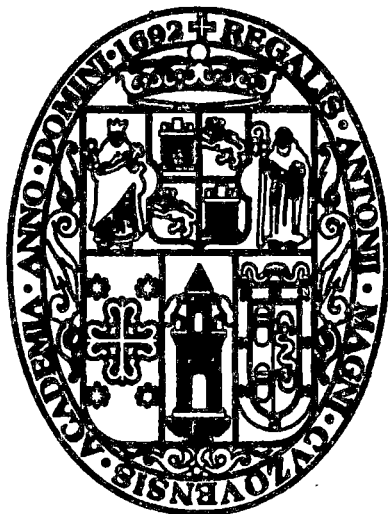


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO  
ABAD DEL CUSCO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
INFORMÁTICA Y MECÁNICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS**

**“INTERCONEXIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA  
DE LANGUI II AL SISTEMA ELÉCTRICO  
INTERCONECTADO NACIONAL – SEIN”**

**PRESENTADO POR:**

**Br. MARIELA OVIEDO OJEDA**

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**ASESOR:**

**Ing. DONATO MAMANI PARI**

**TESIS FINANCIADA POR LA UNSAAC**

**CUSCO – PERÚ**

**2015**

## Dedicatoria

---

*A mis padres quienes me apoyaron todo el tiempo, y a mi enamorado Arthur quien me apoyo y alentó para continuar, cuando parecía que me iba a rendir y en especial a mi abuelita Eugenia Olavarrera Góngora, quien desde el cielo siempre me protege y me guía.*

---

## Agradecimientos

---

*A Dios por protegerme durante todo mi camino y darme fuerzas para superar obstáculos y dificultades a lo largo de toda mi vida.*

*A mi mamá Rita, por brindarme su apoyo incondicional ante las adversidades, que gracias a su amor, paciencia he sabido salir adelante.*

*A mi asesor, el Ing. Donato Mamani Pari, por su apoyo y consejo a lo largo de la elaboración de esta tesis.*

*A la Gerencia Comercial de la empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. por su apoyo y enseñanzas y en particular al Ing. Raphael Jiménez Medina por ser mi guía y un gran amigo.*

*A mi enamorado Arthur, por ser una persona importante en mi vida, que siempre estuvo conmigo apoyándome y alentándome a seguir y no rendirme.*

*A mi abuelita Eugenia Olavarrera quien es un ángel, que me cuida y me protege y a todas las personas que me apoyaron en la realización de este objetivo profesional.*

*Gracias*

---

*Mariela Oviedo Ojeda*

## *Presentación*

---

---

*Señor Decano de la Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, con la finalidad de optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista, presento ante usted la tesis intitulada **“INTERCONEXIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUI II AL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL - SEIN”**, trabajo de investigación que ha permitido desarrollar el estudio de la interconexión de la central en el sistema interconectado nacional dentro del área operativa sur este.*

---

# Índice

---

Índice de Cuadros .....	8
Índice de Figuras .....	10
Lista de Abreviaturas.....	12
Resumen .....	13
<b>Capítulo I.....</b>	<b>14</b>
<b>Generalidades.....</b>	<b>14</b>
<b>1.1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>14</b>
<b>1.2. AMBITO DEL PROYECTO .....</b>	<b>14</b>
<b>1.3. LA PROBLEMATICA.....</b>	<b>14</b>
<b>1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....</b>	<b>15</b>
<b>1.5. OBJETIVOS.....</b>	<b>15</b>
1.5.1. Objetivo general: .....	15
1.5.2. Objetivos específicos:.....	15
<b>1.6. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO .....</b>	<b>15</b>
<b>1.7. ALCANCES Y LIMITACIONES .....</b>	<b>16</b>
<b>1.8. HIPÓTESIS .....</b>	<b>16</b>
<b>1.9. VARIABLES E INDICADORES .....</b>	<b>16</b>
1.9.1. Variables e indicadores dependientes.....	16
1.9.2. Variables e indicadores independientes .....	16
1.9.3. Variable e indicadores intervinientes.....	17
<b>1.10. METODOLOGÍA.....</b>	<b>17</b>
1.10.1. Características de la investigación:.....	17
1.10.2. Población y muestra: .....	17
1.10.3. Técnicas de recolección de datos: .....	17
1.10.4. Procesamiento de datos:.....	17
1.10.5. Técnicas de análisis de datos:.....	18
<b>Capítulo II.....</b>	<b>19</b>
<b>MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>19</b>
<b>2.1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2. EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN) .....</b>	<b>19</b>
2.2.1. Producción de energía .....	21
2.2.2. Operación de las centrales generadoras .....	22
2.2.3. Parque de generación del SEIN .....	22
<b>2.3. MARCO LEGAL DEL SISTEMA DE GENERACION .....</b>	<b>22</b>

2.4. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA .....	29
2.5. TIPOS DE CENTRALES HIDRÁULICAS.....	29
2.6. SUBSISTEMAS DE LAS CENTRALES HIDRAULICAS.....	32
2.6.1. Obra civil.....	32
2.6.2. Turbinas hidráulicas .....	37
2.6.3. Generadores .....	42
2.6.4. Subsistema de regulación y control.....	45
2.6.5. Subsistema eléctrico auxiliar .....	47
2.7. IMPACTO MEDIO AMBIENTAL POR UTILIZAR LA ENERGIA HIDRÁULICA .....	48
2.8. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE POTENCIA..	49
2.8.1. Flujo de Potencia .....	50
2.8.2. Análisis de Contingencias. ....	50
 Capítulo III.....	 53
<b>DIAGNOSTICO ACTUAL DE LA OPERACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN .....</b>	<b>53</b>
3.1. INTRODUCCIÓN .....	53
3.2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE.....	54
3.2.1. Centrales hidráulicas.....	55
3.2.2. Centrales térmicas .....	56
3.2.3. Equipos de compensación reactiva .....	56
3.2.4. Líneas de transmisión.....	57
3.2.5. Usuarios libres .....	58
3.2.6. Empresas distribuidoras .....	59
3.3. ANÁLISIS DE OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE.....	60
3.3.1. Análisis en Operación Normal .....	60
3.3.2. Análisis en Contingencia.....	69
3.4. DIAGNOSTICO DE LA OPERACIÓN ACTUAL ESCENARIO 2014 .....	74
3.4.1. Diagnóstico del Análisis en Operación Normal .....	74
3.4.2. Diagnóstico del Análisis en Contingencia.....	76
3.4.3. Instalaciones críticas.....	78
 Capítulo IV .....	 79
<b>DIAGNOSTICO ACTUAL DE LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUI II.....</b>	<b>79</b>
4.1. INTRODUCCIÓN .....	79
4.2. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUI II.....	80

4.3. CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUI II .....	80
4.3.1. Equipamiento de la C.H. Langui II.....	81
4.4. SUBESTACIÓN LANGUI.....	82
4.4.1. Equipamiento de la Subestación Langui de 2,3/22,9 kV .....	82
4.5. LÍNEA DE TRASMISIÓN EN 22.9 KV LANGUI – PUENTE ARTURO .....	84
4.5.1. Equipamiento de la Línea de Transmisión en 22,9 kV.....	84
4.5.2. Selección del Trazo.....	85
4.5.3. Gestión de Servidumbre .....	86
4.5.4. Cable de Guarda .....	86
4.5.5. Características del Equipamiento.....	87
4.6. SUBESTACIÓN PUENTE ARTURO.....	89
4.6.1. Nivel de Tensión de Servicio .....	89
4.6.2. Equipamiento en la Subestación Puente Arturo.....	90
 Capítulo V .....	 92
<b>PROPUESTA DE INTERCONEXIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUI II AL SEIN.....</b>	<b>92</b>
5.1. INTRODUCCIÓN .....	92
5.2. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	92
5.3. METODOLOGÍA .....	93
5.3.1. Características del generador analizado. ....	93
5.3.2. Características de las fallas en las líneas de transmisión. ....	93
5.3.3. Escenario de estudio.....	94
5.4. SIMULACIONES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	94
5.4.1. Análisis de fallas en la Línea Langui – Puente Arturo 22.9 kV. ....	94
5.4.2. Análisis de fallas en la Línea Hercca – Puente Arturo 22.9 kV. ....	96
5.4.3. Análisis de fallas en la Barra Langui 22.9 kV.....	98
5.5. REGULACIÓN DE VELOCIDAD. ....	104
5.6. REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	105
5.7. ANALISIS DE DESCONEXION. ....	107
5.7.1. Desconexiones por cargas y líneas de transmisión.....	107
CONCLUSIONES .....	113
RECOMENDACIONES.....	115
BIBLIOGRAFÍA .....	117
ANEXOS .....	118

# Índice de Cuadros

---

Cuadro 3. 1 Centrales Hidráulicas en el área operativa sur este. ....	55
Cuadro 3.2 Centrales Térmicas en el área operativa sur este. ....	56
Cuadro 3. 3 Equipos de compensación reactiva área operativa sur este. ....	56
Cuadro 3. 4 Líneas de transmisión área operativa sur este. ....	57
Cuadro 3. 5 Clientes Libres área operativa sur este. ....	59
Cuadro 3.6 Tensiones de operación de las principales barras del área operativa sur este – Avenida Máxima demanda 2014. ....	61
Cuadro 3.7 Tensiones de operación de las principales barras del área operativa sur este – Avenida Mínima demanda 2014. ....	62
Cuadro 3.8 Tensiones de operación de las principales barras del área operativa sur este – Estiaje Máxima demanda 2014. ....	63
Cuadro 3.9 Tensiones de operación de las principales barras del área operativa sur este – Estiaje Mínima demanda 2014. ....	64
Cuadro 3. 10 Transformadores de dos devanados AOSE – Avenida Máxima demanda 2014. ....	65
Cuadro 3. 11 Transformadores de dos devanados AOSE – Avenida Mínima demanda 2014. ....	65
Cuadro 3. 12 Transformadores de dos devanados AOSE – Estiaje Máxima demanda 2014. ....	66
Cuadro 3. 13 Transformadores de dos devanados AOSE – Estiaje Mínima demanda 2014. ....	66
Cuadro 3. 14 Transformadores de tres devanados AOSE – Avenida Máxima demanda 2014. ....	67
Cuadro 3. 15 Transformadores de tres devanados AOSE – Avenida Mínima demanda 2014. ....	67
Cuadro 3. 16 Transformadores de tres devanados AOSE – Estiaje Máxima demanda 2014. ....	68
Cuadro 3. 17 Transformadores de tres devanados AOSE – Estiaje Mínima demanda 2014. ....	68
Cuadro 3. 18 Tensiones de operación en barras por salida de las Líneas de Transmisión – Avenida Máxima demanda 2014. ....	70
Cuadro 3. 19 Tensiones de operación en barras por salida de las Líneas de Transmisión – Avenida Mínima demanda 2014. ....	71
Cuadro 3. 20 Tensiones de operación en barras por salida de las Líneas de Transmisión – Estiaje Máxima demanda 2014. ....	72
Cuadro 3. 21 Tensiones de operación en barras por salida de las Líneas de Transmisión – Estiaje Mínima demanda 2014. ....	73
Cuadro 3. 22 Líneas de Transmisión críticas del Área Operativa Sur Este. ....	78



Cuadro 4. 1 Datos de la turbina. ....	81
Cuadro 4. 2 Datos del transformador de potencia. ....	83
Cuadro 4. 3 Ubicación de la línea de transmisión.....	84
Cuadro 4. 4 Datos de la línea de transmisión en 2.9 kV.....	85
Cuadro 4. 5 Anchos mínimos de las fajas de servidumbre. ....	86
Cuadro 4. 6 Categorías de nivel cerámico. ....	86
Cuadro 4. 7 Características de los postes de concreto.....	87
Cuadro 4. 8 Características del conductor. ....	88
Cuadro 4. 9 Características del aislador.....	88
Cuadro 4. 10 Nivel de tensión de servicio. ....	89
Cuadro 4. 11 Datos del transformador de potencia. ....	91
Cuadro 5. 1 Parámetros eléctricos del generador síncrono. ....	93
Cuadro 5. 2 Tiempos críticos de despeje de falla. ....	95
Cuadro 5. 3 Tiempos críticos de despeje de falla. ....	97
Cuadro 5. 4 Tiempos críticos de despeje de falla. ....	99
Cuadro 5. 5 Tiempos críticos de despeje de falla. ....	101
Cuadro 5. 6 Tiempos críticos de despeje de falla. ....	103

