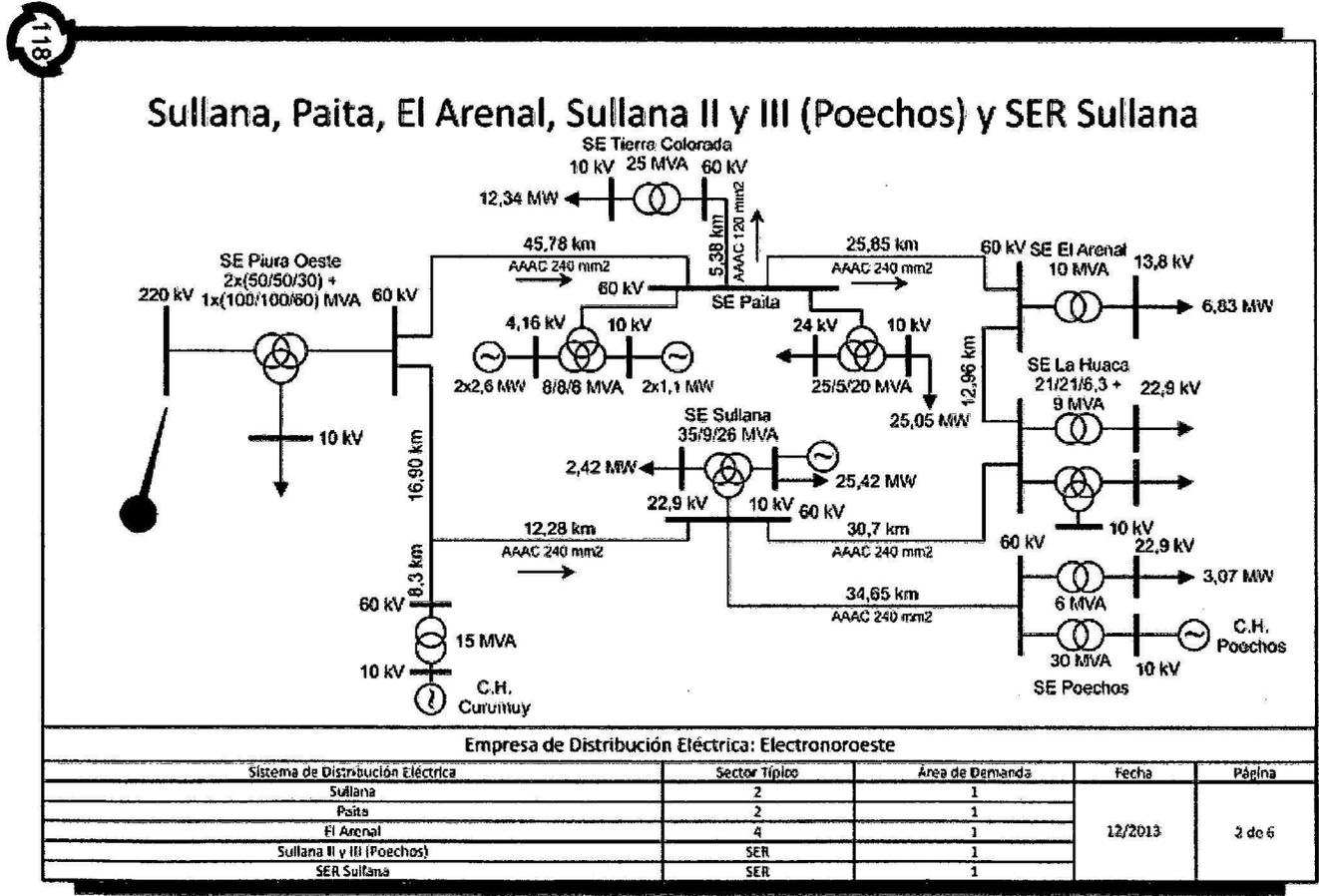
- ANEXO 1: Diagrama unifilar Piura y SER Piura.
- ANEXO 2: Diagrama Unifilar Sullana, Paita y SER Sullana
- ANEXO 3 : Diagrama Unifilar Talara
- ANEXO 4 : Diagrama Unifilar Tumbes , Zarumilla y Zorritos
- ANEXO 5 : Diagrama Unifilar Bajo Piura y Catacaos
- ANEXO 6 : Diagrama Unifilar Frontera y Chulucanas
- ANEXO 7: Entorno Básico del Power World para inserción de barras de potencia
- ANEXO 8 : Entorno para la Inserción de Generadores de Energía
  - ANEXO 8.1 Parámetros técnicos de los generadores
  - ANEXO 8.2 : Parámetros de Costos de generadores
- ANEXO 9 : Entorno para la Inserción de Líneas de transmisión
- ANEXO 10: Entorno para la Inserción de cargas de Demanda
- ANEXO 11:Entorno para el Área de Dialogo de Generadores
- ANEXO 12: Entorno para el Área de Cargas
- ANEXO 13: Entorno para el Área de Barras
- ANEXO 14 :Herramienta para iteraciones y solución
- ANEXO 15:Hoja de vida de Central Termica de Reserva Fria de Talara
- ANEXO 16:Situacion Energetica de Piura(10 Hojas)
- ANEXO 17 :Anexo H Modelamiento de las Hidroelectricas de Poecchos y Curumuy(3 Hojas)
- ANEXO 18: Reporte Tecnico Central Eolica de Talara
- ANEXO 19 : Reporte Tecnico Central Termica El Tablazo
- ANEXO 20 : Reporte Tecnico Central Termica Caña Brava
- ANEXO 21 : Reporte Tecnico Central Nueva Esperanza

ANEXO 1: Diagrama unifilar Piura y SER Piura.



Fuente: OSINERGMIN

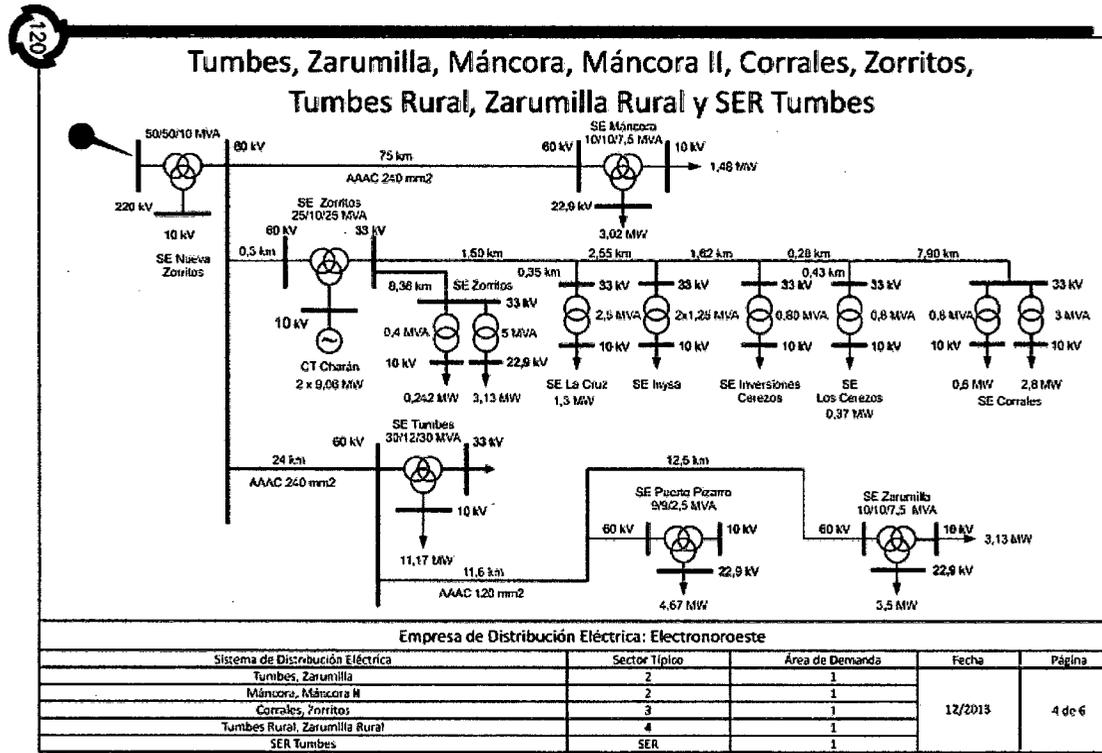
ANEXO 2: Diagrama Unifilar Sullana, Paita y SER Sullana