# Índice de Figuras

---

Figura 2. 1 Topología del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional .....	20
Grafico 2. 1 Participación de la producción por tipo de recurso.....	21
Figura 2. 2 Central hidroeléctrica de agua fluyente .....	31
Figura 2. 3 Central hidroeléctrica de embalse .....	31
Figura 2. 4 Azud de tierra con anclaje.....	33
Figura 2. 5 Azud de hormigón .....	33
Figura 2. 6 Esquema de presa de gravedad .....	34
Figura 2. 7 Compuerta de segmento .....	35
Figura 2. 8 Compuerta de sector .....	35
Figura 2. 9 Compuerta deslizante vertical .....	36
Figura 2. 10 Esquema conceptual de una turbina hidráulica .....	37
Figura 2. 11 Rodete de una turbina Pelton.....	39
Figura 2. 12 Esquema conceptual de turbina Pelton .....	39
Figura 2. 13 Turbina Francis de eje horizontal acoplada a un generador.....	40
Figura 2. 14 Esquema de turbina Kaplan .....	41
Figura 2. 15 Esquema de sistema de autoexcitación de un generador síncrono .....	43
Figura 2. 16 Esquema de circuito excitatriz sin escobillas.....	44
Figura 2. 17 Esquema de regulación sin retroalimentación.....	46
Figura 2. 18 Estación transformadora a la intemperie.....	48
Figura 2. 19 Diagrama unifilar de un sistema en contingencia. ....	51
Figura 3.1 Áreas Operativas de la zona Sur Este del SEIN .....	54
Figura 4. 1 Ubicación de la Laguna Languí – Layo.....	80
Figura 5.1 – Ángulo de rotor del generador Languí II. ....	94
Figura 5.2 – Ángulo de rotor del generador Languí II. ....	95
Figura 5.3 – Ángulo de rotor del generador Languí II. ....	96
Figura 5.4 – Ángulo de rotor del generador Languí II. ....	97
Figura 5.5 – Ángulo de rotor del generador Languí II. ....	98
Figura 5.6 – Ángulo de rotor del generador Languí II. ....	99
Figura 5.7 – Ángulo de rotor del generador Languí II. ....	100
Figura 5.8 – Ángulo de rotor del generador Languí II. ....	101
Figura 5.9 – Ángulo de rotor del generador Languí II. ....	102
Figura 5.10 – Ángulo de rotor del generador Languí II. ....	103

Figura 5.11 Diagrama de bloques básico de un generador.....	105
Figura 5.12 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la línea Hercca – Puente Arturo 22.9 kV. SIN REGULACION .....	107
Figura 5.13 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la línea Hercca – Puente Arturo 22.9 kV. CON REGULACION .....	108
Figura 5.14 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la carga Puente Arturo 10 kV. SIN REGULACION .....	109
Figura 5.15 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la carga Puente Arturo 10 kV. CON REGULACION .....	110
Figura 5.16 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la carga Sicuani 10 kV. SIN REGULACION .....	111
Figura 5.17 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la carga Sicuani 10 kV. CON REGULACION .....	112

## ***Lista de Abreviaturas***

---

CNE	: Código Nacional de Electricidad
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
COES	: Comité de Operación Económica del Sistema
DGE	: Dirección General de Electricidad
MEM	: Ministerio de Energía y Minas
REP	: Red de Energía del Perú
OSINERGMIN	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
RER	: Recursos Energéticos Renovables
CSFV	: Celdas Solare Fotovoltaicas
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

# Resumen

---

La presente tesis intitulada “**INTERCONEXIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUI II AL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL - SEIN**”, consta de 5 capítulos, los cuales se han estructurado con la finalidad de cumplir con los objetivos propuestos, a continuación se describe cada capítulo:

**Capítulo 1:** En el presente capítulo se describen los aspectos generales relacionados a la investigación como; planteamiento y formulación del problema, objetivos, hipótesis, variables e indicadores y la metodología para el desarrollo del trabajo de tesis.

**Capítulo 2:** Se desarrolla los fundamentos teóricos, orientado a la comprensión de conceptos generales y definiciones, así como ver las clasificaciones y/o tipificaciones de centrales hidráulicas, subsistemas de las centrales hidráulicas, entre otros fundamentos teóricos que formaran parte del estudio.

**Capítulo 3:** En esta parte se presenta una pequeña descripción del sistema eléctrico en estudio y el diagnostico actual de la operación en la zona sur este del SEIN con el propósito de evaluar y analizar el funcionamiento actual del sistema en la zona de estudio.

**Capítulo 4:** Se presenta un diagnostico actual de la central hidroeléctrica de Langui y alrededores.

**Capítulo 5:** Se realiza el estudio de la interconexión de la central hidroeléctrica de Langui II, en la zona de estudio mostrando estudios de estabilidad transitoria y el comportamiento del generador de la Central Hidroeléctrica de Langui II, al considerar la regulación de velocidad y tensión, mediante el software de análisis de sistemas eléctricos de potencia Power Factory DigSilent.

## Capítulo I

# Generalidades

---

### 1.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo comprende la descripción y formulación del problema, los objetivos planteados, justificaciones, hipótesis, alcances, variables, indicadores y la metodología aplicada para el desarrollo del trabajo de tesis.

### 1.2. AMBITO DEL PROYECTO

La Central Hidroeléctrica de Langui II, se encuentra ubicada en el distrito de Langui, provincia de Canas, departamento del Cusco, a una altitud de 3800 metros sobre el nivel del mar.

### 1.3. LA PROBLEMATICA

La economía peruana viene experimentando un incremento sostenido, que a su vez genera una mayor demanda de energía eléctrica, es así que para abastecer dicha demanda, la opción más limpia y beneficiosa es promover que una parte importante de la oferta que la cubra sea con energías renovables, en lugar de la generación de electricidad con derivados del petróleo y gas natural, por ser estas fuentes no renovables y contaminantes.

El fomento de uso de energías renovables, implica fomentar la diversificación de la matriz energética, constituyendo un avance hacia una política de seguridad energética y de protección del medio ambiente, la cual traerá beneficios adicionales tales como la implementación de un marco de fomento de la inversión privada destinada a proyectos de este tipo.

Además es importante tomar en cuenta que para la correcta incorporación de estas fuentes de energía al SEIN es necesario que las mismas cumplan ciertos requisitos y condiciones para que la conexión de las instalaciones eléctricas en cuestión no generen condiciones adversas en la operación del SEIN.

En ese entender, considerando el recurso hidrológico excedente disponible en la cuenca de la actual Central Hidroeléctrica de Langui, en este trabajo, se ha visto por conveniente desarrollar el Estudio de la Interconexión de la Central Hidroeléctrica de Langui II con el objeto de determinar la conveniencia de su posterior conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional bajo el marco normativo de promoción del uso de energías renovables.

#### **1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

¿Cuál será el impacto de la incorporación de la Central Hidroeléctrica de Langui II en la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)?

#### **1.5. OBJETIVOS**

##### **1.5.1. Objetivo general:**

- Evaluar el impacto de la interconexión de la Central Hidroeléctrica de Langui II al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

##### **1.5.2. Objetivos específicos:**

- Diagnosticar la operación actual del sistema eléctrico del área operativa sur este del SEIN.
- Diagnosticar la operación del sistema eléctrico con la incorporación de la central hidroeléctrica de Langui II.

#### **1.6. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO**

La conexión de cualquier equipamiento eléctrico al SEIN requiere la realización de estudios eléctricos para verificar el cumplimiento apropiado de requisitos mínimos tales que la interconexión de la instalación en cuestión no menoscabe el performance eléctrico de las instalaciones aledañas al área de influencia de la misma.

## **1.7. ALCANCES Y LIMITACIONES**

En el estudio de operación de la central hidroeléctrica, la metodología desarrollada está formada por un conjunto de análisis desde el punto de vista técnico/eléctrico, donde se muestra la necesidad de realizar simulaciones en estado estacionario tales como: Análisis de Flujo de Carga para evaluar las condiciones de Operación del Sistema Eléctrico de Potencia anexo y buscar establecer un grado de confiabilidad en la operación. Así mismo cabe mencionar que este trabajo no abarca estudios relacionados con la estabilidad transitoria, ni coordinación de protecciones, dado que los mismos requieren un mayor grado de detalle en el modelamiento de la Central, y dichos datos ya podrán ser recabados cuando este proyecto se encuentre en etapas más avanzadas de desarrollo.

En el estudio se utilizara el software Power Factory DigSilent versión 14.1.3, para el análisis eléctrico y simulaciones de los casos respectivos, por ser un software muy potente en el análisis de sistemas de potencia, utilizado por el COES y las empresas pertenecientes a él.

## **1.8. HIPÓTESIS**

- La incorporación de la Central Hidroeléctrica de Langui II mostrara que los resultados de los diversos estudios realizados afectará de manera positiva la operación de los sistemas eléctricos circundantes a la misma.

## **1.9. VARIABLES E INDICADORES**

### **1.9.1. Variables e indicadores dependientes**

- Cargabilidad en las líneas de transmisión y subtransmisión
- Sobretensiones

### **1.9.2. Variables e indicadores independientes**

- Características técnicas del equipamiento eléctrico del SEIN
- Configuración eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional



### **1.9.3. Variable e indicadores intervinientes**

- Flujo de potencia en las redes
- Niveles de tensión

## **1.10. METODOLOGÍA**

Como método general de la investigación se usara el método científico, con las características y enfoques que a continuación se indica.

### **1.10.1. Características de la investigación:**

Para comprobar la hipótesis se aplicara el método **descriptivo-evaluativo**.

**Descriptivo:** Porque se realizara el diagnóstico de la operación actual del sistema eléctrico, de la zona sur este del SEIN.

**Evaluativo:** Porque se hará una comparación de la operación actual del sistema eléctrico con la modificación de la topología, mediante la incorporación de la Central Hidroeléctrica de Langui II.

### **1.10.2. Población y muestra:**

Se consideró como ámbito de estudio el sistema eléctrico del área de operación Sur Este, teniendo presente a todo el SEIN.

### **1.10.3. Técnicas de recolección de datos:**

Las técnicas utilizadas se basan en consultas bibliografías, análisis de documentos, internet, normatividad existente, información y archivos utilizados para los estudios proporcionados por el COES, MEN, Osinergmin, etc.

### **1.10.4. Procesamiento de datos:**

Los datos obtenidos se procesaran mediante el análisis cualitativo y se hará uso de ecuaciones, fórmulas matemáticas e introducción de datos al computador activándose el programa para procesarse, además de

usar paquetes informáticos tales como; DIGSILENT, Microsoft Word, Excel y de ser necesario otros software de ingeniería

**1.10.5. Técnicas de análisis de datos:**

Una vez organizada y procesada la información inicial se procederá a hacer un análisis documental, descriptivo, evaluativo, etc

## Capítulo II

# MARCO TEÓRICO

---

### 2.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo contiene los fundamentos teóricos, conceptos generales, tipos de centrales hidráulicas, subsistemas de las centrales hidráulicas, entre otros. Pero antes se realiza una descripción breve del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional como referencia.

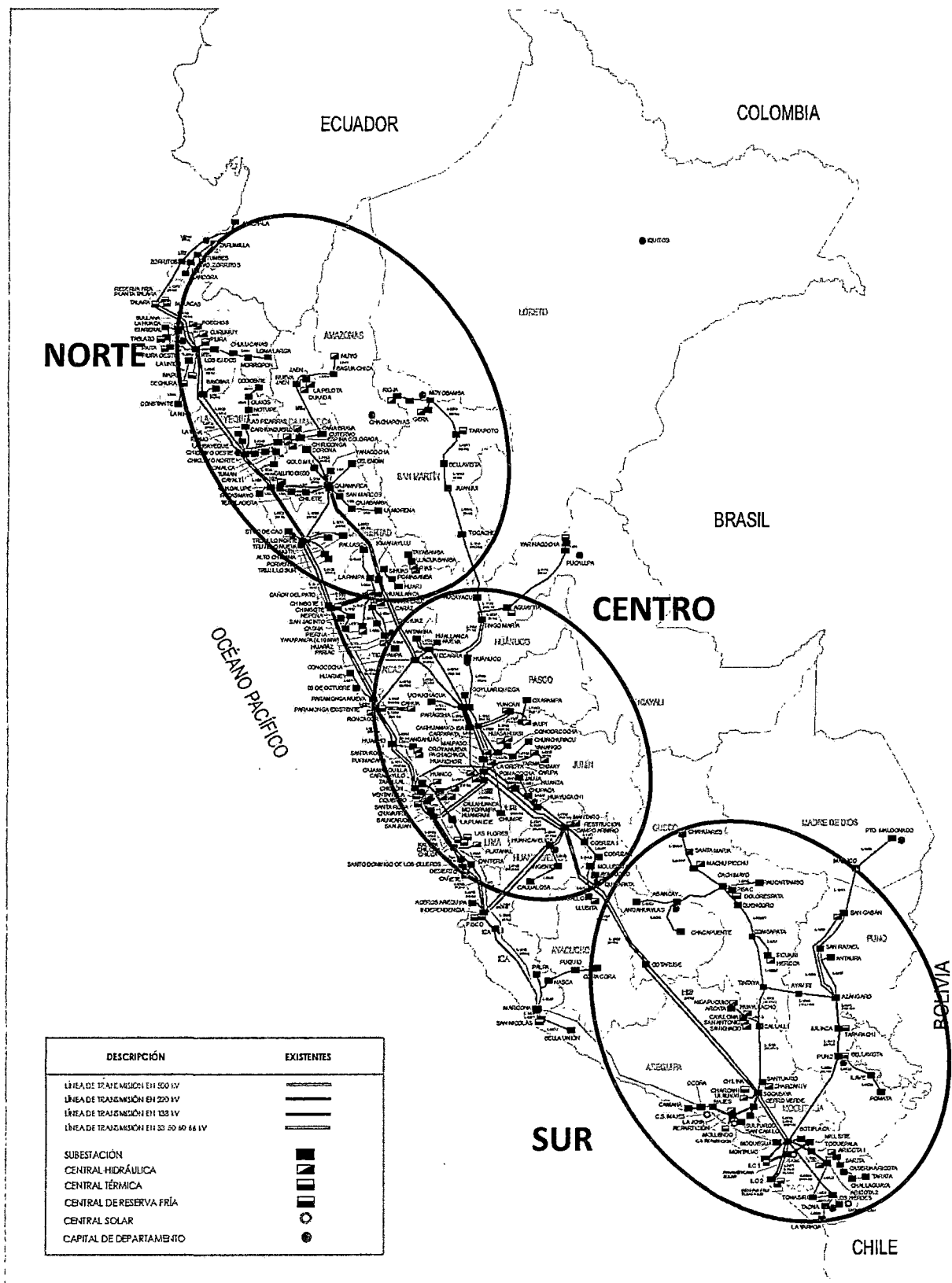
### 2.2. EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

El sistema eléctrico en el ámbito Nacional, comprende tres grandes zonas importantes de oferta - demanda o también conocidas como áreas del sistema eléctrico de potencia, interconectados por enlaces de transmisión troncales del SEIN, las zonas definidas son:

- Zona Norte.
- Zona Centro.
- Zona Sur

Estas áreas se encuentran interconectadas con los enlaces de transmisión Paramonga – Chimbote, en el caso de las áreas norte y centro, y la interconexión Mantaro – Socabaya en el caso de las áreas centro y sur.

Figura 2. 1 Topología del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional



Fuente: COES - SINAC

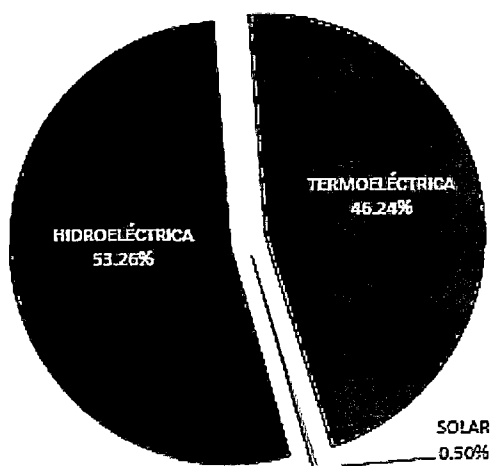
El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), tiene como función coordinar el despacho de las unidades de generación más importantes del Perú, así como el de coordinar la operación del SEIN.

### 2.2.1. Producción de energía

Durante el año 2013 la producción de energía eléctrica fue 39 669,4 GW.h, que representa un crecimiento de 6,29% comparado con el año anterior, que fue de 37 321,2 GW.h. De la energía producida, el 53,3%, 46,2% y 0,5% fue de origen hidráulico, térmico y solar, respectivamente

La producción de energía por tipo de fuente energética convencional (hidroeléctrica y termoeléctrica) y no convencional (solar) se presenta en el Gráfico 2.1. Durante el año 2013, la generación hidroeléctrica tuvo la mayor participación en el abastecimiento de la demanda de energía, con 21 128,6 GW.h, lo que representó el 53,3% del total; la generación termoeléctrica fue de 18 343,9 GW.h, es decir 46,2%. Por otra parte, la generación con recursos energéticos renovables (RER) mediante energía solar, a partir de celdas solares fotovoltaicas (CSFV), tuvo una participación de 196,9 GW.h, el 0,5% del total producido.

Grafico 2. 1 Participación de la producción por tipo de recurso



Fuente: Memoria Anual 2013 COES

### **2.2.2. Operación de las centrales generadoras**

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú es abastecido por un parque de generación conformado por centrales hidráulicas y centrales térmicas; asimismo, en los últimos años se han puesto en operación centrales tanto hidráulicas como térmicas, y en particular las centrales hidráulicas, que por cuyas características han sido catalogadas como centrales de Recursos Energéticos Renovables (RER), dado el fomento por parte del Estado Peruano a un mayor aprovechamiento de los recursos renovables.

### **2.2.3. Parque de generación del SEIN**

El parque de generación del SEIN, a diciembre de 2013 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.

## **2.3. MARCO LEGAL DEL SISTEMA DE GENERACION**

Dentro de este contexto, en mayo de 2008 en el Perú se emitió el Decreto Legislativo 1002 que promueve la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. De acuerdo con esta norma, en su artículo 2, son recursos energéticos renovables (en adelante “RER”) todos aquellos recursos energéticos tales como la biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz y las pequeñas hidroeléctricas hasta una capacidad instalada de 20MW.

El marco normativo sobre RER, está constituido básicamente en: La Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables

- Decreto Legislativo No. 1002 y el Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables

- Decreto Supremo No. 050-2008-EM. Los principales objetivos del ordenamiento RER son: (i) procurar la diversificación de la matriz energética peruana, mediante la promoción de la inversión y uso de recursos renovables para la generación eléctrica, (ii) asegurar la generación de energía eléctrica suficiente para el abastecimiento de energía al mercado eléctrico peruano, el cual se estima necesitará más de 3,605 MW adicionales a los actualmente generados para el año 2015.

Así mismo en este trabajo considero procedimientos del COES que norman el ingreso de nuevas instalaciones como es el PR-20 Procedimiento N° 20 Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN,

Dicho procedimiento establece los requisitos, condiciones, responsabilidades y pasos necesarios para la conexión, modificación y el retiro de instalaciones eléctricas en el SEIN, así como para el inicio y conclusión de la operación comercial de las unidades o centrales de generación, y la integración de instalaciones de transmisión, de acuerdo a los principios y normas que regulan las funciones del COES. Establecer los criterios y requisitos mínimos para el diseño de las instalaciones eléctricas que se conecten al SEIN.

## **REQUISITOS DE CONEXIÓN**

1. Por razones de seguridad, estabilidad y/o confiabilidad del SEIN, que se deriven de los estudios correspondientes (de Pre Operatividad y Operatividad), el COES podrá exigir requisitos adicionales o establecer limitaciones para la conexión de instalaciones al SEIN.
2. Estos requisitos y limitaciones se encuentran relacionadas a los Puntos de Conexión en instalaciones existentes en el SEIN.
3. Los Titulares de los Proyectos están obligados a respetar los requisitos o limitaciones que el COES establezca para tal fin.

## **PROCESO DE GESTION DEL ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD**

El Estudio de Pre Operatividad tiene carácter obligatorio para nuevas instalaciones, y reubicación de instalaciones. Para el caso de proyectos de reconstrucción, repotenciación, ampliación y/o reconversión de equipos y/o componentes en instalaciones existentes, el COES determinará la necesidad de presentar un EPO.

1. Para el desarrollo del EPO, el Titular del Proyecto deberá presentar una carta al COES, con la siguiente información sobre su proyecto:
  - 1) Punto de Conexión.
  - 2) Diagrama unifilar en medio digital e impreso.
  - 3) Ubicación geográfica.
  - 4) Zona de influencia del Proyecto.
  - 5) Características generales.
2. El COES responderá a la carta en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles, contados a partir del día siguiente de la recepción de la documentación.
3. El Titular del Proyecto presentará su Estudio de Pre Operatividad (EPO), siguiendo el proceso de gestión.
4. El EPO deberá desarrollarse sobre la base de instalaciones existentes, instalaciones en ejecución, proyectos que cuenten con un Certificado de Conformidad vigente o que se encuentran en el Plan de Transmisión aprobado.
5. El Titular del Proyecto deberá remitir el EPO con la información solicitada, en un ejemplar impreso, y una versión digital en un disco óptico o en un medio de almacenamiento portátil. En el caso de cálculos o planos, deberán adjuntarse en los formatos especificados.
6. En un plazo máximo de tres (03) días hábiles luego de la presentación del EPO, en caso no se adjunte alguno de los documentos del EPO referidos, el COES comunicará esta omisión al Titular del Proyecto y concederá un plazo de tres (03) días hábiles para su subsanación, contados a partir de



- la recepción de la comunicación del COES. Transcurrido este plazo sin su presentación, la solicitud será considerada como no presentada.
7. El COES deberá pronunciarse con relación al EPO, dentro de los veinte (20) días hábiles contados desde su presentación completa. No obstante, según sean las características del proyecto, el COES podrá ampliar dicho plazo hasta por un máximo de diez (10) días hábiles adicionales, lo que será comunicado al Titular del Proyecto. Antes del vencimiento de este plazo, en casos especiales, el COES podrá ampliarlo de manera justificada.
  8. El COES, dentro de los cinco (05) días hábiles de haber recibido la versión completa del EPO, enviará una copia digital de éste a los Terceros Involucrados, con el fin de que emitan sus observaciones en un plazo de diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de su recepción. No obstante, según sean las características del Proyecto, el Tercero Involucrado podrá solicitar al COES, previo sustento, la ampliación de plazo hasta por un máximo de cinco (05) días hábiles adicionales.
  9. Al respecto, los Terceros Involucrados del Punto de Conexión, deberán pronunciarse sobre el estudio, y la existencia y disponibilidad del espacio físico a ser considerado en el diseño de las nuevas instalaciones en el marco del EPO. Transcurrido este plazo sin recibir comentario alguno, se considerará que los Terceros Involucrados no tienen observaciones sobre el EPO.
  10. El COES revisará el EPO y las observaciones de los Terceros Involucrados y comunicará al Titular del Proyecto las observaciones al EPO que deben ser subsanadas, y los requisitos adicionales o las limitaciones existentes en el Punto de Conexión.
  11. De no encontrar observaciones, el EPO será aprobado por el COES que emitirá el Certificado de Conformidad respectivo. Una copia del Estudio de Pre Operatividad aprobado será remitida al OSINERGMIN, en la misma fecha que al Titular del Proyecto.
  12. El Titular del Proyecto tendrá un plazo máximo de ciento ochenta (180) días calendario, para la absolución de las observaciones comunicadas por el COES. En caso el Titular del Proyecto no presente su absolución dentro del plazo, el EPO será rechazado al día siguiente de su vencimiento, por lo que el Titular del Proyecto deberá iniciar un nuevo proceso.

13. Luego de recibido el documento con la absolución de observaciones, el COES tendrá un plazo de veinte (20) días hábiles para su pronunciamiento. Si todas las observaciones hubieran sido absueltas a satisfacción del COES, este emitirá el Certificado de Conformidad dentro del mismo plazo. Mediante el Certificado de Conformidad se aprueba el Punto de Conexión y las nuevas instalaciones propuestas por el Titular del Proyecto, que serán verificadas al inicio del Estudio de Operatividad.
14. De persistir las observaciones o de encontrar nuevas a consecuencia de la absolución presentada, se aplicarán los plazos previstos en los subnumerales precedentes.
15. Respecto a las observaciones mencionadas, de persistir éstas, el COES podrá pronunciarse en total sólo hasta en cuatro oportunidades, luego de lo cual el EPO será rechazado. Por lo que el Titular del Proyecto deberá iniciar un nuevo proceso.
16. El Titular del Proyecto y el COES podrán utilizar el correo electrónico u otros medios electrónicos como medios de comunicación para efectuar las coordinaciones que sean necesarias, durante todo el proceso de revisión del EPO. Para la emisión de las observaciones por parte del COES y subsanación de las mismas, estas deberán realizarse mediante carta.
17. Luego de emitido el Certificado de Conformidad del EPO, el Titular del Proyecto deberá adoptar los acuerdos necesarios con los Terceros Involucrados del Punto de Conexión, a fin de desarrollar la ingeniería de detalle considerando el espacio físico previsto en el EPO.
18. El Certificado de Conformidad del EPO permanecerá vigente mientras no se haya modificado el Punto de Conexión, las instalaciones aprobadas en el EPO y/o el año de inicio de la operación de estas instalaciones. De haber modificaciones, el Titular del Proyecto deberá comunicarlo al COES y deberá actualizar el EPO de su proyecto siguiendo las etapas ya definidas en este Procedimiento. De no hacerlo, el COES no iniciará el proceso de gestión del Estudio de Operatividad, por carecer de vigencia el Certificado de Conformidad del EPO.