Fuente: OSINERGMIN

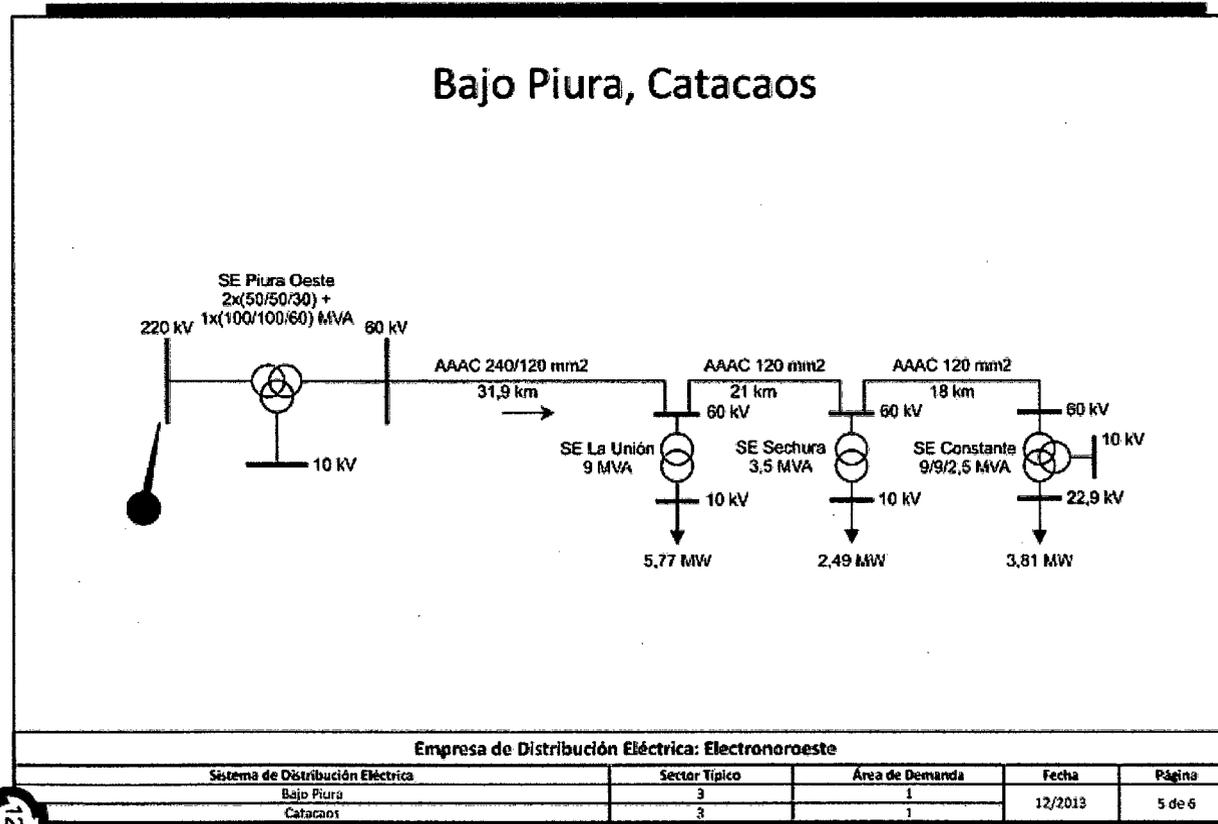


ANEXO 4 : Diagrama Unifilar Tumbes , Zarumilla y Zorritos



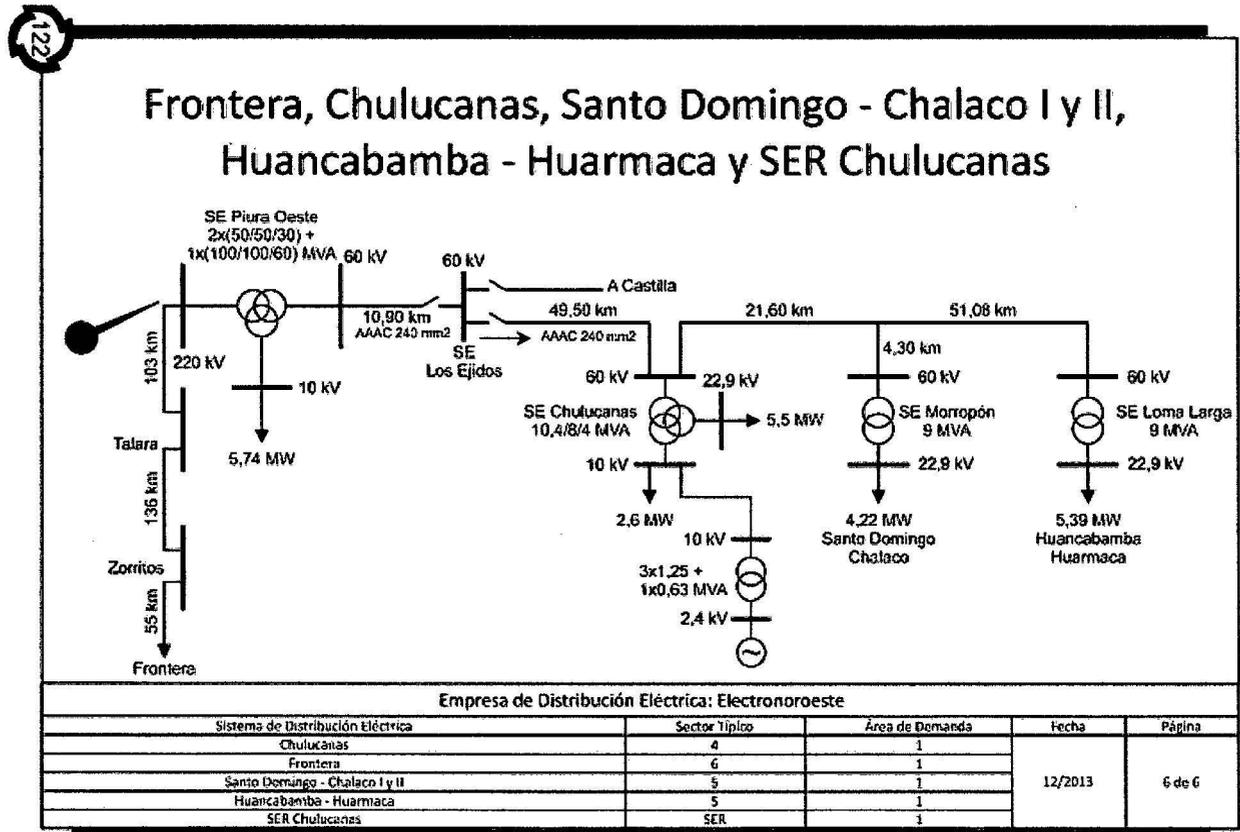
Fuente: OSINERGMIN

ANEXO 5 : Diagrama Unifilar Bajo Piura y Catacaos



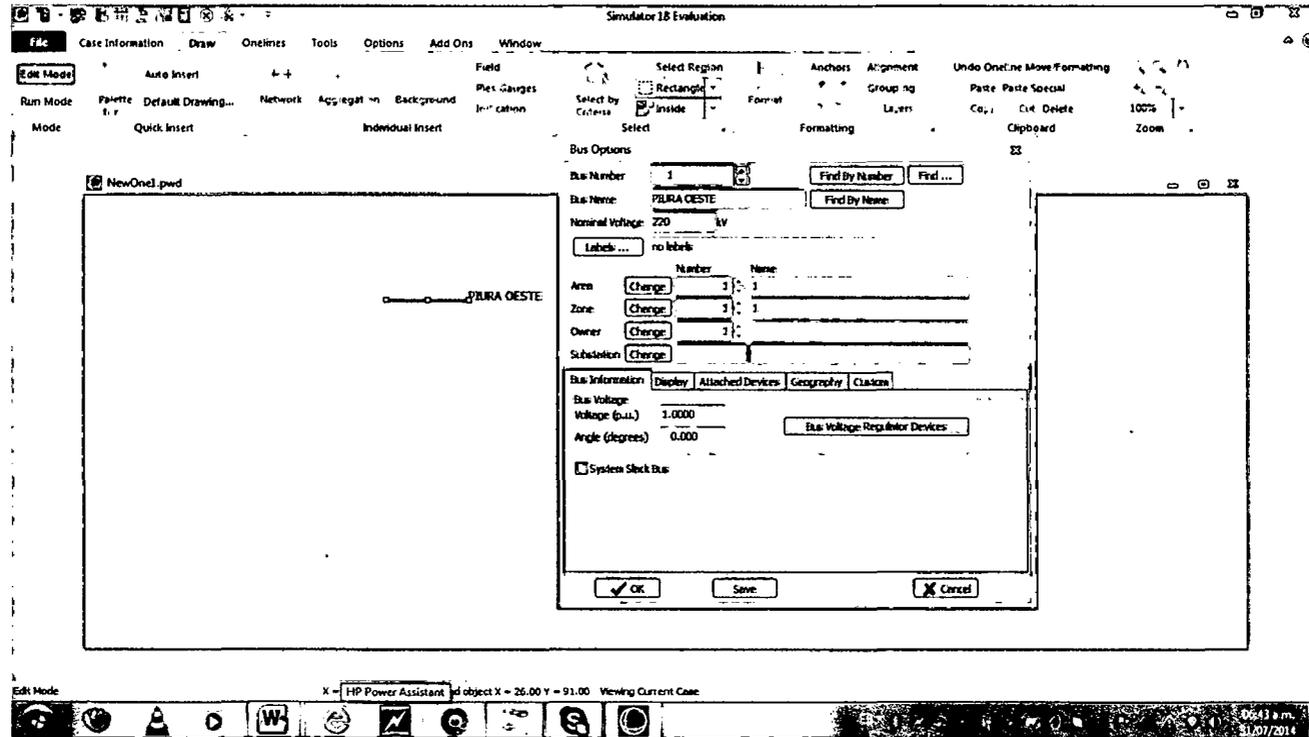
Fuente: OSINERGMIN

ANEXO 6 : Diagrama Unifilar Frontera y Chulucanas



Fuente: OSINERGMIN

## ANEXO 7: Entorno Básico del Power World para inserción de barras de potencia



Fuente: Power World



## ANEXO 8.2 : Parametros de Costos de generadores

The screenshot displays the 'Generator Options' dialog box in the Power World software. The generator being configured is 'ZORRITOS' at bus 'B'. The fuel type is 'Natural Gas' and the unit type is 'GT (Gas Turbine)'. The 'Costs' tab is active, showing a 'Piecewise Linear' cost model. The cost curve is defined by the following data points:

MW	\$/MWh
0.0	20.54
27.0	21.62
54.0	22.70
81.0	23.78
108.0	24.86

Additional parameters shown in the dialog include:

- Unit Fuel Cost (\$/MWh): 2,000
- Variable O&M (\$/MWh): 5,000
- Fixed Costs (costs at zero MW output): 0.00
- Fuel Cost Independent Value (\$/hr): 100.00
- Fuel Cost Dependent Value (\$/hr): 100.00

The background shows a power system diagram with various buses and lines, including labels like 'C.T. NUEVA ESPERANZA', 'SALLAMA', 'LOMA LARGA', and 'CHICLAYO'. The status bar at the bottom indicates the current case is 'Viewing Current Case' and the date is 31/07/2014.

Fuente: Power World

# ANEXO 9 : Entorno para la Insercion de Lineas de transmision

newcase.pwd - Case: RESTAURACION.PWB Status: Initialized | Simulator 18 Evaluation

File Case Information Draw Onelines Tools Options Add On Window

Run Mode Model Explorer... Area/Zone Filters... Limit Monitoring... Case Information

Network - Aggregation Branch Options

Case Description... Power Flow List...

Line: From Bus: 4 To Bus: 5 Circuit: 1

Name: FILERA 60 Area Name: 1 (1) Voltage: 60.0 kV

Find By Numbers: Find By Names: Find...

From End Metered  Default Owner (Same as From Bus)

Label: no label

Display	Parameters	Fault Info	Owner, Area, Zone, Sub	Custom	Stability
Status:	Per Unit Impedance Parameters				MVA Limits
<input checked="" type="radio"/> Open	Series Resistance (R)				Limit A 60.000
<input checked="" type="radio"/> Closed	Series Reactance (X)				Limit B 0.000
Branch Device Type:	Shunt Charging (B)				Limit C 0.000
Line:	Shunt Conductance (G)				Limit D 0.000
<input type="checkbox"/> Allow Consolidation	Has Line Shunts				Limit E 0.000
Length: 49.09	Line Shunts				Limit F 0.000
Calculate Impedance >					Limit G 0.000
Convert Line to Transformer					Limit H 0.000
D-FACTS Devices on the Line:	<input type="checkbox"/> Has D-FACTS				

OK Save Cancel Help

Edit Mode X = 36.80 Y = 93.19 Selected object X = 57.38 Y = 96.01 Viewing Current Case

07:34 a.m. 31/07/2014

Fuente: Power World

# ANEXO 10: Entorno para la Insercion de cargas de Demanda

The screenshot displays the Power World software interface for a power system simulation. The main window shows a network diagram with various buses, lines, and loads. A dialog box titled 'Load Options' is open for bus 'ZORRITOS 60'. The dialog includes fields for Bus Number, Bus Name, ID, Labels, Area, Zone, Substation, and Owner. It also features 'Load Information' tabs for OFF Load Dispatch, Custom, and Stability, with a table for Constant Power, Constant Current, and Constant Impedance. The 'Display Information' section includes options for Display Size, Scale Width with Size, Display Width, and Font Thickness. The status bar at the bottom shows 'Edit Mode', coordinates 'X = 12.67 Y = 71', and 'HP Power Assistant 13.00 Y = 77.00 Viewing Current Case'.

**System Summary:**

- DEMANDA: 263.80 MW
- GENERACION: 252.45 MW
- PERDIDAS TRANSISION: 20.72 MW

**Load Options Dialog (Bus: ZORRITOS 60):**

Constant Power	Constant Current	Constant Impedance
MW Value: 12.500	0.000	0.000
Mvar Value: 0.000	0.000	0.000

**Display Information:**

- Display Size: 2.00
- Scale Width with Size:
- Display Width: 1.47
- Font Thickness: 1
- Orientation:  Right  Left
- Up  Down
- Anchored
- Link To New Load:

Fuente: Power World

# ANEXO 11: Entorno para el Area de Dialogo de Generadores

Area Dialog - Case: RESTAURACION.PWB Status: Initialized | Simulator 18 Evaluation

File Case Information Draw Onelines Tools Options Add Ons Window

Run Mode Model Explorer Area/Zone Filters Limit Monitoring Solution Details Difference Flows Simulator Options Case Description... Power Flow List... Case Summary... Quick Power Flow List... Custom Case Info... AUX Export Format Desc... Bus View... Simulation Oneline Viewer... Open Windows

Mode: Number 8 Find By Number Name 1 Find By Name Super Area Find Labels no labels

Area MW Control Options:
 

- No Area Control
- Participation Factor Control
- Economic Dispatch Control
- Area Slack Bus
- Injection Group Area Slack
- Optimal Power Flow Control

Info / Interchange Options Area MW Control Options OFF Tie Lines Buses Gens Loads Custom

Number of Bus	Name of Bus	ID	Status	Gen MW	Gen MVar	Set Volt	AGC	AVR	Min MW	Max MW	Min MVar	Max MVar	Cost Model	Part. Factor
1	PUQUA	1	Open	0.00	0.00	1.00000	YES	YES	0.00	2.00	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
2	3 SULLANA	1	Closed	12.50	-12.16	1.00000	YES	YES	0.00	12.50	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
3	3 SULLANA	2	Closed	15.40	-12.16	1.00000	YES	YES	0.00	15.40	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
4	3 SULLANA	3	Closed	10.00	-12.16	1.00000	YES	YES	0.00	10.00	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
5	3 SULLANA	4	Closed	37.50	-12.16	1.00000	YES	YES	0.00	37.50	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
6	7 TALARA	1	Closed	30.00	-83.75	1.00000	YES	YES	0.00	30.00	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
7	7 TALARA	2	Closed	135.36	-83.75	1.00000	YES	YES	0.00	200.00	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
	7 TALARA	3	Open	0.00	0.00	1.00000	YES	YES	0.00	0.00	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
	7 TALARA	4	Open	0.00	0.00	1.00000	YES	YES	0.00	0.00	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
	7 TALARA	5	Open	0.00	0.00	1.00000	YES	YES	0.00	0.00	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
11	8 TORRETES	1	Closed	41.73	-14.22	1.00000	YES	YES	0.00	135.00	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
	10 RUMONAS	1	Open	0.00	0.00	1.00000	YES	YES	0.00	0.00	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
	10 RUMONAS	2	Open	0.00	0.00	1.00000	YES	YES	0.00	0.00	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00
14	15 CHICLAYO	1	Closed	0.00	0.00	1.00000	YES	YES	0.00	80.00	-9900.00	9900.00	Piecewise Lines	10.00

OK Save Cancel Help Print

Internet Explorer Viewing Current Case

07:28 a.m. 31/07/2014

Fuente: Power World

# ANEXO 12: Entorno para el Area de Cargas

Area Dialog - Case: RESTAURACION.PWB Status: Initialized | Simulator 1B Evaluation

Case Information Draw Onlines Tools Options Add Ons Window

Run Mode Model Explorer... Area/Zone Filters... Limit Monitoring... Network Aggregation Solution Details Difference Flows Simulator Options... Case Description... Case Summary... Custom Case Info... Power Flow List... Quick Power Flow List... AUX Export Format Desc... Bus View... Substation View... Online Viewer... Open Windows

Mode Case Information

Number 1 Find By Number

Name 1 Find By Name

Super Area Find ...