## **CONEXIÓN DE INSTALACIONES AL SEIN**

1. Para la aprobación de la conexión de instalaciones al SEIN, el Titular del Proyecto solicitará al COES la autorización para la ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio, con una anticipación de por lo menos veinte (20) días hábiles de la fecha prevista para las mismas, presentando una solicitud dirigida al COES suscrita por su representante legal. De ser el caso, el Titular del Proyecto de una unidad o una central de generación, deberá precisar en su solicitud si pedirá también, en su momento, la Operación Comercial.
2. Todo Titular del Proyecto de una unidad o una central de generación que quiera comercializar la energía en el SEIN durante la etapa de Pruebas de Puesta en Servicio y que luego vaya a solicitar la Operación Comercial, deberá contar previamente con la calidad de Integrante Registrado del COES, para lo cual deberá cumplir con todos los requisitos y las obligaciones establecidas en el Procedimiento de Registro de Integrantes del COES.
3. Previo a la ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio, el Titular del Proyecto deberá realizar las Pruebas en Blanco de sus instalaciones, y enviar una carta al COES, en la cual informará en calidad de declaración jurada, el resultado favorable de tales pruebas. La referida carta también será remitida en copia al OSINERGMIN.
4. El COES se pronunciará sobre la solicitud para la ejecución de Pruebas de Puesta en Servicio en un plazo de tres (03) días hábiles. En caso de encontrar observaciones, el COES comunicará al Titular del Proyecto las observaciones a su solicitud, otorgándole un plazo de cinco (05) días hábiles para subsanarlas.
5. Con la aprobación de la solicitud, el Titular del Proyecto podrá coordinar la programación de las Pruebas de Puesta en Servicio en los respectivos programas de operación, conforme a los Procedimientos Técnicos N° 01, 02 y 12. Asimismo, el Titular del Proyecto, informará al OSINERGMIN mediante una carta las fechas programadas para las Pruebas de Puesta en Servicio.
6. Culminadas las acciones precedentes, se desarrollarán las Pruebas de Puesta en Servicio de las instalaciones. Para el caso de unidades de

generación, el proceso se deberá ceñir a lo previsto en el Procedimiento Técnico N° 19.

7. Luego de culminadas las Pruebas de Puesta en Servicio, mediante una carta, el Titular del Proyecto comunicará al COES el resultado de las mismas, adjuntando en medio digital la copia de los protocolos de las pruebas para energizar los equipos. La referida carta también será remitida en copia al OSINERGMIN. De ser exitosas las pruebas, se considerará que las instalaciones han quedado Conectadas al SEIN. En caso contrario, a criterio del COES, las instalaciones podrán mantenerse en la etapa de pruebas por un plazo no mayor a 30 días calendario o deberán ser desconectadas del SEIN. Para tal efecto, el COES emitirá una comunicación en uno u otro sentido, dentro de un plazo máximo de dos (2) días hábiles siguientes a la fecha de recepción de la comunicación del resultado de las Pruebas de Puesta en Servicio por parte del Titular del Proyecto.
8. La unidad o central de generación, cuyo titular no solicite la Operación Comercial en el COES, serán consideradas como una unidad o una central Conectada al SEIN, una vez que las Pruebas de Puesta en Servicio hayan culminado. El titular de la unidad o central quedará en la obligación de remitir mediante una carta al COES con copia al OSINERGMIN, los resultados de las Pruebas, adjuntando en medio digital la copia de los protocolos de las pruebas para energizar los equipos.
9. En el caso de una unidad o una central de generación sobre la que se presente una solicitud de Operación Comercial, se les considerará como "Unidad o Central en Etapa de Pruebas de Puesta en Servicio", hasta la fecha en que el COES apruebe el Inicio de la Operación Comercial de dichas instalaciones.

Este procedimiento será aplicable a las instalaciones que se conecten por primera vez al SEIN.

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales:

- Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica".

- Decreto Ley N° 25844, “Ley de Concesiones Eléctricas”.
- Decreto Legislativo N° 1002, “Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables”.
- Decreto Supremo N° 012-2011-EM, “Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables”.
- Decreto Supremo N° 020-97-EM, “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” (NTCSE).

#### **2.4. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA**

La energía hidráulica ha sido una de las primeras fuentes de energía utilizadas para reducir la carga de trabajo del hombre y de los animales.

Actualmente, la energía hidráulica se destina fundamentalmente a la generación de electricidad. Las plantas hidroeléctricas actuales son el resultado de 2.000 años de avances tecnológicos, desde la rueda de madera, que convertía un bajo porcentaje de energía hidráulica en energía mecánica útil, a los modernos turbogeneradores que giran a 1.500 revoluciones por minuto y producen energía eléctrica con muy altos rendimientos. A diferencia de las otras energías renovables, la energía hidroeléctrica constituye una tecnología muy bien establecida.

#### **2.5. TIPOS DE CENTRALES HIDRÁULICAS**

Para transformar la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica de rotación se utilizan dispositivos denominados turbinas hidráulicas, las cuales, acopladas al eje de un generador eléctrico, le imprimen el movimiento de giro necesario para que éste produzca energía eléctrica.

Pueden ser clasificadas según varios argumentos, como características técnicas, peculiaridades del asentamiento y condiciones de funcionamiento.

### **Según su concepción arquitectónica:**

- Centrales al aire libre.
- Centrales en caverna.

### **Según la altura del salto de agua o desnivel existente:**

- **Centrales de alta presión:** Aquí se incluyen aquellas centrales en las que el salto hidráulico es superior a los 200 metros de altura. Los caudales desalojados son relativamente pequeños, 20 m<sup>3</sup>/s por máquina. Situadas en zonas de alta montaña, y aprovechan el agua de torrentes, por medio de conducciones de gran longitud. Utilizan turbinas Pelton y Francis.
- **Centrales de media presión:** Aquellas que poseen saltos hidráulicos de entre 200 - 20 metros aproximadamente. Utilizan caudales de 200 m<sup>3</sup>/s por turbina. En valles de media montaña, dependen de embalses. Las turbinas son Francis y Kaplan, y en ocasiones Pelton para saltos grandes.
- **Centrales de baja presión:** Sus saltos hidráulicos son inferiores a 20 metros. Cada máquina se alimenta de un caudal que puede superar los 300 m<sup>3</sup>/s. Las turbinas utilizadas son de tipo Francis y especialmente Kaplan.

### **Según su régimen de flujo:**

- **Centrales de agua fluyente:** Llamadas también de agua corriente, o de agua fluyente. Se construyen en los lugares en que la energía hidráulica debe ser utilizada en el instante en que se dispone de ella, para accionar las turbinas hidráulicas. No cuentan con reserva de agua, por lo que el caudal suministrado oscila según las estaciones del año. En la temporada de precipitaciones abundantes (de aguas altas), desarrollan su potencia máxima, y dejan pasar el agua excedente. Durante la época seca (aguas bajas), la potencia disminuye en función del caudal, llegando a ser casi nulo en algunos ríos en la época del estío. Su construcción se realiza mediante presas sobre el cauce de los ríos, para mantener un desnivel constante en la corriente de agua

- Centrales de embalse: Se alimenta del agua de grandes lagos o de pantanos artificiales (embalses), conseguidos mediante la construcción de presas. El embalse es capaz de almacenar los caudales de los ríos afluentes, llegando a elevados porcentajes de captación de agua en ocasiones. Este agua es utilizada según la demanda, a través de conductos que la encauzan hacia las turbinas.

Figura 2. 2 Central hidroeléctrica de agua fluvente

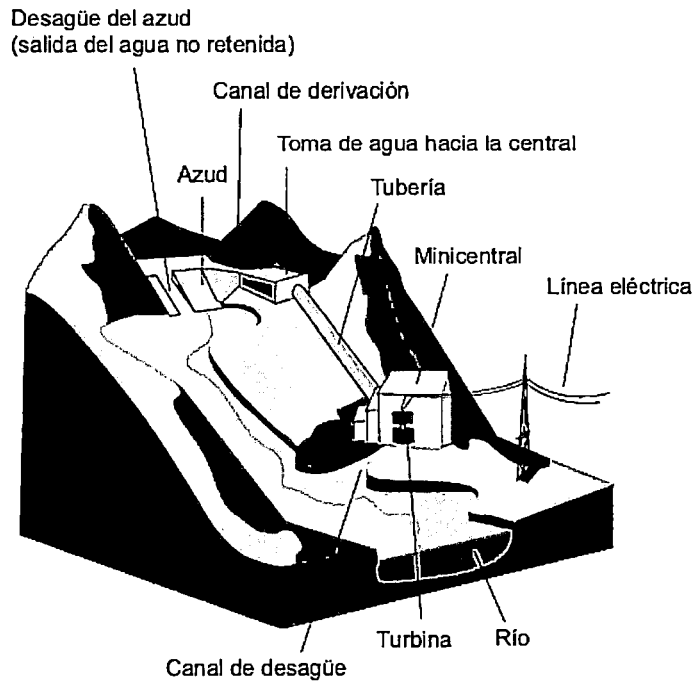
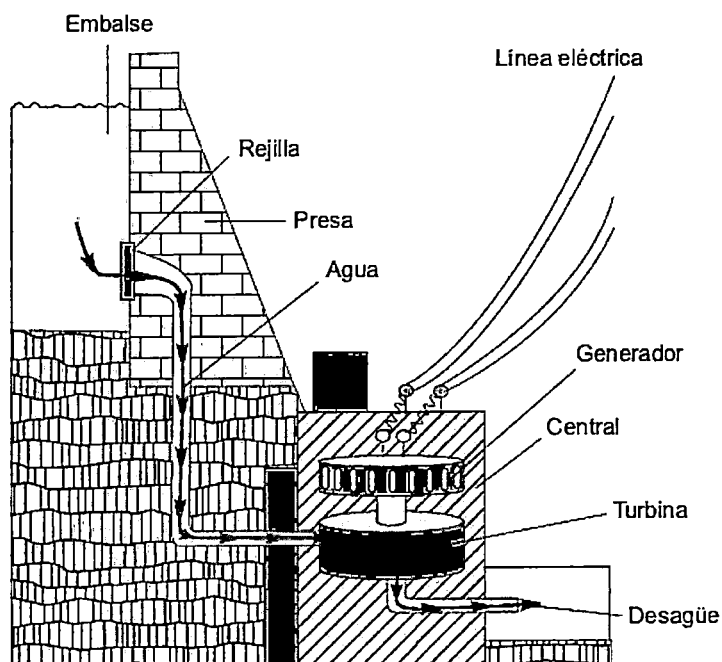


Figura 2. 3 Central hidroeléctrica de embalse



- **Centrales de regulación:** Tienen la posibilidad de almacenar volúmenes de agua en el embalse, que representan periodos más o menos prolongados de aportes de caudales medios anuales. Prestan un gran servicio en situaciones de bajos caudales, ya que el almacenamiento es continuo, regulando de modo conveniente para la producción. Se adaptan bien para cubrir horas punta de consumo
- **Centrales de bombeo:** Se denominan 'de acumulación'. Acumulan caudal mediante bombeo, con lo que su actuación consiste en acumular energía potencial. Pueden ser de dos tipos, de turbina y bomba, o de turbina reversible. La alimentación del generador que realiza el bombeo desde aguas abajo, se puede realizar desde otra central hidráulica, térmica o nuclear. No es una solución de alto rendimiento, pero se puede admitir como suficientemente rentable, ya que se compensan las pérdidas de agua o combustible.

## **2.6. SUBSISTEMAS DE LAS CENTRALES HIDRAULICAS**

De forma general pueden señalarse los siguientes subsistemas componentes en una central hidroeléctrica:

- Obra civil.
- Turbinas hidráulicas.
- Generadores.
- Subsistema de regulación y control.
- Subsistema eléctrico auxiliar.

### **2.6.1. Obra civil**

La obra civil se compone de forma general de los elementos de retención y almacenamiento (azudes y presas), destinados a retener el cauce de un río, y los elementos de seguridad para la evacuación de caudales, integrados por aliviaderos y compuertas. Asimismo, forman parte de la obra civil las conducciones hidráulicas (toma de agua, tubería forzada, etc.), el canal de descarga y el edificio de la central.



### 2.6.1.1. Elementos de retención y almacenamiento

Entre los elementos de retención se pueden señalar los azudes y las presas.

Un azud consiste en un obstáculo de pequeña altura situado transversalmente al curso del agua, y cuyo cometido es remansar el agua para poder derivar en condiciones favorables el caudal deseado. El caudal no derivado pasa por encima del azud.

Figura 2. 4 Azud de tierra con anclaje

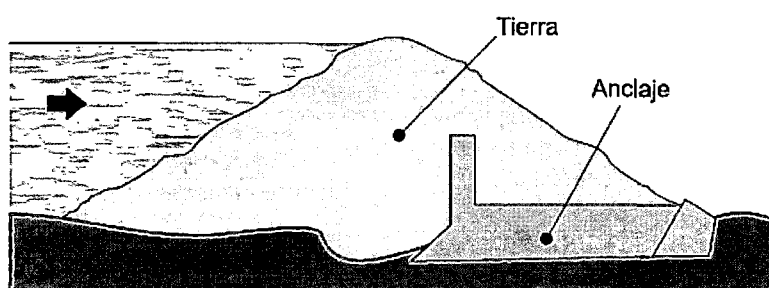
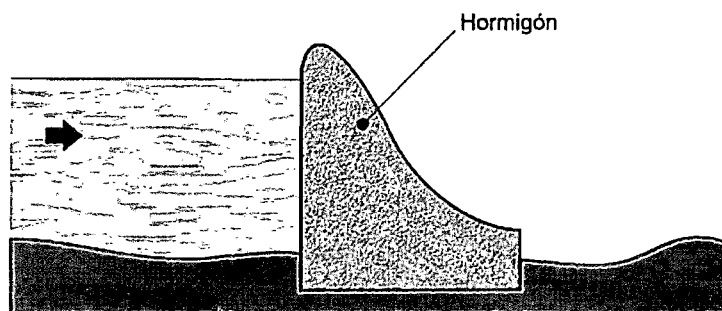


Figura 2. 5 Azud de hormigón

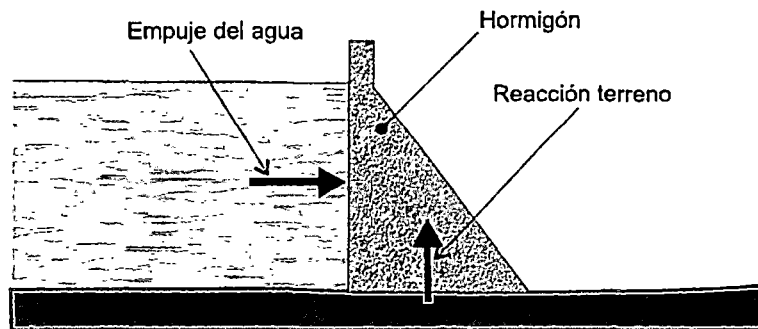


Las presas provocan una notable elevación del nivel de un río y crean un embalse, debido a su elevado costo de inversión, las presas no se suelen utilizar en las centrales pequeñas. Sin embargo, en determinadas casos particulares puede justificarse la construcción de una presa pequeña que permita regular la energía eléctrica generada y adaptarla a la demanda o a la hora punta.

Las presas se clasifican en: presas de gravedad, presas de bóveda y presas de bóveda múltiple.

Una presa de gravedad resiste la presión del agua por su propio peso. Es decir, el par de vuelco que ejerce el empuje del agua sobre la presa se equilibra con el par que ejerce la reacción del suelo, la cual depende del peso de la presa.

Figura 2. 6 Esquema de presa de gravedad



Las presas bóveda son convexas, con la convexidad dirigida hacia el embalse, y resisten el empuje del agua apoyándose sobre las riberas, las cuales han de ser resistentes o han de reforzarse para que lo sean. Este tipo de presas requieren menor volumen de hormigón que las presas de gravedad, aunque los encofrados que se precisan para su construcción son complejos y suele ser dificultoso localizar terrenos con las condiciones adecuadas para la construcción de la misma.

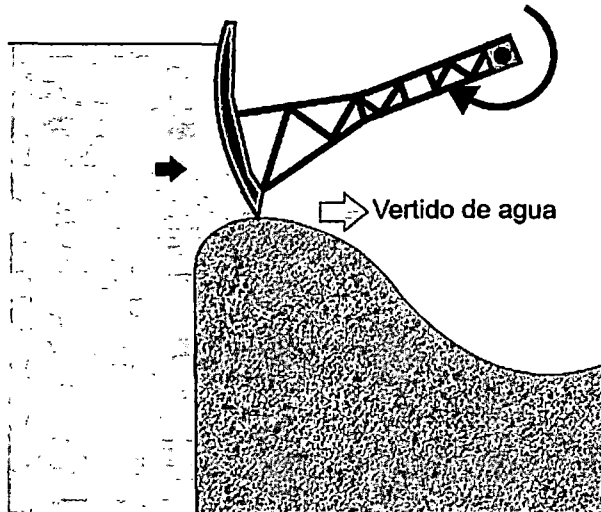
Las presas de bóveda múltiple son bóvedas de pequeño espesor realizadas en hormigón armado, con contrafuertes sobre los que se apoyan, pero que no se aplican en mini centrales.

Las compuertas utilizadas en los aprovechamientos hidroeléctricos pueden ser de muy diversos tipos. Entre ellas se pueden señalar las compuertas de segmento, las compuertas de sector, las compuertas deslizantes, etc.

Una compuerta de segmento, también denominada compuerta taintor o compuertas tainter, es una compuerta radial que está constituida por un segmento de superficie cilíndrica que está en contacto con el agua y que permite regular el nivel de una presa ya que puede girar alrededor de una

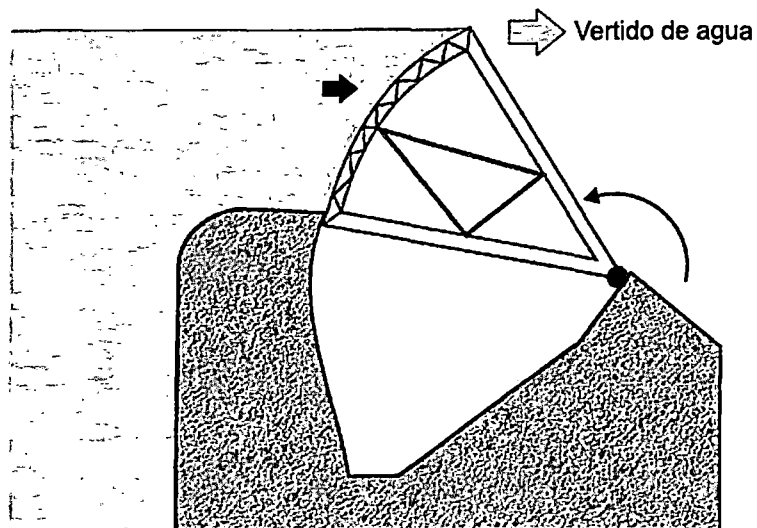
articulación por medio de unos brazos radiales fijados a ella. A medida que la compuerta se mueve hacia arriba el caudal de agua que se vierte debajo de ella aumenta.

Figura 2. 7 Compuerta de segmento



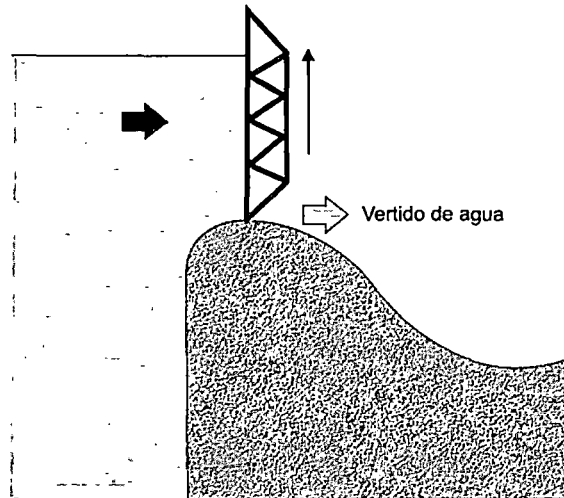
Una compuerta de sector se diferencia principalmente de la compuerta taintor en que el vertido se realiza por encima de ella, a medida que la compuerta se mueve hacia abajo. Debido al sentido de su movimiento, la presa ha de contar con un alojamiento para la compuerta.

Figura 2. 8 Compuerta de sector



La compuerta de deslizamiento vertical puede ser de distintos tipos. Normalmente, está compuesta de una estructura de acero que refuerza a una chapa que se enfrenta a la corriente y que se eleva verticalmente, de forma mecánica, eléctrica o hidráulica, para permitir que el agua pase por debajo

Figura 2. 9 Compuerta deslizante vertical



#### 2.6.1.2. Conducciones Hidráulicas

Las conducciones hidráulicas están constituidas, entre otros dispositivos, por la toma de agua, la cámara de carga y la tubería forzada.

La toma de agua constituye el elemento que toma el agua retenida por el azud o la presa y, a través de un canal de derivación, que puede ser a cielo abierto o enterrado, lo conduce a la cámara de carga.

Existe una gran variedad de tipos de tomas, las cuales, generalmente, cuentan con elementos rejilla para evitar la entrada de elementos sólidos y peces, así como de compuertas para cerrar la entrada de agua cuando se precise.

En algunos casos la cámara de carga coincide con la toma de agua y consiste en un depósito en el que, por arrancar la tubería forzada, su diseño es más

crítico que el de las tomas de agua. Normalmente, esta cámara solo tiene capacidad para poder arrancar la turbina sin que se produzcan interrupciones.

La tubería forzada es el elemento encargado de conducir el agua desde la cámara de carga hasta la turbina. Dicha tubería puede instalarse enterrada o sobre el terreno, dependiendo de la orografía del terreno y de cuestiones medioambientales.

Los materiales empleados en la fabricación de las tuberías forzadas son muy diversos, sea cual fuese el material seleccionado, la tubería debe soportar la presión de la columna de agua y las sobrepresiones que derivan del golpe de ariete cuando se produzca una parada brusca de la turbina.

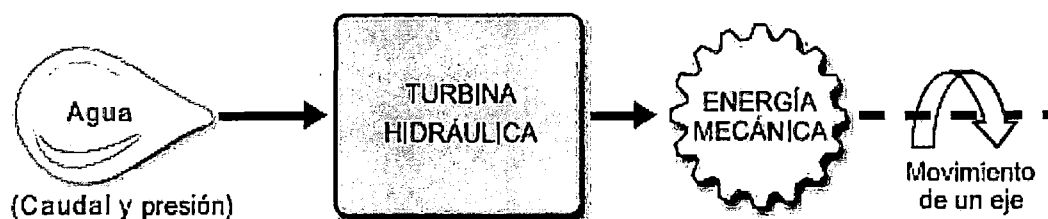
### 2.6.1.3. Edificio de la central

En el interior del edificio central se encuentran las turbinas, los generadores eléctricos y demás aparatos de regulación y control. Sus dimensiones y forma depende del número y tipología de los equipos electro mecánicos que se instalen en su interior y su ubicación requiere adecuados estudios topográficos, geológicos-geotécnicos y de accesibilidad.

### 2.6.2. Turbinas hidráulicas

Un elemento esencial de una instalación hidroeléctrica es la turbina hidráulica.

Figura 2. 10 Esquema conceptual de una turbina hidráulica



La turbina hidráulica es el dispositivo encargado de convertir la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica de rotación de un árbol, el

cual se conecta al árbol de baja de una caja multiplicadora de engranajes con el propósito de elevar la revoluciones hasta la velocidad de rotación de un generador eléctrico acoplado al árbol de alta de dicha caja.

En cuanto al modo de funcionamiento, las turbinas se pueden clasificar en dos grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción.

Las turbinas de acción aprovechan la presión dinámica debida a la velocidad del agua en el momento de su acción en la turbina. Las turbinas de reacción aprovechan además la presión estática al trabajar en el interior de compartimentos cerrados a presión superior a la atmosférica.

#### **2.6.2.1. Turbina Pelton**

La turbina Pelton, inventada por el ingeniero estadounidense Lester Allen Pelton (1829-1908), constituye la turbina de acción más ampliamente utilizada. Consta de una rueda o rodete, que dispone en su periferia una especie de cucharas (Figura 2.14). Este tipo de turbina no presenta una gran tipología de sistemas de admisión de agua, sino que, normalmente, la admisión se realiza por la tubería forzada. El chorro de agua, dirigido y regulado por uno o varios inyectores, choca contra las cucharas en dirección tangencial al rodete y perpendicular a su eje de giro, que puede ser horizontal o vertical, provocando el movimiento de rotación del árbol de la turbina. Como puede observarse en la (Figura 2.11), el rodete, con excepción de las cucharas que en un instante son directamente impulsadas por el chorro del inyector, se mueve en el aire. Como el inyector dirige el chorro hacia una zona limitada del rodete la admisión es de tipo admisión parcial. La potencia se regula controlando la cantidad de agua que sale por el inyector o inyectores. Normalmente, con el propósito de evitar el golpe de ariete cuando la válvula de aguja se cierra bruscamente, estas turbinas disponen de un deflector, el cual tiene como función desviar el chorro de agua hacia el canal de descarga (a la presión atmosférica) para que no incida sobre las cucharas y así la turbina no se acelere o embale.