Labels ... no labels

Area MW Control Options:

- No Area Control
- Participation Factor Control
- Economic Dispatch Control
- Area Slack Bus
- Injection Group Area Slack
- Optimal Power Flow Control

Info / Interchange Options Area MW Control Options: OFF Tie Lines Buses Gens Loads Custom

	Number of Bus	Name of Bus	Area Name of Load	Zone Name of Load	ID	Status	MW	Mvar	MVA	SMW	S Mvar
1	2	PAITA	1	1	1	Closed	45.20	0.00	45.20	45.20	0.00
2	3	SULLANA	1	1	1	Closed	16.40	0.00	16.40	16.40	0.00
3	4	PIURA 60	1	1	1	Closed	69.30	0.00	69.30	69.30	0.00
4	5	CALETA CONST.1	1	1	1	Closed	20.10	0.00	20.10	20.10	0.00
5	6	LOMA LARGA	1	1	1	Closed	30.00	0.00	30.00	30.00	0.00
6	9	ZORRITOS 60	1	1	1	Closed	12.90	0.00	12.90	12.90	0.00
7	10	TUMBES	1	1	1	Closed	13.70	0.00	13.70	13.70	0.00
8	11	ZARUMILLA	1	1	1	Closed	14.70	14.00	20.90	14.70	14.00
9	12	TALARA BAJO	1	1	1	Closed	39.50	0.00	39.50	39.50	0.00

OK Save Cancel Help Print

Viewing Current Case

07:29:00pm 11/07/2011

Fuente: Power World

ANEXO 13: Entorno para el Area de Barras

Area Dialog - Case: RESTAURACION.PWB Status: Initialized | Simulator 1B Evaluation

File Case Information Draw Onlines Tools Options Add Ons Window

Run Mode Model Explorer... Area/Zone Filters... Limit Monitoring... Case Information

Network - Aggregation - Solution Details - Difference Flows - Simulator Options...

Case Description... Power Flow List... Case Summary... Quick Power Flow List... Custom Case Info... AUX Export Format Desc...

Bus View... Substation Views... Oneline Viewer... Open Windows

Mode

Number 1 Find By Number

Name Find By Name

Super Area Find...

Labels... no labels

Area MW Control Options

- No Area Control
- Participation Factor Control
- Economic Dispatch Control
- Area Slack Bus
- Injection Group Area Slack
- Optimal Power Flow Control

Info / Interchange: Options Area MW Control Options: OFF Tie Lines: Buses: Gens: Loads: Custom

Number	Name	Area Name	Nom KV	PV Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar	Act G Shunt MW	Act B Shunt Mvar	Area Num	Zone Num
1	PIURA OESTE	1	220.00	0.96842	213.052	10.50						0.00	0.00	1	1
2	PATA	1	60.00	0.92960	55.776	7.95	45.20	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	1	1
3	SULLANA	1	60.00	1.00001	60.000	12.36	16.40	0.00	75.40	-40.63		0.00	0.00	1	1
4	PIURA GO	1	60.00	0.97451	58.471	10.07	60.30	0.00				0.00	0.00	1	1
5	CALETA CONST.	1	60.00	0.96059	57.636	8.24	20.10	0.00				0.00	0.00	1	1
6	LOMA LARGA	1	60.00	0.95566	57.339	8.53	30.00	0.00				0.00	0.00	1	1
7	TALARA	1	220.00	1.00000	220.000	14.48			165.36	-167.49		0.00	0.00	1	1
8	ZORRITOS	1	220.00	1.00000	220.000	17.71			41.73	-14.22		0.00	0.00	1	1
9	ZORRITOS 60	1	60.00	1.00089	60.053	17.56	12.90	0.00				0.00	0.00	1	1
10	TUMBES	1	60.00	0.99667	59.800	17.19	13.70	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	1	1
11	ZARUMILLA	1	60.00	0.96028	58.853	17.29	14.70	14.00				0.00	0.00	1	1
12	TALARA BAJO	1	33.00	1.00000	33.000	14.34	39.50	0.00				0.00	0.00	1	1
13	CHICLAYO	1	220.00	0.00000	0.000	0.00			0.00	0.00		0.00	0.00	1	1

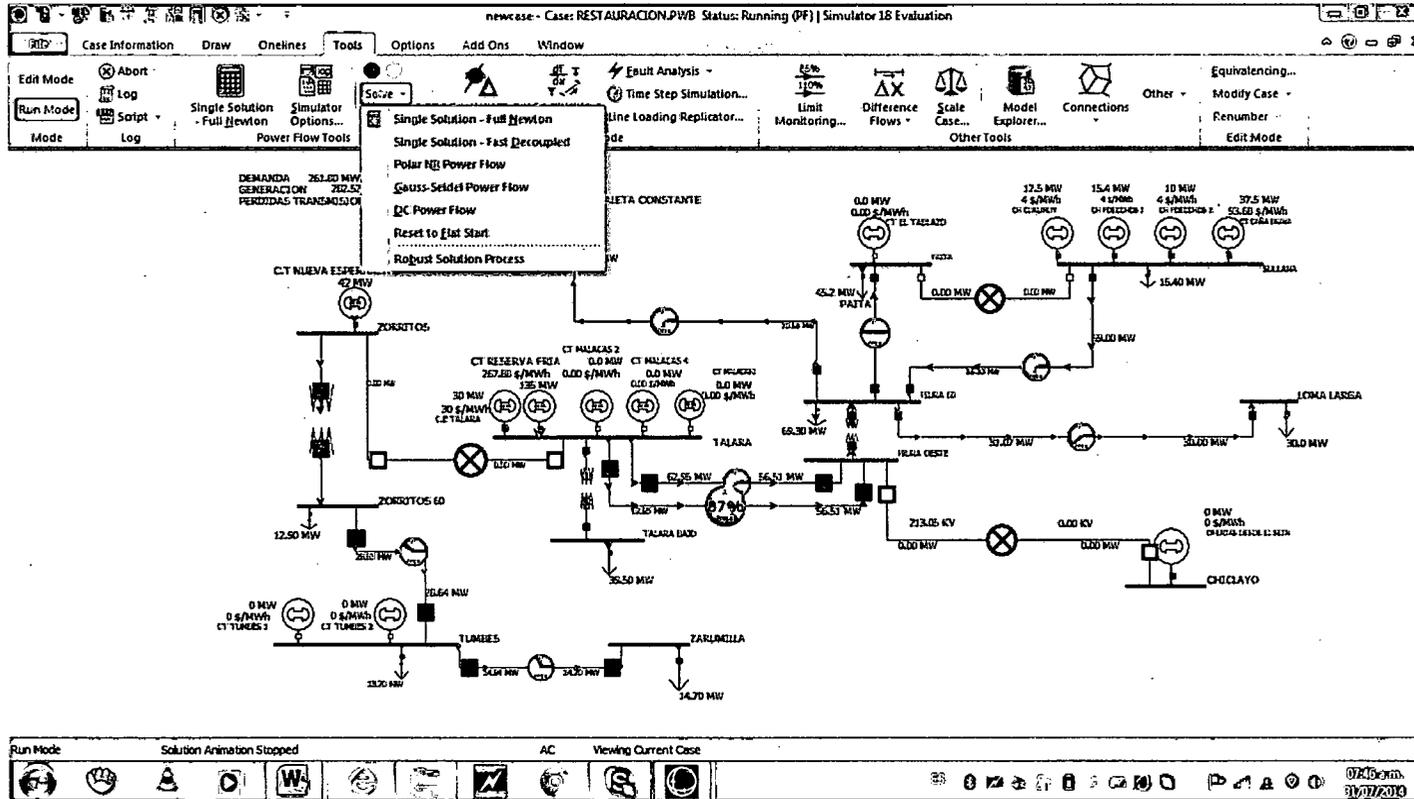
Ok Save Cancel Help Print

Edit Mode Viewing Current Case

07:41 a.m. 31/07/2014

Fuente: Power World

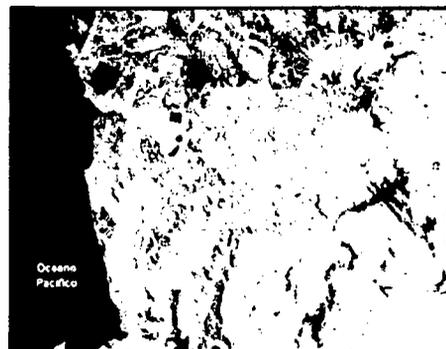
# ANEXO 14 :Herramienta para iteraciones y solución



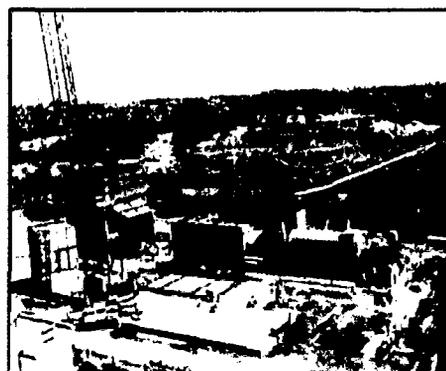
Fuente: Power World

## CENTRAL TÉRMOELÉCTRICA MALACAS (TURBINA A GAS TG5 - RESERVA FRÍA)

<b>DENOMINACIÓN</b>	<b>C.T. MALACAS (TURBINA A GAS TG5)</b>
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	<b>EEPSA</b>
<b>TECNOLOGÍA</b>	Generación Térmica
<b>UBICACIÓN</b>	Piura Talara Paríñas 30 msnm
<b>DATOS TÉCNICOS DE PLANTA RVA. FRÍA</b>	Potencia Instalada: 200 MW Número de Unidades de Generación: 1 Turbina a Gas Dual Fuente de Energía: Diesel B5 / Gas Natural Operación: Ciclo Abierto (Simple) Tanque de combustible: 1 x 6 000 m <sup>3</sup> Tanque de combustible filtrado: 1 x 6 000 m <sup>3</sup> Tanque de Agua desmineralizada: 1 x 6 180 m <sup>3</sup>
<b>DATOS TÉCNICOS DE TURBINA A GAS</b>	Turbina TG5 Potencia Nominal: 200 MW Modo de Operación: Diesel B5 Sistema de Combustible: Dual Consumo Específico: 9,58 MMBTU/MWh
<b>DATOS TÉCNICOS DE GENERADOR</b>	Generador Potencia: 209 MVA Tensión de Generación: 16,5 kV Factor de Potencia: 0,85
<b>DATOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADOR</b>	Potencia: 230 MVA Nivel de Tensión: 16,5/220 kV
<b>DATOS DE CONTRATO</b>	Tipo de contrato: Contrato de Reserva Fría Firma de Contrato: 08.01.2011 Puesta en Operación Comercial (POC): 13.07.2013 (carta COES/D/DP-723-2013) Precio por Potencia: 7 815 US\$/MW mes
<b>INFORMACIÓN RELEVANTE</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>De acuerdo al contrato, el Concesionario deberá diseñar, financiar, construir, operar y mantener la Unidad de Generación TG5 de la C.T. Malacas.</li> <li>Actualmente la C.T. Malacas cuenta con tres Turbinas a Gas Natural (TG1, TG2 y TG3, operando en ciclo simple) preparadas para trabajar con combustible G.N. o Diesel B2; además, la C.T. Malacas 2, cuenta con una Turbina ABB a Gas TG4 en ciclo simple.</li> <li>La Planta de Reserva Fría, es de ciclo simple y tiene una capacidad de 200 MW, que opera actualmente con combustible Diesel B5, y estará preparada para operar con Gas Natural.</li> <li>La potencia instalada pactada es de 200 MW (+/-15%), es decir, entre 230 MW y 170 MW.</li> <li>La interconexión del transformador de potencia de la nueva Turbina a Gas TG5 con la red eléctrica del SEIN es a través de la S.E. Talara de propiedad de RED ELÉCTRICA DEL PERÚ (REP), que es colindante con la C.T. Malacas.</li> <li>Con fecha 29.06.2013 se registró una máxima demanda generada de 189 MW.</li> <li>Mediante carta COES/D/DP-723-2013 el COES otorgó la POC para la Turbina a Gas TG5 de la C.T. Malacas, a partir de las 00:00 del 13.07.2013.</li> <li>El monto de la inversión es de 106,4 MM US\$</li> </ul>	



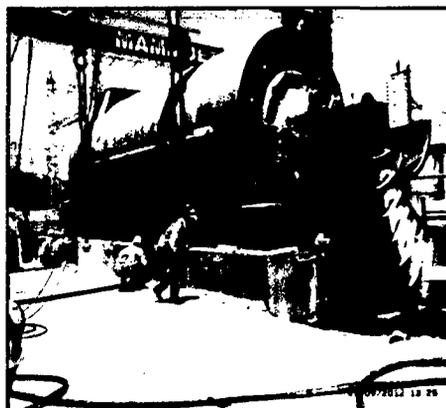
Plano de Ubicación



Vista panorámica de la Central Concluida

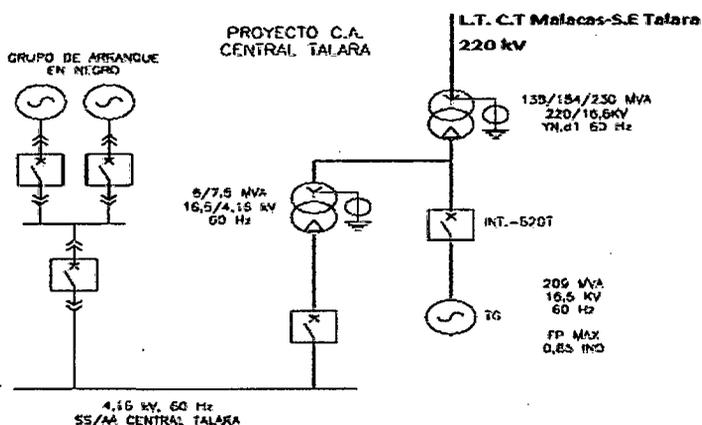


Montaje del Transformador de Potencia Concluido



Montaje de Turbina a Gas y Generador

### ESQUEMA UNIFILAR DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN



# AYUDA MEMORIA

## SITUACIÓN ENERGÉTICA REGIÓN PIURA

DIRECCIÓN REGIONAL DE ENERGÍA Y MINAS  
GOBIERNO REGIONAL PIURA

2012

## SITUACIÓN ENERGÉTICA DE LA REGIÓN PIURA

El suministro de energía eléctrica de la región Piura, se ha visto afectada en estos últimos años, por diferentes factores como la creciente demanda en el sector industrial – residencial, baja operatividad de las centrales Hidroeléctricas Poechos I, Poechos II y Curumuy debido a la frecuentes sequías que vienen afectando a las zonas alto andinas, mermando el caudal de las cuencas de las vertiente del Pacífico. A ello se sumó también la falta de previsión de la empresa colombiana Repsa encargada de recepcionar y vender la energía transmitida por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, al no ampliar sus instalaciones para contrarrestar la creciente demanda de energía producida desde hace cinco años. Asimismo los grupos térmicos de emergencia a cargo de la empresa Duke Energy, no suministran energía al sistema eléctrico Piura de manera eficiente por ser grupo térmicos antiguos, cuyos repuestos no se encuentran en el mercado internacional, todo ello conlleva a que se produzcan restricciones de energía en varias ciudades de la región. Habiendo llegado la crisis energética a su punto crítico en el año 2010 donde la oferta de potencia fue de 130 MW, que fue superada por la demanda en 150 MW, produciéndose un déficit del 15%.

Actualmente se ha superado el problema del déficit energético con la instalación de otro transformador de 100 MW de potencia por parte de la empresa Repsa en la S.E. Piura Oeste, habiéndose duplicado la demanda a 200 MW, quedando un margen de reserva del 25%, que cubriría la demanda hasta aproximadamente 7 años. Del mismo modo el Ministerio de Energía y Minas ha tomado medidas para contribuir con el crecimiento económico que se presenta en la región, otorgando permisos para la construcción de varios proyectos de generación de energía eléctrica como; el Proyecto instalación del Segundo Circuito de Transmisión desde Talara a Piura, a cargo de la Empresa Consorcio Transmantaro S.A., el Proyecto de Ampliación de la Central Térmica de Malaca de 200 mW en el distrito de Pariñas a cargo de la Empresa Energía Piura S.A. del grupo Endesa que se encuentra operando, La Central Térmica del Tablazo de 30 mW en la ciudad de Paita a cargo de la Empresa Olímpic que se encuentra también en operación y la Central Eólica Talara de 30 mW en el distrito de Pariñas, a cargo de la empresa Eólica del Perú que se encuentra en construcción, todas ellas contribuirán en el futuro a convertir a la región Piura, en un polo energético del Norte del País.

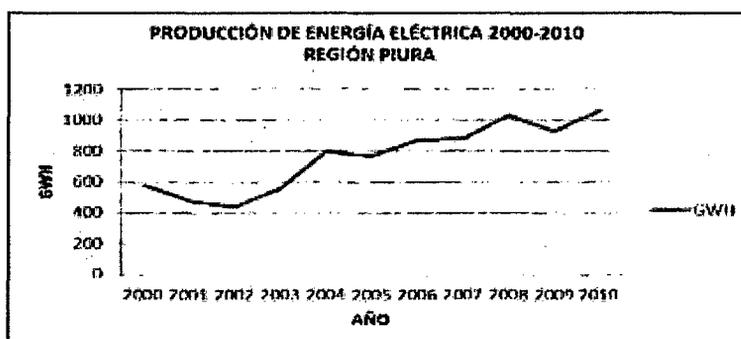
### I. EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES ELÉCTRICOS 2000-2010

#### PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2000-2010

La producción de energía eléctrica en la región Piura en el periodo 2000-2010 se incrementó en 84.12%, según cálculo de la variación porcentual en ese periodo. Ver cuadro A

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GWH	576.78	472.07	439	557	794	765	867	881	1031	930	1062

Cuadro A

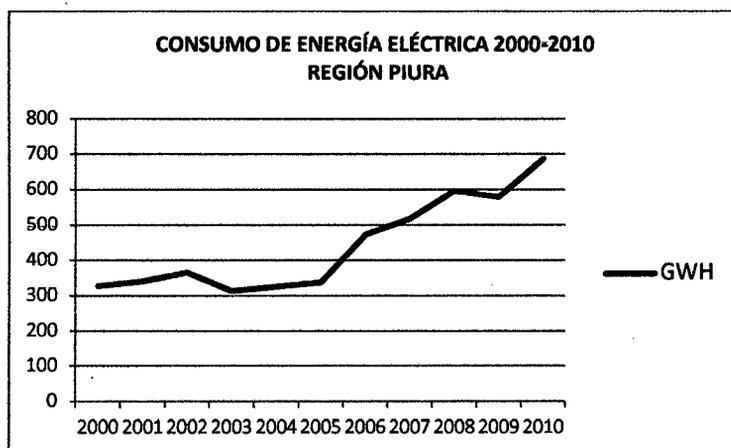


### CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2000-2010

El Consumo de la Energía Eléctrica en la región Piura, en el periodo 2000-2010 se incrementó en 205.18 %, según cálculo de la variación porcentual en ese periodo.

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GWH	328.1	340.0	365.6	313.2	326.3	337.9	473.3	517.9	596.8	579.5	687

Cuadro B

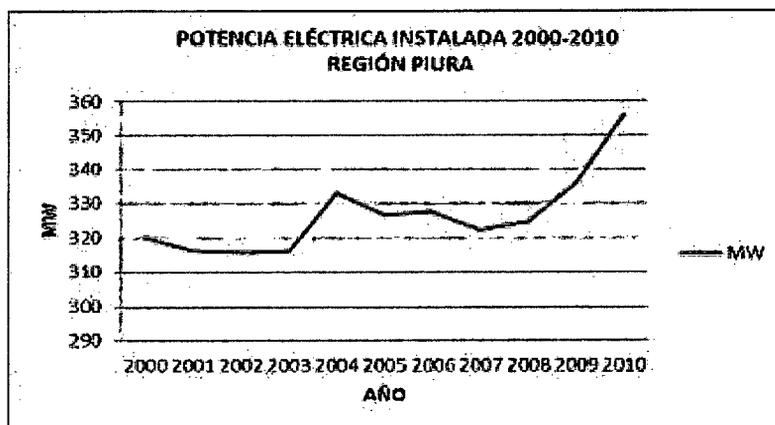


### POTENCIA INSTALADA 2000-2010

La Potencia Instalada en la región Piura en el periodo 2000-2010 se incrementó en 11.34 %, según cálculo de la variación porcentual en ese periodo. Ver Cuadro C

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
MW	319.9	316.2	315.7	315.9	332.8	326.6	327.3	322.1	324.6	335.9	356.2

CUADRO C

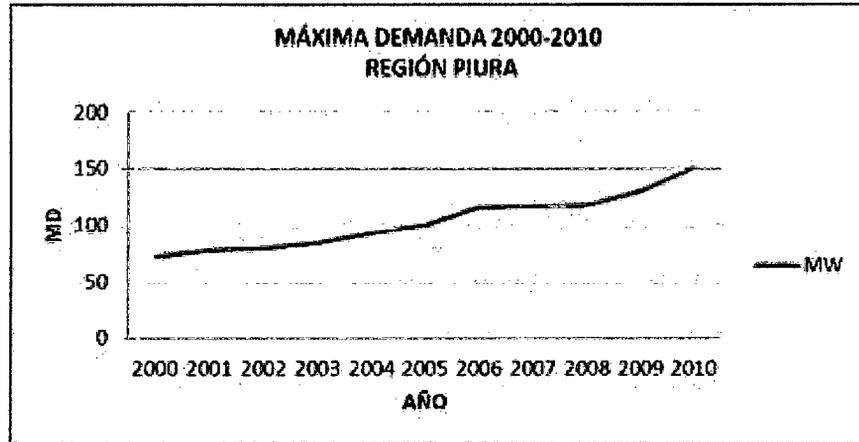


**MAXIMA DEMANDA 2000-2010**

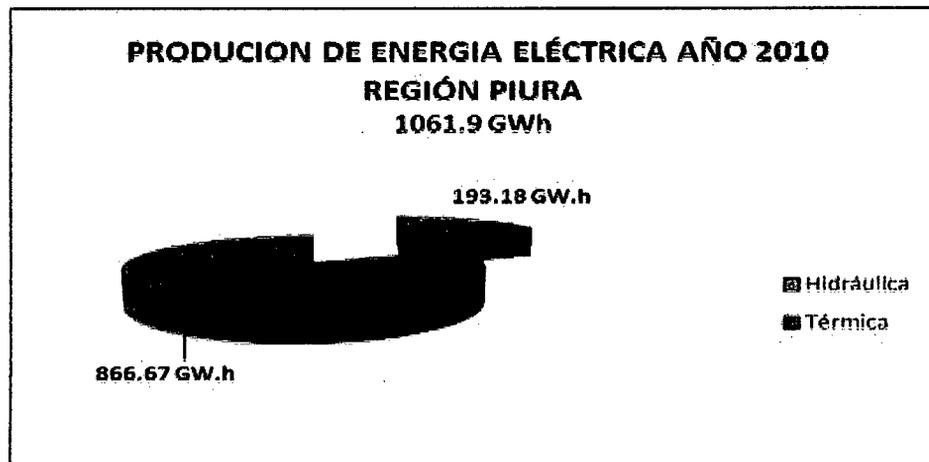
La máxima demanda en la región Piura en el periodo 2000-2010 se incrementó en 107.47%, según cálculo de la variación porcentual en ese periodo. Ver cuadro D