Figura 2. 11 Rodete de una turbina Pelton

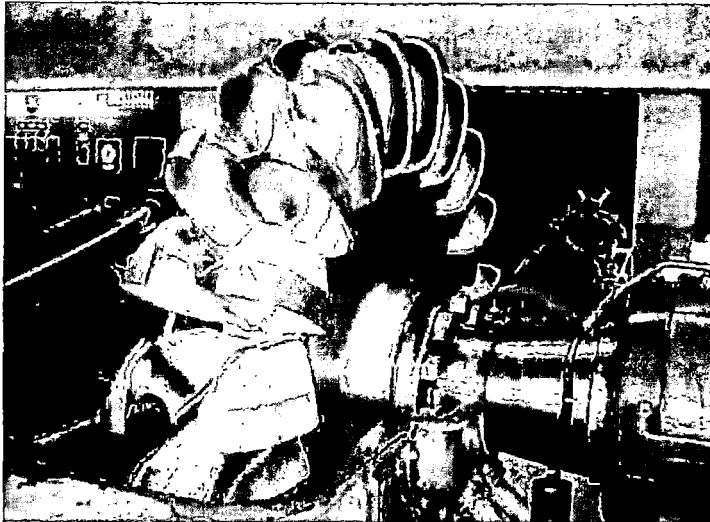
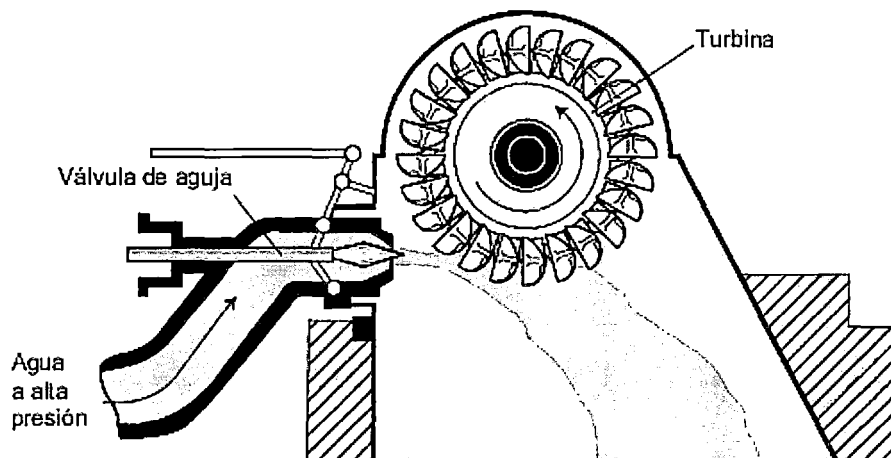


Figura 2. 12 Esquema conceptual de turbina Pelton



En las turbinas Pelton la función de la carcasa es evitar que el agua salpique, además de los riesgos de accidentes, ya que el agua una vez que impulsa las cucharas sale de éstas con velocidades muy bajas, por tanto, contiene escasa energía cuando cae al canal de descarga. Debido a la forma de operar de estas turbinas, el salto aprovechable es desde la cota de agua del embalse superior hasta la altura del inyector, que lanza el chorro contra el rodete.

Este tipo de turbinas se suelen emplear en centrales hidroeléctricas que disponen de un gran salto, independientemente de la variación de caudal.

El rendimiento de las turbinas Pelton es muy alto, ya que prácticamente el 90% de la energía del agua se transforma en energía mecánica en el árbol. Además este rendimiento se mantiene en un rango de potencias superior al 80%. Son, por tanto, turbinas muy apropiadas para trabajar con cargas parciales, y en consecuencia, para regular sistemas eléctricos.

### 2.6.2.2. Turbina Francis

Dentro del grupo de turbinas de reacción pueden mencionarse la turbina Francis y la turbina Kaplan. A diferencia de la turbina de acción, en la cual el rodete opera al aire, en la turbina de reacción el rodete debe estar completamente sumergido para funcionar eficazmente, por tanto, las turbinas de reacción son turbinas de admisión total.

La turbina Francis, inventada por el ingeniero de origen inglés James Bichens Francis (1815-1892), es la turbina más comúnmente utilizada en las actuales centrales hidroeléctricas.

Figura 2. 13 Turbina Francis de eje horizontal acoplada a un generador



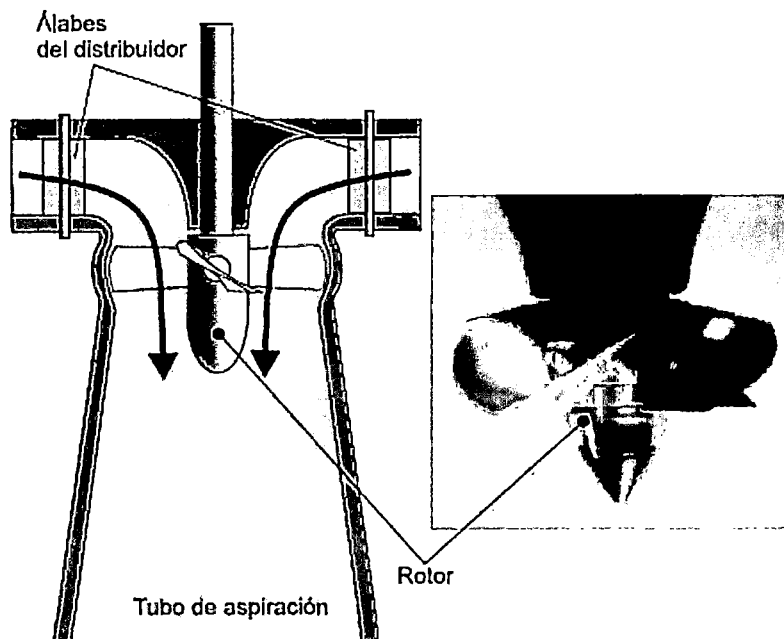


### 2.6.2.3. Turbina Kaplan y semi-Kaplan

La turbina Kaplan, inventada por el ingeniero austriaco Viktor Kaplan (1876-1934), puede ser de dos tipos: de regulación doble (verdadera Kaplan) y regulación simple o semi-Kaplan.

La turbina Kaplan cuenta, básicamente, con los mismos componentes que la turbina Francis, es decir, dispone de: cámara de alimentación, predistribuidor, distribuidor, rodete y tubo de aspiración. Sin embargo, el rodete de la turbina Kaplan, a diferencia de la turbina Francis, está compuesto por una hélice cuyas palas son ajustables, lo que le proporciona un mayor rango de operación con más altos rendimientos. Por tanto, la turbina Kaplan cuenta con dos mecanismos de regulación: el distribuidor y el rodete.

Figura 2. 14 Esquema de turbina Kaplan



La turbina semi-Kaplan se diferencia de la turbina Kaplan en que aquella no dispone de distribuidor regulable.

### 2.6.3. Generadores

Para transformar la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica se utilizan generadores eléctricos. El generador puede ser de corriente continua (dinamo) o de corriente alterna (alternador). Estos últimos son los únicos que se utilizan actualmente.

El alternador está compuesto de dos partes fundamentales: el rotor o inductor móvil, encargado de generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina y el estator o inducido fijo, en el que se genera la corriente eléctrica.

Respecto a la posición de su árbol de giro, los generadores se clasifican en generadores de eje vertical y generadores de eje horizontal.

Las máquinas eléctricas de corriente alterna típicamente utilizadas se clasifican en máquinas síncronas y máquinas asíncronas o de inducción.

La mayor desventaja de los generadores asíncronos es que necesitan de una batería de condensadores conectada a la salida, la cual compense la energía reactiva generada. Para la creación del campo magnético el generador asíncrono debe estar conectado a la red y tomar de ella la corriente reactiva necesaria. Cuando la turbina hidráulica incrementa la potencia se produce un incremento en el deslizamiento. Ya que la red eléctrica es la que fija la frecuencia no se precisa que la turbina disponga de un regulador de velocidad.

Para llevar a cabo el arranque del generador asíncrono se actúa sobre la admisión de agua en la turbina, de tal manera que ésta se vaya acelerando hasta que el generador se aproxime a su velocidad de sincronismo, instante en el que se cierra el interruptor automático de línea.

En los generadores síncronos es necesario alimentar el devanado del rotor con corriente continua, la cual origina un campo magnético giratorio en el interior del generador que, a su vez, produce un sistema trifásico de voltajes en los arrollamientos del estator. Debido a que el rotor del generador gira, es

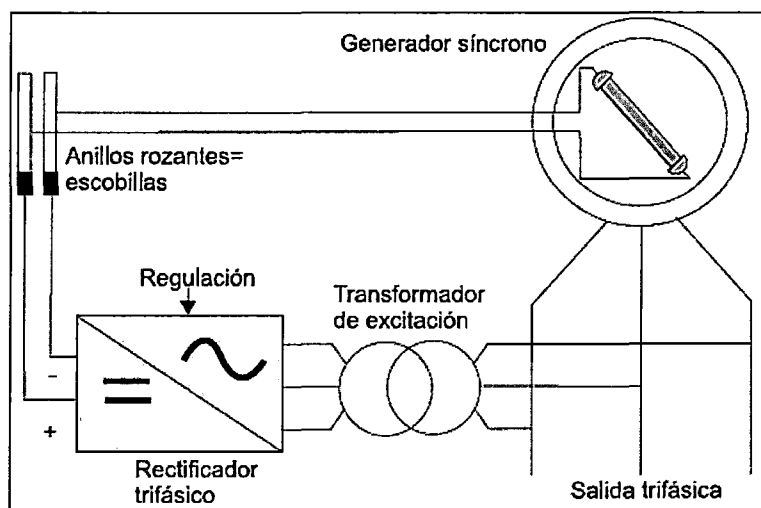
necesario utilizar mecanismos especiales para llevar a cabo el suministro de la corriente continua de excitación. Básicamente, la corriente continua puede ser suministrada por tres mecanismos de excitación: autoexcitación, excitación auxiliar y excitación sin escobillas.

La **excitación auxiliar** consiste en alimentar el devanado inductor mediante la corriente continua generada por una dinamo auxiliar regulada por un reóstato y montada sobre el árbol del generador síncrono.

La **autoexcitación** consiste en tomar la corriente desde los terminales del generador, transformarla mediante un transformador de excitación, rectificarla mediante un sistema electrónico estático e inyectarla en el devanado inductor mediante un dispositivo de escobillas y anillos rozantes que rodean al árbol de la máquina, pero aislados del mismo árbol.

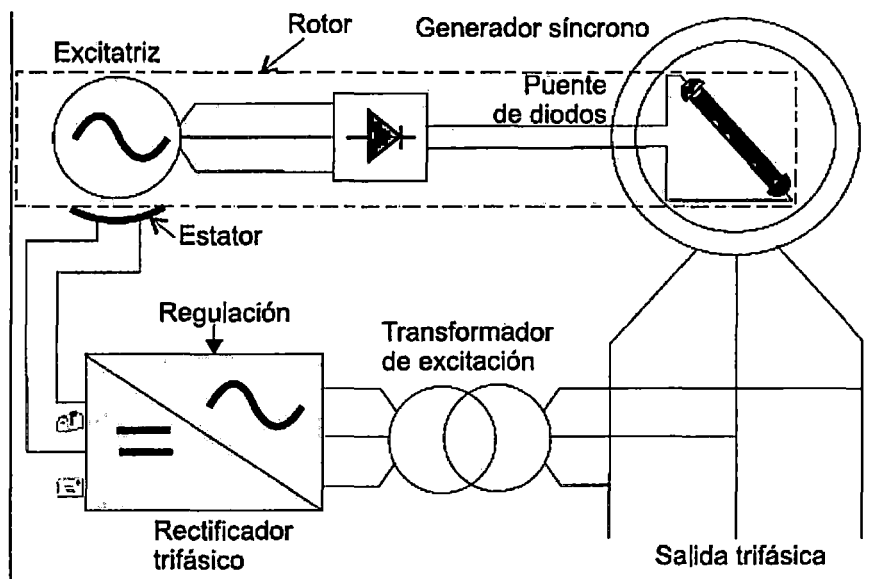
A pesar de los problemas de mantenimiento que genera la combinación de anillos rozantes y escobillas, las máquinas síncronas pequeñas suelen emplear este sistema de excitación ya que, funcionalmente, es el menos costoso para inyectar la corriente de campo. En el instante del arranque del generador síncrono no existe tensión en bornes y, consecuentemente, no se dispone de corriente de excitación. Por tanto, se necesita una fuente auxiliar (ejemplo, una batería) para iniciar el funcionamiento.

Figura 2. 15 Esquema de sistema de autoexcitación de un generador síncrono



La excitación sin escobillas emplea un pequeño generador síncrono (excitatriz principal) cuyo inducido va montado en el rotor y los polos inductores en el estator. La tensión trifásica de la excitatriz se rectifica a tensión continua mediante un puente de diodos, montado asimismo sobre el árbol del generador, y suministrada directamente, sin escobillas, al devanado de excitación del alternador. El ajuste de la corriente de excitación del generador síncrono se lleva a cabo mediante el control de la corriente de excitación de la excitatriz principal (desde el estator), la cual puede ser suministrada por un transformador de excitación.

Figura 2. 16 Esquema de circuito excitatriz sin escobillas



Para independizar la excitación de fuentes energéticas del exterior, se suele incluir una excitatriz piloto. Ésta dispone de un generador de corriente alterna cuyo devanado de excitación está compuesto por imanes permanentes y con el devanado trifásico en el estator. Hay que señalar, que algunos generadores síncronos que disponen de excitatrices sin escobillas, con el fin de disponer de una fuente de corriente continua auxiliar para las situaciones de emergencia cuentan también con anillos rozantes y escobillas.