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
MW	72.3	77.6	79.6	84.9	93.4	99.7	115.9	116.8	117.4	130	150

**CUADRO D**



**Figura 1**



**CUADRO E**

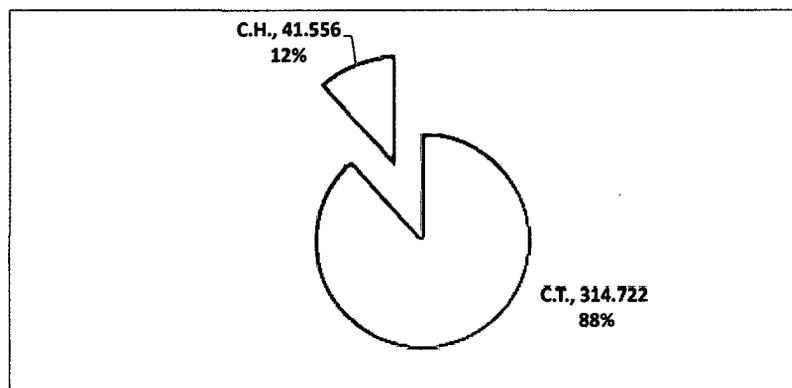
**CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS Y UNIDADES DE GENERACIÓN 2010**

Empresa	Origen	Provincia	Potencia Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Producción MWh
Agrícola del Chira S.A.	Térmica	Sullana	12	12	40,332.587
Alicorp S.A.	Térmica	Piura	1.81	1.2	39.244
Duke Energy Egenor S.A.C.	Térmica	Sull., Piura, Paita	61.142	36.283	26,791.224
Electronorte S.A.C.	Hidr. - Térm.	Morr, Huan, Ayb, Sec	12.736	7.593	12,051.667
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Térmica	Talara	159.35	148.144	683,670.720
Maple Etanol S.R.L.	Térmica	Sullana	1.75	1.75	3,166.319
Petrobras Energía del Perú	Térmica	Talara	8.35	7.375	31,904.449
Petroperú S.A.-Operaciones Electroducto	Térmica	Sechura, Huancab.	3.54	3.245	1,922.991
Sindicato Energético S.A.	Hidráulica	Sullana, Piura	39	39	180,391.900
Informantes	Hidr. - Térm.	Región	56.6		81,628.899
			<b>356.278</b>	<b>256.59</b>	<b>1,061,900.000</b>

Fuente: DGE/MEM

**FIGURA 2**

**POTENCIA INSTALADAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN 2010**



**CUADRO F**

**SITUACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y TRANSMISIÓN 2012**

Empresa	Origen	Provincia	Potencia Instalada (MW)	Situación	Año de Construcción
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Térmica	Talara	200	En operación (Reserva Fria)	2011
Empresa Olímpic	Térmica	Paita	30	En operación	2011
Empresa Eólica de Peru	Eólica	Talara	30	En Construcción	2012
Catacaos Energy	Hidráulica	Piura	7.5	Solicitando Imposición de servidumbre	2014
Empresa Norwing	Eólica	Paita	240	Cuenta con Certificación Ambiental	2014
ISA Transmataro	L.T. 220 kV	Talara-Piura	150	En construcción	2014
<b>TOTAL (MW)</b>			<b>657.5</b>		

## II. PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL: "LUZ PARA TODOS"

En el periodo 2006-2011, la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas ejecuto 69 Proyectos De Electrificación Rural con el Programa de Electrificación "LUZ PARA TODOS", por un monto de S/. 137 995 635,00 (Ciento Treinta y Siete Novecientos Noventa y Cinco Mil Seiscientos Treinta y Cinco y 00/100) beneficiando a 718 localidades, con una población de 279 482 habitantes, el cual ha permitido que a noviembre del presente año, el coeficiente de electrificación rural de la región Piura se haya incrementado en 83 %; es decir, de cada 100 viviendas Piuranas, 83 cuentan con el servicio de energía eléctrica y 17 no cuentan con este servicio básico. Ver Cuadro H1 y H2.

**Cuadro G**

PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL "LUZ PARA TODOS" OBRAS CONCLUIDAS PERIODO 2006 - 2011 REGIÓN PIURA										
Nº	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	PROVINCIA	DISTRITO	UBICACIÓN DEL PROYECTO	INVERSIÓN (MIL S/.)	UNIDADES BENEFICIARIAS	PUEBLO BENEFICIARIO	ESTADO	FECHA DE EJECUCIÓN	
1	ELECTRIFICACION DE LA LOCALIDAD DE ALTAIBANCO	PIURA	MOROPOM	SANTA CATALINA DE BELLONA	84,430	800	2006	COMPLETADO	2006	
2	INTERCONEXION ELECTRICA VECINAL PERU ECUADOR ETAPA A	PIURA	AYABACA, BELLONA	AYABACA, BELLONA, LANCORANDE	679,234	7	478	2007	DOBL-OPR	
3	PERU ECUADOR ETAPA B FASE B	PIURA	AYABACA, PIURA	AYABACA, LANCORANDE, MONTEIRO PARAÑAS, PUEBLA, BELLONA, LANCORANDE, CASTILLA PIURA	1,660,795	34	618	2007	DOBL-OPR	
4	PERU ECUADOR ETAPA B FASE C	PIURA	PIURA, BELLONA	TAMBORANDE, BELLONA	2,638,162	9	4883	2008	DOBL-OPR	
5	ELECTRIFICACION CASERIO CABA BLANCA - DISTRITO DE MONTEIRO - AYABACA	PIURA	AYABACA	MONTEIRO	48,488.33	98	2006	COMPLETADO	2006	
6	ELECTRIFICACION CASERIO LUCMA NORTI Y SUR Y ANEXOS EN LOS ARENES DEL DISTRITO DE CASTILLA	PIURA	PIURA	CATACAOB	668,538.43	4	988	2006	COMPLETADO	2006
7	ELECTRIFICACION CASERIO LA PALMA - DISTRITO DE MONTEIRO - AYABACA	PIURA	AYABACA	MONTEIRO	66,821.96	6	800	2006	COMPLETADO	2006
8	ELECTRIFICACION DE CASERIOS PISOLOS CHACAYO Y CAJATE, DISTRITO DE TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	22,208.36	8	700	2006	COMPLETADO	2006
9	ELECTRIFICACION DE CASERIOS SAN PABLO, HUALTACOS, CRUCE DE UEGUA, LAS HIGUERAS Y TAJALAH, DISTRITO DE TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	198,872.00	6	5785	2006	COMPLETADO	2006
10	ELECTRIFICACION DEL CASERIO CORCONCHA	PIURA	PIURA	PIURA	96,438.86	6	280	2006	COMPLETADO	2006
11	ELECTRIFICACION DE LOS CASERIOS DE LA DOÑA, SANTA CRUZ, CORTE RONDO, EL TORO, CORONALINDO Y EL BARTO DISTRITO DE BELLONA	PIURA	AYABACA	ELVCO	84,084.48	6	700	2006	COMPLETADO	2006
12	RECONSTRUCCION DE LA LINEA DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y SECUNDARIA DE CAJATE, DISTRITO DE TAMBORANDE	PIURA	PIURA	LA ARENA	926,791.98	3	3800	2006	COMPLETADO	2006
13	RECONSTRUCCION DE LA LINEA DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y SECUNDARIA DEL BARRIO DE LA ALFONSO	PIURA	PIURA	CASTILLA	1,228,034.34	7	7438	2006	COMPLETADO	2006
14	CONSTRUCCION DE LA LINEA DE DISTRIBUCION DEL CASERIO TERCEROS	PIURA	PIURA	LAS LOMAS	689,413	4	788	2006	COMPLETADO	2006
15	ELECTRIFICACION DEL CASERIO HUACARIN Y PUEBLA PIURA	PIURA	PIURA	LAS LOMAS	57,737.3	2	800	2006	COMPLETADO	2006
16	ELECTRIFICACION DE LOS CASERIOS HUACARIN Y PUEBLA PIURA	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	198,086.45	2	820	2006	COMPLETADO	2006
17	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	510,188	3	2006	COMPLETADO	2006	
18	ELECTRIFICACION DEL CASERIO MONTEIRO HUALTACOS, DISTRITO DE BELLONA	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
19	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	AYABACA	LANCORANDE	15,466	160	2006	COMPLETADO	2006	
20	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
21	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
22	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
23	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
24	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
25	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
26	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
27	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
28	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
29	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
30	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
31	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
32	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
33	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
34	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
35	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
36	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
37	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
38	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
39	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
40	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
41	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
42	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
43	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
44	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
45	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
46	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
47	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
48	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
49	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
50	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
51	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
52	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
53	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
54	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
55	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
56	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
57	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
58	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
59	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
60	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
61	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
62	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
63	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
64	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
65	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
66	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
67	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
68	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	
69	ELECTRIFICACION DEL CASERIO SAN PABLO HUALTACOS, DISTRITO TAMBORANDE	PIURA	PIURA	TAMBORANDE	379,888.0	4	3800	COMPLETADO	2006	

### III. COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN (C.E.) REGIONAL AÑO 2011

De acuerdo a lo indicado al PNER 2012-2021, el coeficiente de electrificación de la región Piura (viviendas electrificadas) es de 83% y a nivel nacional es de 84.5%. Ver Gráfico H 1 y H2.

AÑO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
C.E. (%)	61.6	61.7	61.6	71.8	72.1	72.4	74.2	77.3	80.4	83

Grafico H1

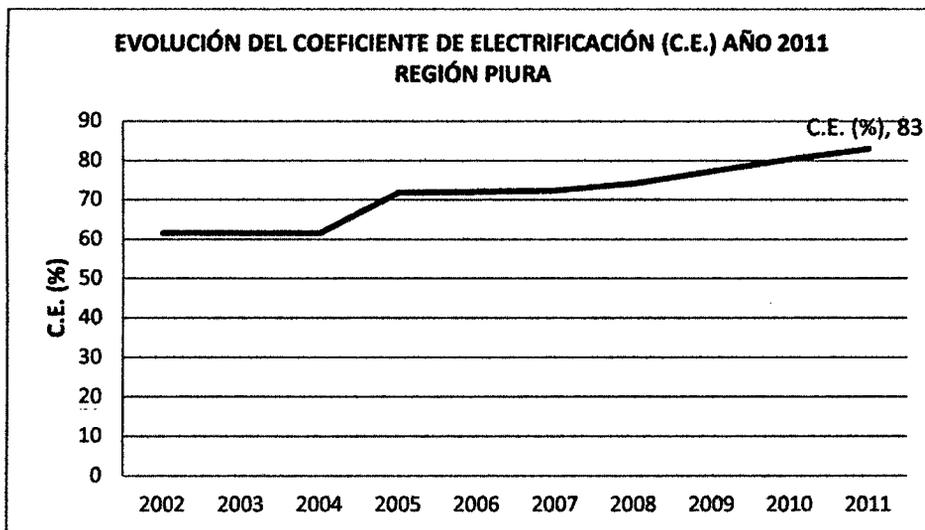
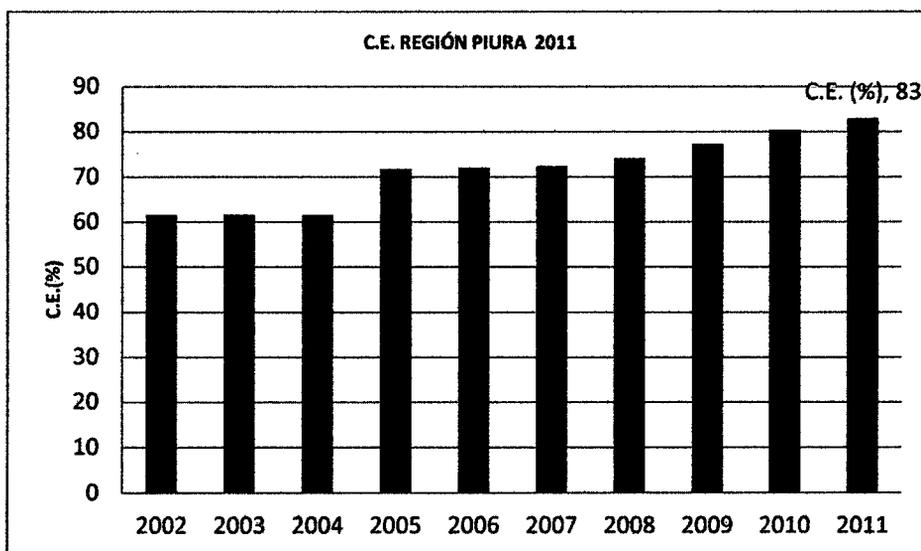


Grafico H2



**ELECTRIFICACIÓN RURAL PIURA**



**ELECTRIFICACIÓN RURAL PIURA**



**CENTRAL EÓLICA TALARA DE 30 MW EN EL DISTRITO DE PARIÑAS**

## **ANEXO H**

### **MODELAMIENTO DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CURUMUY Y POECHOS (Observación 10)**

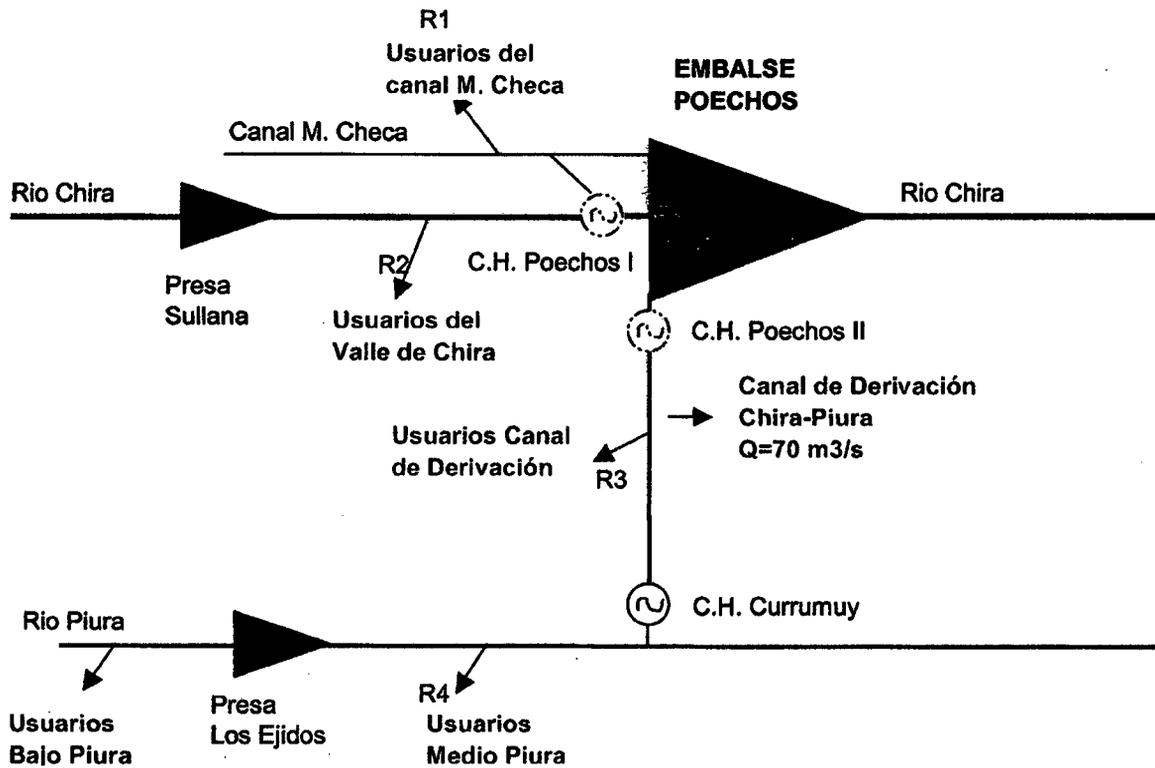
## **MODELAMIENTO DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CURUMUY Y POECHOS I**

Con la información proporcionada por la empresa Sindicato Energético S.A. se intento hacer la simulación en el modelo Perseo (Ver Esquema Topológico) lo que se puede comentar es que el Sistema Hidráulico es muy complejo e incluye tres salidas del agua del embalse Poechos: la primera hacia el río Piura que existe una demanda de riego (R3) intermedia antes de la C.H. Curumuy y otra demanda del valle del río Piura (R4) posterior a la ubicación de la central. La segunda salida es del canal Checa para satisfacer la demanda de riego de esa zona del valle (R1). La tercera salida es para la zona del valle de Sullana (R2). Cuando se implemente la C.H. Poechos I el agua que sale hacia el canal Checa primero se turbinaría en la central y también aprovecharía el recurso para la demanda de riego R2.

De acuerdo a lo informado por la empresa SINERSA las tres salidas tienen derecho de uso de agua y se reparte de acuerdo al volumen almacenado cada año. En la zona baja del río Sullana y Piura debe mantenerse un caudal mínimo de  $10 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Como se podrá apreciar el modelo Perseo tiene limitaciones en simular este tipo de configuración hidráulica.

## ESQUEMA TOPOLOGICO DE LOS RIOS CHIRA/PIURA



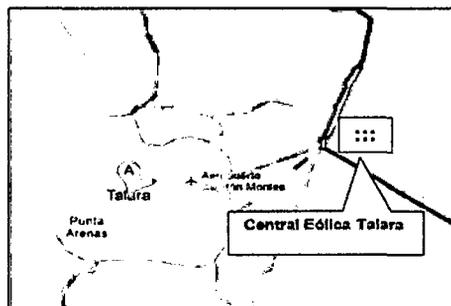
VOLUMEN UTIL DE EMBALSES	
POECHOS	500 MMC
P. SULLANA	
P. LOS EJIDOS	

CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES				
		CURRUMUY	POECHOS I	POECHOS II
CAIDA BRUTA	m	39	38	
CAIDA NETA	m	38	36.5	
Q DISEÑO	m <sup>3</sup> /seg	38	45	40
P.NOMINAL (TURBINA)	MW	11.5	15.4	
RENDIMIENTO	MW/m <sup>3</sup> /s		0.34	0.167
TIPO TURB.		KAPLAN	KAPLAN	

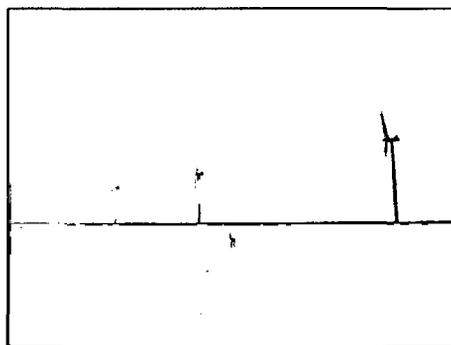
CARACTERISTICAS TUNELES Y/O CANALES			
		T.POECHOS	C.DERIV.
CAP. MAX.	m <sup>3</sup> /seg	7000	70
Q. MIN.	m <sup>3</sup> /seg	10	10

## CENTRAL EÓLICA TALARA

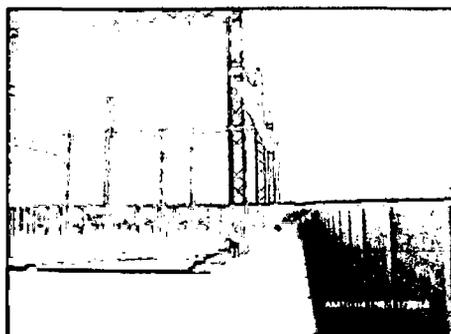
<b>DENOMINACIÓN</b>	<b>CENTRAL EÓLICA TALARA</b>
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	<b>ENERGIA EOLICA S.A.</b>
<b>TECNOLOGÍA</b>	Generación Eólica
<b>UBICACIÓN</b>	
Departamento	Piura
Provincia	Pariñas
Distrito	Talara
Altitud	11 msnm
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	
Potencia Instalada	30 MW
Punto de Oferta	S.E. Pariñas
Cantidad de Aerogeneradores	17
Potencia de Aerogenerador	1,8 MW c/u
<b>DATOS DE CONTRATO</b>	
Firma de Contrato	31.03. 2010
Puesta en Operación (POC)	18.02.2014 (Solicitud Ampliación 31.07.2014)
Energía Anual Ofertada	119 673 MWh
Precio de la Energía Ofertado	8,7 Ctsv. US\$/kWh



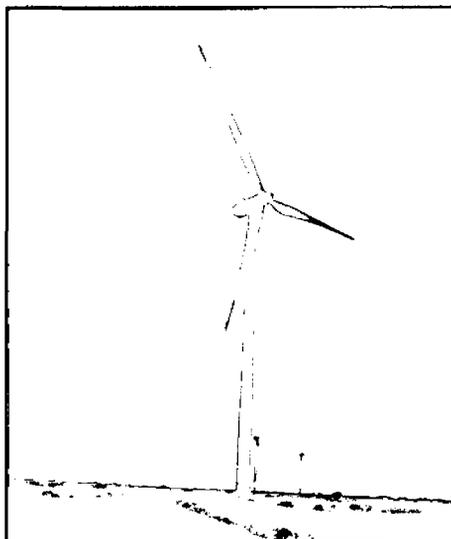
Plano de Ubicación



Vista de los aerogeneradores montados

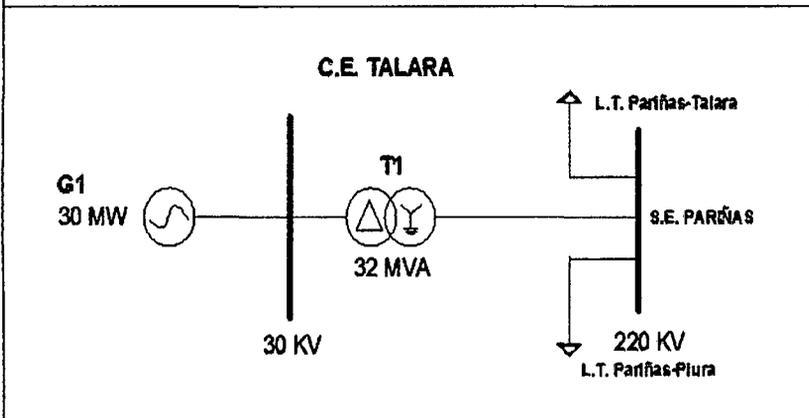


Patio de llaves SET Talara



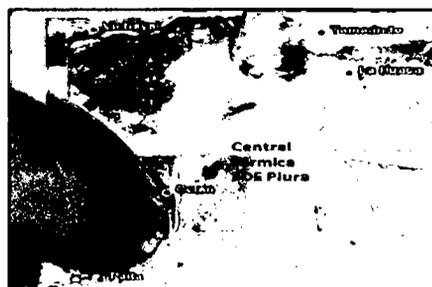
Segundo Aero Completo (Aero 9)

- INFORMACIÓN RELEVANTE**
- La central se encuentra ubicada en la costa Peruana, en el departamento de Piura, en la provincia de Pariñas, a una altura de 11 msnm, en la pampa "La Campana" a 10 km de la ciudad de Talara. El área total del campo que alberga los aerogeneradores es de 700 hectáreas.
  - Contempla la instalación de 17 aerogeneradores, modelo V100 de 1,8 MW c/u; formado por 3 palas de 49 metros de longitud c/u y un ángulo de 120° entre ellas.
  - Cada aerogenerador está constituido por una turbina y un generador eléctrico situados en lo alto de una torre de acero, cimentada sobre una zapata de concreto armado. Además, en el interior de la torre se incluye un centro de transformación.
  - Cada aerogenerador V100 de 1,8 MW está provisto de un transformador trifásico tipo seco, con refrigeración forzada por aire, ubicado en la parte trasera de la góndola. Sus características principales serán: potencia primario 2 100 kVA, potencia secundario (690 V) 1 900 kVA, potencia secundario (480 V) 200 kVA, frecuencia 60 Hz, tensión primaria 30 kV y tensión secundaria 690/480 V.
  - La torre metálica que soporta al aerogenerador es de 80 m.
  - Cada aerogenerador ocupa un área de 80 m<sup>2</sup>, distanciados a 1,5 veces en diámetro que forman las palas (150 m) y 3 veces del diámetro en paralelo (300 m), distancia que permite evitar el efecto Estela (Cola de viento turbulento).
  - La energía generada se inyectará al SEIN a través de la L.T. 220 kV que parte de la S.E. Central Eólica Talara (30/220 kV) y se interconectará a la S.E. Pariñas. El proyecto de interconexión contempla que se instale un sistema de simple barra en la subestación de la central y una celda en la S.E. Pariñas.
  - El EIA se aprobó mediante R.D. N° 016-2011-MEM/AE del 19.01.11; asimismo, mediante R.S. N° 033-2011-EM del 26.04.11 se otorgó la Concesión Definitiva de Generación y con R.S. N° 045-2011-EM del 01.06.11 se aprobó la Concesión Definitiva de la L.T.
  - El MINEM aprobó con R.S. N° 005-2014-EM del 25.01.2014 la segunda modificación al Contrato de Concesión N° 367-2011.
  - La concesionaria solicitó ampliación de plazo por motivos de Fuerza Mayor de 163 días adicionales al 18.02.2014 estableciendo el 31.07.2014 como fecha POC debido a la demora en la fabricación de equipos y materiales retenidos por Montealto, y a la suspensión de actividades en la SET Talara. Con carta COES/D/DP-344-2014 del 17.03.2014 se aprobó el estudio de operatividad de la C.E. Talara-Etapa 1.
  - La Supervisión de la ejecución de la obra está a cargo de "SISENER ING".
  - Se tiene un avance físico del 90%. A la fecha se cuenta con 17 Aerogeneradores instalados completamente en el campamento de Campana.
  - La inversión aproximada será de 71,1 MM US\$.