El arranque de los generadores síncronos se realiza en vacío. Mediante la regulación del sistema de admisión de agua de la turbina se incrementa progresivamente la velocidad de ésta y en el instante en que el generador

síncrono alcanza una velocidad próxima al sincronismo se conecta la excitación.

#### **2.6.4. Subsistema de regulación y control**

Las centrales hidroeléctricas disponen de diversos dispositivos de regulación, control y protección adecuados al tipo de tecnología empleada y del funcionamiento previsto. Fundamentalmente controlan la turbina (caudal utilizado por las turbinas, regulación de potencia de centrales aisladas, etc.) y el generador (regulación de la tensión de generadores síncronos, batería de condensadores de grupos asíncronos, etc.). Las protecciones, que pueden ser mecánicas y eléctricas, de los diferentes subsistemas actúan cuando existe una anomalía en su funcionamiento.

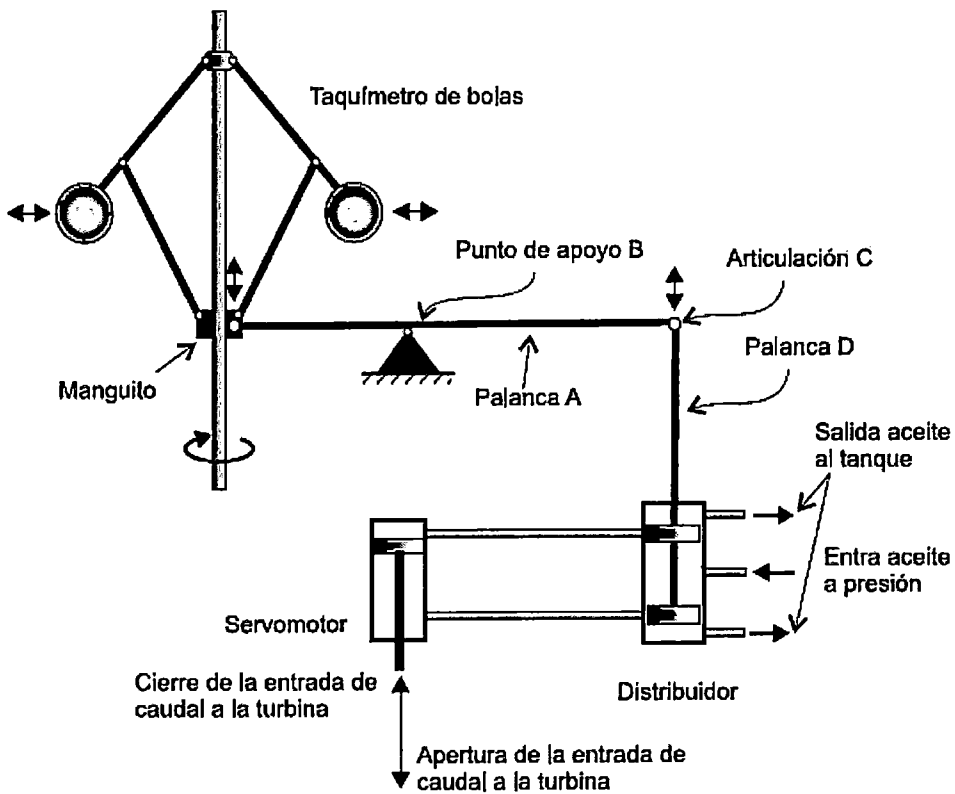
En el caso de mini centrales hidroeléctricas que suministran energía mediante generadores síncronos a redes aisladas es preciso controlar la velocidad de rotación, que normalmente se lleva a cabo regulando el caudal de entrada a la turbina y regulando la tensión del alternador, con el propósito de mantener la tensión dentro de un cierto rango. Si disminuye la demanda energética, la turbina tiende a acelerarse, por lo que un sensor de rpm (mecánico, electrónico, etc.) detecta el incremento de la velocidad y envía una señal para que un servomotor (generalmente, un cilindro hidráulico) regule el grado de apertura de los álabes del distribuidor (en el caso de las turbinas Francis), o el grado de apertura de los álabes del distribuidor y del rodete (en el caso de turbinas Kaplan), o el grado de apertura de las válvulas de aguja de los inyectores (en el caso de las turbinas Pelton) y se alimente con menor caudal de agua a las turbinas. Si se incrementa la demanda energética, los sensores de rpm proporcionarán información al servomotor para que se produzca un incremento del caudal de agua que alimente a las turbinas.

En la Figura 2.17 se muestra un mecanismo de regulación hidráulico-mecánica sin retroalimentación, se muestra que si la carga disminuye, el grupo se acelera y entonces, debido a las fuerzas centrífugas, las bolas del taquímetro se separan (ya que el taquímetro gira a la misma velocidad que la turbina o a un múltiplo de dicha velocidad). Dicha separación origina que el

manguito del taquímetro suba, la palanca A gire respecto de el punto de apoyo B y el punto C descienda dando lugar a que la palanca D actúe sobre el distribuidor, que es una válvula amplificadora de presión hidráulica. Es decir, la pequeña fuerza que origina el descenso del punto C se traduce en una fuerza mucho mayor actuando en el vástago del servomotor.

Al descender la palanca D el aceite a presión sale por la parte inferior izquierda del distribuidor y entra por la parte inferior del servomotor, mientras que el aceite situado en la parte superior del servomotor entra por la parte superior izquierda del distribuidor y se dirige hacia el tanque de aceite. Al desplazarse el pistón del servomotor hacia arriba se cierra el distribuidor de la turbina.

Figura 2. 17 Esquema de regulación sin retroalimentación



Si la carga se incrementa se produce el proceso inverso, dando lugar a que el pistón del servomotor abra el distribuidor de la turbina y entre mayor caudal de agua en la misma.

En el caso de minicentrales hidroeléctricas que suministran energía mediante generadores asíncronos a redes fuertes, tal como ya se ha señalado, no se precisa actuar sobre los reguladores de caudal de las turbinas para controlar la velocidad de rotación de éstas, ya que la velocidad de giro la impone la frecuencia de la red. El control de generador se logra mediante el control, por medio de tiristores, de una batería de condensadores estáticos.

Aquí la regulación de caudal se precisa solo en situaciones de empalme (por ejemplo, caída de la carga) para cerrar el suministro de agua a la turbina a una velocidad tal que no se genere un golpe de ariete y no se embale la turbina.

El tiempo de arranque de la turbina depende de las inercias de los mecanismos involucrados (turbina, multiplicador, generador, volante de inercia) y de la velocidad nominal de la turbina y de la potencia nominal. Mientras que el tiempo de arranque de la columna de agua es función del salto, de la longitud de la columna de agua y de la velocidad de los componentes de la columna de agua.

Para poder llevar a cabo una adecuada regulación se ha de cumplir que el tiempo de arranque de la turbina sea mayor que el cuádruple del tiempo de arranque de la columna de agua.

#### **2.6.5. Subsistema eléctrico auxiliar**

Dentro del equipamiento eléctrico de una central hidroeléctrica hay que destacar el transformador de tensión, que tiene como función elevar la tensión para reducir las pérdidas durante el transporte de la energía.

Normalmente, en las centrales pequeñas el transformador de baja-media o media-alta se instala en el interior del edificio central, sin embargo, a veces estos dispositivos se ubican al aire libre, generando impacto visual.

Otro elemento a destacar es la línea transporte eléctrico hasta la red de distribución o al consumo aislado.

Figura 2. 18 Estación transformadora a la intemperie



## 2.7. IMPACTO MEDIO AMBIENTAL POR UTILIZAR LA ENERGIA HIDRÁULICA

La incidencia que las instalaciones de aprovechamiento hidroeléctrico pueden tener sobre el medio ambiente hay que analizarlas desde dos vertientes: a) desde el punto de vista de los beneficios que supone producir energía eléctrica disminuyendo el consumo de combustibles fósiles y, por tanto, reduciendo los efectos negativos de éstos sobre el medio ambiente (emisión de CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, lluvia ácida, residuos tóxicos, etc.); b) desde el punto de vista de la afectación al medio ambiente.

Entre las posibles alteraciones del medio físico que las instalaciones hidroeléctricas pueden generar durante la etapa de construcción y la etapa de explotación se encuentran:

- La inundación de extensas zonas, con el consiguiente impacto ambiental
- Pérdidas de suelo agrícola, ganadero o forestal por erosión e inundación.
- Cortes de vías de comunicación.



- Reajustes de las corrientes de agua y los efectos asociados sobre la calidad y cantidad
- de agua y fauna acuática.
- Reducción de la diversidad biológica.
- Efecto barrera del azud al tránsito de fauna.
- Impacto acústico originado por las turbinas y generadores.
- Desaparición de especies animales por degradación o destrucción de su hábitat.
- Sustracción de caudales de agua aprovechables para otros usos.
- Alteraciones bioclimáticas locales.
- Impacto visual de las estructuras.

El proceso de construcción en sí mismo puede causar alteraciones generales, y aunque el período de edificación puede durar solo unos pocos años, el efecto sobre un ambiente frágil puede ser más prolongado. Incluso la presa en sí misma puede ser objeto de preocupación, tanto por su impacto visual como por la posibilidad de su fallo catastrófico.

## **2.8. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE POTENCIA**

En numerosos estudios donde se desea analizar el comportamiento de un sistema eléctrico tales como un estudio de factibilidad, estudio de ingeniería de detalle, estudio de operatividad o estudio para el planteamiento de un sistema eléctrico de potencia; se utilizan herramientas de análisis específicos con la finalidad de predecir el comportamiento del sistema eléctrico en estado estacionario.

Para el desarrollo de la tesis se realizara el análisis en estado estacionario, donde el enfoque es netamente operativo, se cree conveniente realizar simulaciones como: análisis de flujo de potencia, para evaluar el comportamiento estacionario del sistema.

### **2.8.1. Flujo de Potencia**

Los estudios de flujo de potencia tienen por objeto verificar la operatividad de los sistemas con las instalaciones existentes y con las instalaciones del sistema adaptado. Las simulaciones efectuadas en estado estacionario del sistema permiten observar el estado del sistema a través de las variables eléctricas como son: tensiones en barras, transferencias de potencia activa y reactiva por líneas y transformadores de potencia, el factor de potencia y el despacho de las centrales eléctricas en un determinado punto de operación. Permite con esta herramienta encontrar la problemática de la operación en estado estacionario.

En la tesis se evaluará la interconexión de la central hidroeléctrica de Langui al SEIN. Los resultados de las simulaciones permiten establecer si el sistema mantendrá los rangos de tensiones y los flujos de potencia por las líneas, dentro de las tolerancias establecidas.

El análisis de flujo de potencia es una excelente herramienta para el planeamiento del sistema.

Para el estudio de la central, se usará el potente programa de Simulación de Sistemas de Potencia Power Factory DigSilent. Que utiliza el método de Newton Raphson para resolver el problema de flujo de potencia. Este método es el más usado por numerosos programas para el análisis de flujo potencia en sistemas eléctricos, ya que su formulación hace que sea muy confiable y rápido al momento de obtener los resultados de las variables eléctricas del sistema; lo cual es de gran ayuda para analizar el problema en el planeamiento de un gran sistema interconectado.

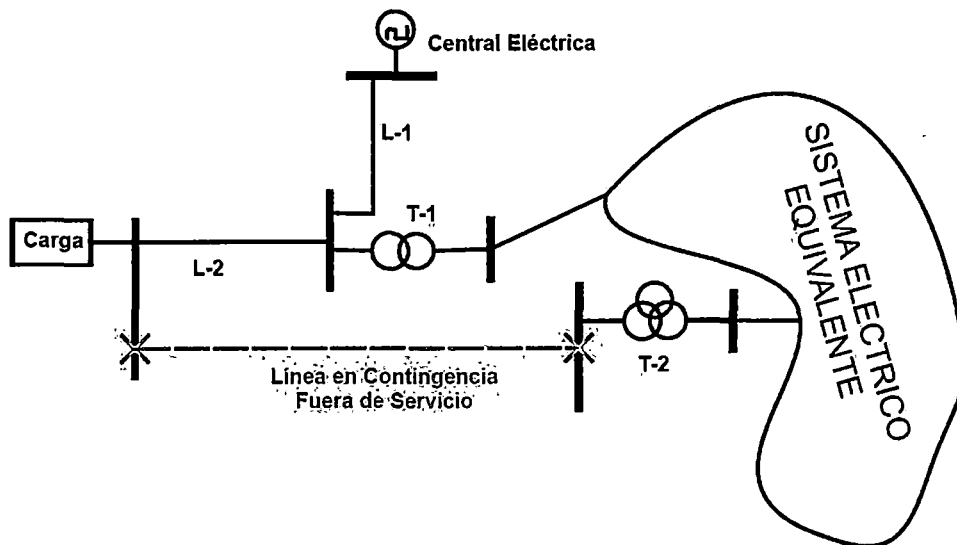
### **2.8.2. Análisis de Contingencias.**

Utilizando el flujo de potencia, se puede analizar condiciones en estado de contingencia; tal como la pérdida de un generador, una línea de transmisión, transformador o una carga. Estos estudios alertarán al profesional a identificar qué condiciones podrían causar sobrecargas en los equipos o detectar niveles de tensiones no permitidas en la operación. Los análisis de

contingencias pueden ser enfocados desde el punto de vista en estado estacionario mediante el flujo de potencia, que a través de esto se puede conocer las condiciones de estado post-transitorio que el sistema adquiere después de la salida del elemento.