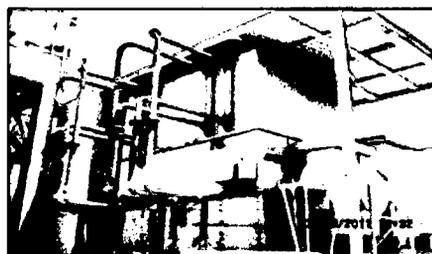


## CENTRAL TERMOELÉCTRICA TABLAZO (OPERANDO)

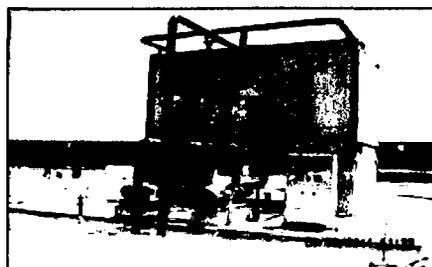
<b>DENOMINACIÓN</b>	CENTRAL TERMOELÉCTRICA TABLAZO
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	SUDAMERICANA DE ENERGÍA DE PIURA
<b>TECNOLOGÍA</b>	Generación Termoeléctrica
<b>UBICACIÓN</b>	
Departamento	Piura
Provincia	Paita
Distrito	Tablazo
Altitud	80 msnm
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	
Potencia Instalada	30 MW
Tipo de Central	Termoeléctrica Ciclo Abierto
Combustible	Gas Natural
Número de unidades de Generación	1 Turbina
Requerimiento de agua	700 m <sup>3</sup>
<b>TURBINA</b>	
Modelo de Turbina	SGT-700
Potencia	30 MW
Eficiencia Térmica	36 %
<b>GENERADOR</b>	
Potencia Efectiva	30 MW
Tensión de Generación	13,8 kV
Factor de Potencia	0,9
<b>TRANSFORMADOR</b>	
Nivel de Tensión	13,8/60kV
Potencia	42 MVA
<b>DATOS DE CONTRATO</b>	
Tipo de contrato	Autorización MINEM
Firma de Contrato	31.12.2011
Puesta en Operación Comercial (POC)	01.09.2012



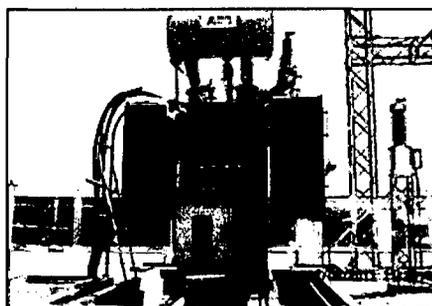
Plano de Ubicación



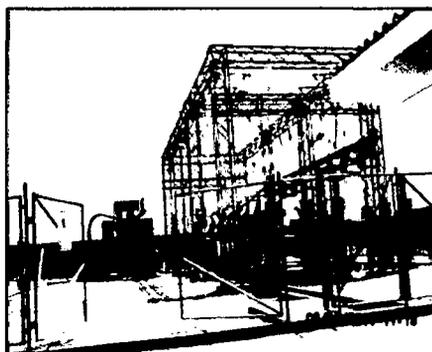
Generador Eléctrico ABB de 30 MW



Torre de Enfriamiento de la Planta



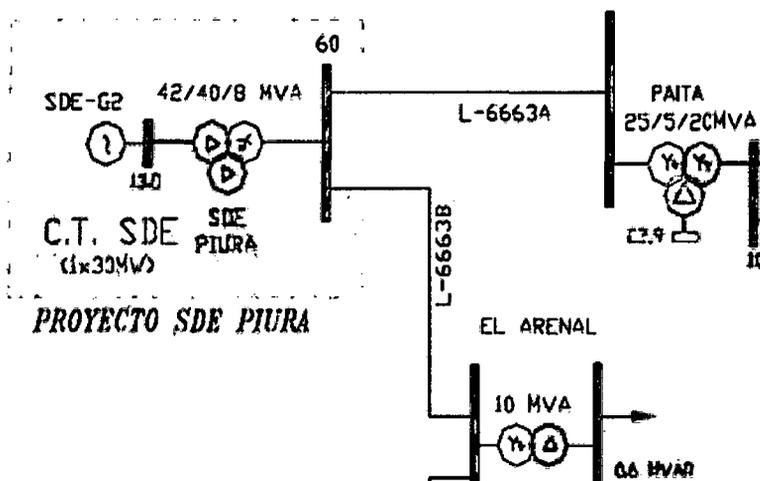
Transformador ABB de 42 MVA 60/13,8 kV



S.E. de Tablazo (Equipos del Patio de Llaves)

- **INFORMACIÓN RELEVANTE**
- La Central Termoeléctrica está ubicada en la zona de El Tablazo de Colán, para lo cual se han adquirido 20 000 m<sup>2</sup> en zona eriaza a 320 metros del km 45 de la carretera Paita – Sullana.
- El gas que sirve de combustible es transportado básicamente desde la estación PN-25 de Olympic Perú INC hasta la estación de Medición en el interior de la Central Térmica, en un tramo estimado de 13,5 km.
- La generación eléctrica se da a través de un ciclo abierto. El combustible que ingresa a la turbina es quemado en la cámara de combustión de la turbina, entregando los gases de escape su energía a las ruedas de los álabes del rotor de la turbina de gas. El rotor de la turbina a su vez impulsa a su homólogo de un generador, produciendo energía eléctrica, cuyo voltaje se eleva a la tensión de 60 kV, que es el voltaje con el que se interconectará al sub sistema de transmisión.
- La S.E. Tablazo tiene una configuración de barra tipo "π", su construcción incluye 3 bahías en 60 kV y 1 módulo de transformación; así como el espacio para futuras ampliaciones de la subestación.
- La C.T. Tablazo ingresó en operación comercial el 01.09.2012 (Carta COES/D-794-2012).
- El monto aproximado de la inversión fue de 22,5 MM US\$.
- La instalación de la central ha permitido el incremento de la confiabilidad del Sistema Eléctrico Centro.

### ESQUEMA UNIFILAR DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN

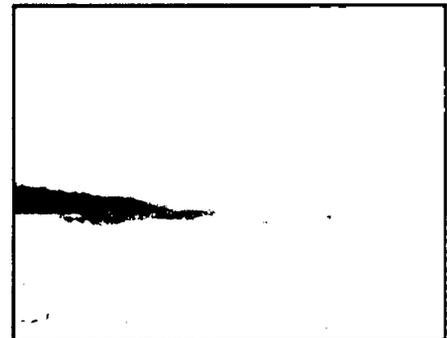


## CENTRAL TERMOELÉCTRICA MAPLE ETANOL (OPERANDO)

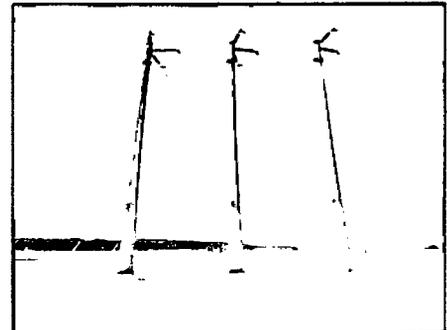
<b>DENOMINACIÓN</b>	<b>CENTRAL TERMOELÉCTRICA MAPLE ETANOL</b>
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	<b>MAPLE ETANOL S.R.L.</b>
<b>TECNOLOGÍA</b>	Cogeneración
<b>UBICACIÓN</b>	Piura
Departamento	Piura
Provincia	Paita
Distrito	La Huaca
Altitud	5 msnm
<b>DATOS TÉCNICOS DE CENTRAL</b>	
Potencia Instalada	37,52 MW
Número de Unidades de Generación	1 Turbogenerador
Fuente de Energía	El "Follaje" y el "Bagazo" de la caña de azúcar
<b>DATOS DE LA TURBINA</b>	
Turbina	Turbina 1
Potencia Nominal	37,5 MW
Marca	Siemens
Tipo	SST-300, álabes de reacción
<b>DATOS DEL GENERADOR</b>	
Potencia Nominal	46,9 MVA
Tensión de Generación	13,8 kV
Velocidad	1800 RPM
<b>DATOS DE TRANSFORMADOR</b>	
Potencia	40/50-20/25-40/50 MVA
Nivel de Tensión	60/22,9/13,8KV
<b>LÍNEA DE TRANSMISIÓN</b>	
Nivel de Tensión	60 kV
Capacidad de Transmisión	40 MW
Longitud	36,686 km
<b>DATOS DE CONTRATO</b>	
Tipo de contrato	Concesión Definitiva de Generación con RER N° 399-2012
Firma de Contrato	22.05.2010
Puesta en Operación Comercial (POC)	17.08.2012



Ubicación



L.T. 60 kV S.E. Piura Oeste (SEPO)- S.E. Planta Etanol (SEPE)



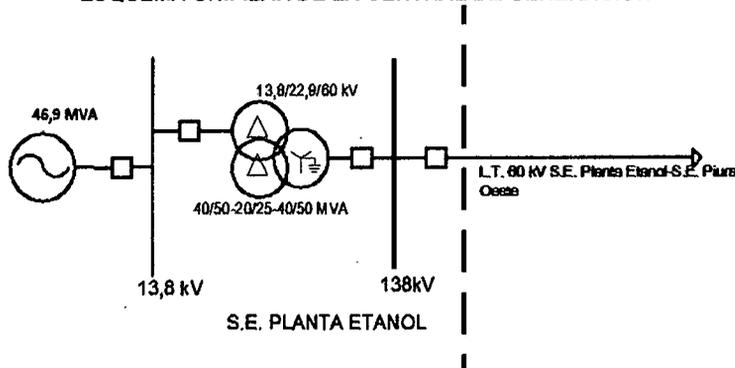
L.T. 60 kV S.E. Piura Oeste (SEPO)-S.E. Planta Etanol (SEPE)



S.E. C.T. Maple - Etanol (SEPE)

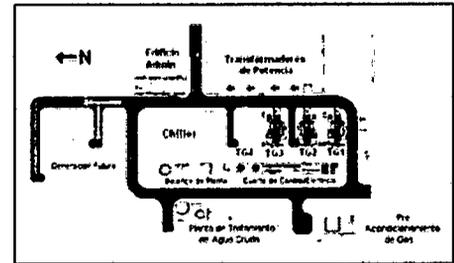
- INFORMACIÓN RELEVANTE**
- La Central Termoeléctrica Maple Etanol genera energía eléctrica usando el bagazo, que es un subproducto del proceso de producción del etanol usando como materia prima la caña de azúcar. La Central se ubica dentro de la Planta de Producción de Etanol localizada en el Departamento de Piura.
  - Para efectos de la inyección de energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), la Central de Generación se conecta a la Sub Estación Piura Oeste (SEPO), componente del SEIN ya existente, utilizando un transformador de potencia de 40/50 MVA que elevará la tensión de generación (13,8 kV) a 60 kV y una línea de transmisión en 60 kV.
  - Maple Etanol señala que el 23.04.2008, se aprobó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto de Producción de Etanol Anhidro, donde está incluida la Central Termoeléctrica Maple Etanol.
  - Mediante R.S. N° 043-20 12-EM, el 22.05.2012 el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) otorgó a la empresa Maple Etanol la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables (biomasa).
  - El monto aproximado de la Inversión es de 25 MM US\$
  - La Central Termoeléctrica Maple ingresó en operación comercial el 17.08.2012 (Carta COES/D-749-2012), con una potencia efectiva de 37,5 MW.
  - La instalación de la C.T. incrementó la confiabilidad del Sistema Eléctrico Norte.

### ESQUEMA UNIFILAR DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN



## CENTRAL TERMOELÉCTRICA NUEVA ESPERANZA

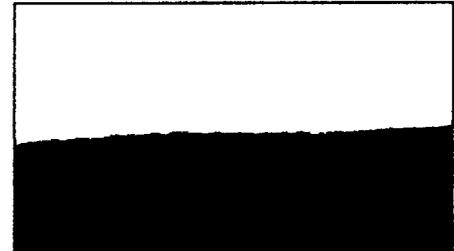
<b>DENOMINACIÓN</b>	CENTRAL TERMOELÉCTRICA NUEVA ESPERANZA
<b>EMPRESA CONCESIONARIA</b>	EMPRESA ELÉCTRICA NUEVA ESPERANZA S.R.L.
<b>TECNOLOGÍA</b>	Generación Termoeléctrica
<b>UBICACIÓN</b>	Tumbes Departamento Contralmirante Villar Provincia Zorritos Distrito Altitud 48 msnm
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	Potencia Instalada 135 MW Tipo de Central Termoeléctrica Ciclo Abierto Combustible Gas Natural Número de unidades de Generación 3 Turbinas a Gas Consumo Específico Bruto 8 355 BTU/kW.h (Inferior)
<b>TURBINA</b>	Modelo de Turbina GE-LM-6000PD-SPRINTDL Potencia 47,9 MW
<b>GENERADOR</b>	Potencia 72 MVA Tensión de Generación 13,8 kV Factor de Potencia 0,85
<b>TRANSFORMADOR</b>	Nivel de Tensión 13,8/220 kV Potencia 40/53,3/66,7 (ONAN/ONAF/ONAF) MVA
<b>DATOS DE CONTRATO</b>	Tipo de contrato Autorización MINEM Firma de Contrato 27.07.2011 ( R.M. N° 271-2011-MEM/DM) Puesta en Operación Comercial (POC) 31.12.2016
<b>INFORMACIÓN RELEVANTE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mediante R.D. N° 498-2006-MEM/AEE, del 23.08.2006, la DGAAE aprobó el EIA del proyecto.</li> <li>▪ Mediante R.M. N° 271-2011-MEM/DM, del 27.07.2011, se otorgó autorización para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en la Central Térmica Nueva Esperanza.</li> <li>▪ Mediante R.M. N° 570-2012-MEM/DM, 05.01.2013, se aprobó la modificación de la autorización para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en la Central Térmica Nueva Esperanza, estableciéndose la POC para el 31.12.2016.</li> <li>▪ La central cuenta con la conformidad del COES/SINAC del Estudio de Pre Operatividad,</li> <li>▪ La central contará con tres unidades de 45 MW, a gas natural, operando en ciclo simple.</li> <li>▪ Durante el último trimestre del 2011 se logró la adquisición del terreno para la termoeléctrica y se adelantaron las actividades para la adquisición de las servidumbres necesarias para el gaseoducto y termoeléctrica.</li> <li>▪ La empresa requiere, previo al inicio de la construcción, que se reubiquen dos líneas de transmisión de Electroperú y ENOSA que cruzan los terrenos donde se instalará la central.</li> <li>▪ Las obras se realizarán bajo un esquema de EPC abierto y la termoeléctrica será operada por un tercer grupo competente en Operaciones y Mantenimiento de plantas termoeléctricas.</li> <li>▪ El avance de obra es mínimo, debido a que existen factores de frenaje que impiden el desarrollo normal del proyecto, siendo una de estas la concretización del Socio Estratégico, la cual ha sido reprogramada para el cuarto trimestre del año 2014.</li> <li>▪ El monto de Inversión aproximado es de 127,5 MM US\$.</li> </ul>
<b>UBICACIÓN DEL PROYECTO</b>	
	



Layout de la Central



Vista panorámica de la Plataforma Corvina CX11 (Lugar donde se inicia el gaseoducto)



Zona de Ubicación de la C.T. Nueva Esperanza



Movimiento de Tierras



Corte del Terreno



*“Año de la Integración Nacional y el  
Reconocimiento de nuestra Diversidad”*



# UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

OFICINA CENTRAL DE INVESTIGACIÓN

**“CATÁLOGO DE TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN - TIPRO”**

**RESOLUCIÓN N° 1562 – 2006 – ANR**

## REGISTRO DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

### I. DATOS GENERALES (PRE GRADO):

- Universidad: **“UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA”**
- Escuela o Carrera Profesional: **INGENIERÍA EN ENERGÍA**
- Título del Trabajo: **“ANÁLISIS 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 ”**
- Área de Investigación: **APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS.**
- Autor(es):

<b>DNI</b>	<b>Apellidos y Nombres</b>
43711496	Flores Villa Juan Adolfo
42165324	Vega More Alejandro Teodoro

- Título profesional a que conduce: **INGENIERO EN ENERGÍA**
- Año de aprobación de la sustentación: **2014**

## **II. CONTENIDO DEL RESUMEN**

- **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

**¿EN QUE PORCENTAJE CUBRE LA CENTRAL TERMICA DE RESERVA FRIA DE TALARA DE 200 MW LA DEMANDA DE ENERGIA DE LA ZONA NORTE PIURA-TUMBES EN CONDICIONES DE EMERGENCIA?**

- **OBJETIVOS.**

**OBJETIVO GENERAL.**

Realizar un análisis de la cobertura de la demanda de energía en condiciones de emergencia en la Zona Norte Piura-Tumbes mediante la operación de la Central Térmica de Reserva Fría de Talara de 200 MW

**OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Determinar los indicadores técnicos y económicos de la Central Térmica de Reserva Fría de Talara de 200 MW.
- Identificar las características de Oferta de Generación y Demanda de la Zona Norte Piura-Tumbes y establecer un modelo del sistema energético.
- Determinar las contingencias y condiciones de emergencia que afectan a la Zona Norte Piura-Tumbes perteneciente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- Determinar las características operativas de la Central de Reserva Fría Talara de 200 MW en diversas condiciones de emergencia en la Zona Norte Piura-Tumbes mediante una simulación del sistema energético y sus efectos en la cobertura de la demanda.

- **HIPÓTESIS.**

**“LA CENTRAL TERMICA DE RESERVA FRIA DE TALARA DE 200 MW PERMITE LA COBERTURA DEL 100 % DE LA DEMANDA DE ENERGIA DE LA ZONA NORTE PIURA-TUMBES EN CONDICIONES DE EMERGENCIA.**

- **BREVE REFERENCIAL AL MARCO TEÓRICO (10 A 20 LÍNEAS).**

El concepto de reserva fría o 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.

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

En el estado de emergencia algunos elementos del sistema están sobrecargados; en la mayoría de las situaciones de emergencia no se llega directamente a la desintegración instantánea del sistema, sino que se tiene cierto tiempo para realizar acciones de control, lo que permite dirigir el sistema a un estado normal o al menos de alerta; estas acciones dependen de la magnitud del disturbio y del tiempo disponible.

Si los controles de emergencia son inefectivos o tardan mucho tiempo en llevarse a cabo, el sistema puede caer en un estado de emergencia extrema, donde se inicia la desarticulación del mismo, provocando la formación de islas eléctricas; en este caso no se cumple con el suministro del servicio y se inicia la separación no controlada de elementos.

- **CONCLUSIONES Y/O RECOMENDACIONES.**

**CONCLUSIONES**

- La Central Térmica de Reserva Fría esta acoplada a la Barra de Talara de 60 kV, opera con Biodiesel como combustible a través de un ciclo termodinámico Joule Brayton Simple y Abierto. A plena carga su eficiencia de planta es 36.95 %, Heat

Rate igual a 72.794 Galones de Petróleo /MWh y con Costo Variable Combustible de 263.88 U\$/MWh. Esta central termoeléctrica se ubica en el Sistema Norte Piura-Tumbes brindando un margen de reserva de 47.67 % en casos de emergencia.

- La Máxima Demanda del Sistema Norte Piura-Tumbes es de 242.4 MW, mientras que la Oferta de generación de manera aislada al SEIN es de 463.3 MW , de las cuales 200 MW son producidos por la Central Térmica de Reserva Fría de Talara. En condiciones de conexión al SEIN a través de la línea de transmisión de 220 kV desde Chiclayo fluye 80 MW de potencia, con el cual la Oferta de generación total es de 543.3 MW.
- Se ha elaborado un modelo de comportamiento de la operación a través del Programa Power World ,a través de un circuito de 13 Barras de Potencia en donde se ubican 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.
- Se han elaborado 10 escenarios de comportamiento del suministro en función a las condiciones de Normal , Alerta ,Emergencia Extrema, Restauración y 6 de Emergencia, en función a diversas opciones de indisponibilidad de las Centrales de energía , ya sea por escases de combustible(gas natural) o efecto climatológicos en el Vale del Rio Chira en Sullana u operaciones de indisponibilidad por mantenimiento.
- Se ha simulado la operación en condiciones de emergencia, justificándose la presencia de la Central Térmica de Reserva Fría de 200 MW en el Sistema Eléctrico Norte Piura-Tumbes , e inclusive dentro de la condición de alerta y emergencia extrema, logrando confiabilidad en el sistema y cobertura del 100 % de la demanda sin presentarse déficit de energía.

## **RECOMENDACIONES**

- Dentro de los Programas de simulación en despacho económico y flujo de potencia el Software POWER WORLD , en versión educativa solo admite 13 barras de potencia , a diferencia de la versión empresarial que permite 1800 barras , pero debido al costo se trabajó con la versión educativa por los costos. Lo recomendable sería hacer extensivo este informe de tesis a la versión empresarial, con el cual se incrementaría el número de barras de análisis.

- El Despacho de generación aunque aún no contempla la operación en función a la restricción de límites mínimos de emisiones gaseosas vertidas por las centrales termoeléctricas, sería conveniente ampliar el presente estudio orientándolo al despacho económico con mínima emisión de gases contaminantes.
- Cada línea de transmisión es un estudio aparte, ya que internamente tiene reactancias, admitancias y susceptancias que en función a los valores que tenga de estos parámetros, existirá un factor de pérdidas técnicas, en este caso la línea de transmisión de 60 kV desde Piura a Paita, en los diversos escenarios de simulación ha sido necesario desacoplarlo del sistema para evitar colapsos o congestión en la red. El mismo caso se presenta para una de las ternas de 220 kV desde Piura a Talara.
- Se debe realizar estudios similares para determinar la importancia de tener la Central Térmica de Reserva Fría de Eten (en Lambayeque, Cajamarca y La Libertad) , y la Central Térmica de Reserva Fría de Ilo ( en el departamento de Moquegua , Arequipa y Tacna)
- Se debe afianzar más los estudios de simulación dentro de las diversas líneas de investigación de la E.A.P de Ingeniería en Energía, ya que es una línea de investigación no muy desarrollada y estudiada en el Perú, referente a los sistemas eléctricos de potencia.

## **BIBLIOGRAFÍA.**

- COES –SINAC. “Procedimiento Técnico aplicable a la Reserva Fría del Perú”. COES. Perú. 2013. 10 p.
- COES-SINAC. Estadísticas del Sistema Eléctrico Interconectado Año 2013. COES. Peru.2013.125 p.
- CORPORACION CENACE. “Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia. Modulo V: Despacho económico hidrotermico”.Universidad Nacional de San Juan. Ecuador.2001. 40 p.
- COTO ALADRO, José. “Análisis de los Sistemas de Energía”. Universidad de Oviedo. España. 2007. 197 p.
- ENRIQUEZ, Gilberto. “Tecnología de la Generación de Energía Eléctrica.” Editorial Camón Escolar. España. 2009. 250 p.
- GUEVARA, Robert. “Modulo I del Curso de Plantas Generadoras de Potencia”. Universidad Nacional del Santa. 2013. Edicion Única.