Las simulaciones de contingencias son una secuencia de casos de flujos de carga, a partir del escenario de operación normal previamente definido y en los que no se incluye los componentes cuyas fallas respectiva se simula. En la Figura 2.21 se puede mostrar de manera muy simple un caso de contingencia, que consiste en la salida de una de sus líneas, donde se busca identificar qué elementos se congestionan o sufren sobrecarga provocado por esta contingencia.

Figura 2. 19 Diagrama unifilar de un sistema en contingencia.



**Criterio n-1;** Un sistema de suministro de energía eléctrica cumple con las exigencias del criterio de seguridad (n-1) cuando se soporta la falla de un componente de la red o de un bloque generador aplicada al estado de operación actual de manera de no provocar situaciones indeseables en el sistema, es decir no provocar violaciones de valores límites de operación de los restantes componentes y no generar ninguna situación que pueda extender la perturbación.

El grado de mallado de la red considerada es importante para lograr una adecuada implementación del criterio (n-1). Cuanto mayor sea el grado de mallado de la red, menor será el peligro que se presenten sobrecargas o violaciones de tensiones ante la contingencia de un componente de la red. Esto se fundamenta en que la potencia que circula por el componente que falla se reparte sobre los componentes vecinos. Cuantos más componentes conectados a los nodos extremos del componente fallado existan, más pequeña será la repartición parcial de la potencia que transmitía la línea fallada. Un mayor grado de mallado significa la existencia de una alta redundancia de componentes en el sistema, es decir se dispone de una suficiente reserva para el mantenimiento de componentes no fallados o para el reemplazo de componentes fallados como por ejemplo, líneas, transformadores y generadores. De esta manera es posible soportar durante un mayor periodo la no operación de estos elementos, debido a causas planificadas o a perturbaciones estocásticas, sin provocar cortes en el suministro de energía. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el comportamiento dinámico del sistema puede ocasionar también la interrupción del suministro o que como consecuencia de tal comportamiento se pueda alcanzar un nuevo estado estacionario que sea inaceptable.

**Criterio (n-1) estacionario**, en el cual luego de una contingencia se debe cumplir solamente las limitaciones de los componentes para el estado estacionario. Este es el criterio conservativo normalmente empleado en las redes no extensas y malladas.

## Capítulo III

# DIAGNOSTICO ACTUAL DE LA OPERACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN

---

### 3.1. INTRODUCCIÓN

El Área Operativa Sur Este, es la sección del SEIN comprendida entre las subestaciones Machupicchu, Cachimayo, Abancay, Dolorespata, Quencoro, Combapata, Tintaya, Callalli, Ayaviri, Azángaro, San Rafael, San Gabán, Mazuco, Puerto Maldonado, Juliaca y Puno. Se interconecta con el Área Operativa Sur Oeste a través de dos enlaces: la línea de transmisión L-1008 (Tintaya – Callalli) de 138 kV y la línea de transmisión L-2030 (Moquegua – Puno) de 220 kV.

Las instalaciones más representativas en esta área, son las líneas de 220 y 138 kV, los transformadores de potencia, los equipos de compensación de potencia reactiva y las centrales de generación. Vea el Anexo A “Esquemas Unifilares del Área Operativa Sur Este”.

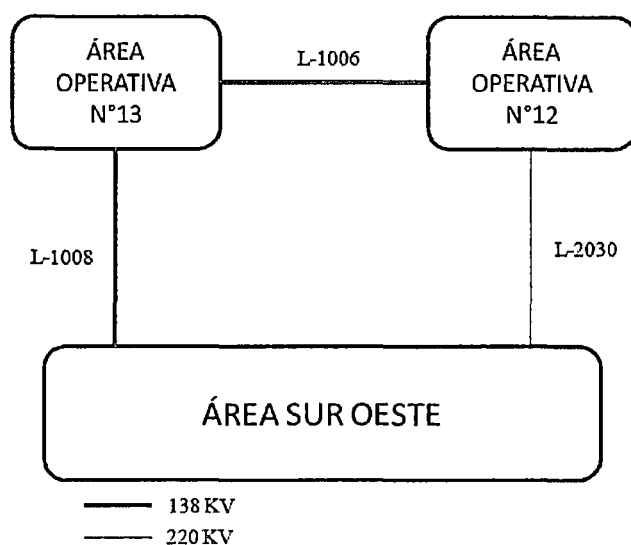
El Área Operativa Sur Este está conformada por dos áreas operativas, ver Figura 3.1, que son secciones del SEIN equipadas con centrales de generación, redes de transmisión y distribución. Estas áreas pueden ser separadas del SEIN y operar en forma aislada atendiendo la demanda del área de influencia respectiva, con o sin restricciones de suministro. Las áreas están enlazadas por líneas de transmisión de 138 kV y 220 kV.

El Área Operativa Sur Este del SEIN está conformada por las siguientes Áreas:

- **Área 12:** Conformada por la Central Hidroeléctrica San Gabán II, las Centrales Térmicas .Taparachi y Bellavista, y las subestaciones Azángaro, Juliaca, Puno, San Rafael, San Gabán, Mazuco y Puerto Maldonado.

- **Área 13:** Conformada por las Central Hidroeléctrica Machupicchu , la Central Termica Dolorespata y las subestaciones Tintaya, Combapata, Quencoro, Dolorespata, Cachimayo, Machupicchu y Abancay.

Figura 3.1 Áreas Operativas de la zona Sur Este del SEIN



Fuente: COES-SINAC

### 3.2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE

En este capítulo se realizará una descripción más detallada del Área Operativa Sur Este, para luego describir las principales características de los equipos de transmisión, generación, compensación reactiva y principales cargas.

#### AREÁ OPERATIVA N ° 12: PUNO Y PUERTO MALDONADO

El área operativa N° 12 está conformada por la S.E. San Gabán, S.E. Azángaro, S.E. Mazuko, S.E. Puerto Maldonado, S.E. San Rafael, S.E. Juliaca y la S.E. Puno. De esta área operativa se abastece de energía a las regiones de Puno y Madre de Dios. Vea el Anexo A "Esquemas Unifilares del Área Operativa Sur Este".

Esta área puede operar en forma aislada con la generación de la C.H. San Gabán II; la demanda vegetativa de la distribuidora ELECTROPUNO en el área operativa N ° 12 es de 17 MW, 44 MW y 62 MW en mínima, media y

máxima demanda. La demanda de ELECTROSURESTE (Puerto Maldonado y Mazuko) es de 4,85 MW, 10,08 MW y 12,15 MW en mínima, media y máxima demanda.

La demanda de los Usuarios Libres ubicados en esta área operativa permanece constante las 24 h y son: Minera Arasi (2,2 MW), Minera Aruntani (5 MW), Minsur (14 MW) y Cemento Sur (3,8 MW en Hora Punta y 4,2 MW en Hora Fuera de Punta).

### **AREÁ OPERATIVA N ° 13: CUSCO**

El área operativa N° 13 está conformada por la S.E. Tintaya, S.E. Combapata, S.E. Quencoro, S.E. Dolorespata, S.E. Cachimayo, S.E. Machupicchu y la S.E. Abancay. De esta área operativa se abastece de energía a la región Cusco. Vea el Anexo A “Esquemas Unifilares del Área Operativa Sur Este”.

Esta área puede operar en forma aislada con la generación de la C.H. Machupicchu; la demanda vegetativa de la distribuidora ELECTROSURESTE en el área operativa N° 13 es de 58,6 MW, 76,7 MW y 92,5 MW en mínima, media y máxima demanda.

La demanda de los Usuarios Libres ubicados en esta área operativa permanece constante las 24 h y son: Minera Xstrata (92 MW), Minera Ares (9 MW) e industrias Cachimayo (9 MW en Hora Punta y 24 MW en Hora Fuera de Punta).

#### **3.2.1. Centrales hidráulicas**

Los principales datos técnicos de las centrales hidráulicas podemos observar en el Cuadro 3.1

Cuadro 3. 1 Centrales Hidráulicas en el área operativa sur este.

<b>EMPRESA</b>	<b>CENTRAL</b>	<b>GRUPO</b>	<b>TIPO DE TURBINA</b>	<b>POTENCIA EFECTIVA (MW)</b>
SAN GABÁN	SAN GABÁN II	G1	Peltón	56.6
SAN GABÁN	SAN GABÁN II	G2	Peltón	56.5
EGEMSA	MACHUPICCHU	G1	Peltón	29.3
EGEMSA	MACHUPICCHU	G2	Peltón	29.95
EGEMSA	MACHUPICCHU	G3	Peltón	29.55

*Fuente: COES – SINAC*

### 3.2.2. Centrales térmicas

Los principales datos técnicos de las centrales térmicas del área operativa sur este, las podemos observar en el Cuadro 3.2

Cuadro 3.2 Centrales Térmicas en el área operativa sur este.

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	POTENCIA EFECTIVA (MW)
SAN GABÁN	TAPARACHI	MAN1	0.81
SAN GABÁN	TAPARACHI	MAN3	1.78
SAN GABÁN	TAPARACHI	MAN4	1.86
SAN GABÁN	TAPARACHI	SKODA1	0.43
SAN GABÁN	BELLAVISTA	ALCO	1.77

Fuente: COES - SINAC

### 3.2.3. Equipos de compensación reactiva

El sistema de compensación reactiva está constituido por reactores, SVC y bancos de capacitores, equipamiento que permite regular los perfiles de tensiones en las barras del área operativa sur este.

Cuadro 3. 3 Equipos de compensación reactiva área operativa sur este.

EMPRESA	CODIGO	TENSIÓN (kV)	SUBESTACIÓN	CAPACIDAD (MVar)	TIPO	CONTROL	AREA OPERATIVA
RED DE ENERGIA DEL PERU	R-14	138	AZANGARO	20	REACTOR	AUTOMATICO	12
	R-12	10	JULIACA	5	REACTOR	MANUAL	12
	BC-12	10	JULIACA	2.5	BANCO CONDENSADORES	MANUAL	12
	BC-13	10	JULIACA	5	BANCO CONDENSADORES	MANUAL	12
ELECTROSURESTE	R01	138	MAZUCO	10	REACTOR	MANUAL	12
	R02	22.9	MAZUCO	3	REACTOR	MANUAL	12
INCASAC	71BCP001	6.6	CACHIMAYO	1	BANCO CONDENSADORES	MANUAL	13
	71BCP002	6.6	CACHIMAYO	2	BANCO CONDENSADORES	MANUAL	13
	72BCP001	6.6	CACHIMAYO	2	BANCO CONDENSADORES	MANUAL	13
	72BCP002	6.6	CACHIMAYO	1	BANCO CONDENSADORES	MANUAL	13
EGEMSA	81BCP001CO	10.5	DOLORESPATA	2.5	BANCO CONDENSADORES	MANUAL	13
	81BCP002CO	10.5	DOLORESPATA	2.5	BANCO CONDENSADORES	MANUAL	13
	81BCP003CO	10.5	DOLORESPATA	2.5	BANCO CONDENSADORES	MANUAL	13
	81BCP004CO	10.5	DOLORESPATA	2.5	BANCO CONDENSADORES	MANUAL	13
RED DE ENERGIA DEL PERU	SVC-4	10	TINĀYA	(0/+15 MVar)	COMPENSADOR ESTATICO	MANUAL	13

Fuente: COES – SINAC



### 3.2.4. Líneas de transmisión.

Las líneas de transmisión más representativas que conforman el área operativa sur este se encuentran en los niveles de tensión de 220, 138 de 60 kV, estas líneas enlazan las centrales de generación con las subestaciones de 138 kV y el enlace Puno – Moquegua en 220 kV.

Cuadro 3. 4 Líneas de transmisión área operativa sur este.

EMPRESA	CODIGO	TENSION (kV)	LONGITUD (Km)	CAPACIDAD (A)	CAPACIDAD (MVA)	SUBESTACIONES
SAN GABÁN	L-1013	138	76.48	600	120	San Gabán - San Rafael
	L-1010	138	159.3	600	120	San Gabán - Azangaro
	L-1009	138	89.29	600	120	San Rafael - Azangaro
REDESUR	L-2030	220	196.4	393 (*)	150	Puno - Moquegua
RED DE ENERGIA DEL PERU	L-1006	138	127.62	375	90	Tintaya - Azangaro
	L-1011	138	78.2	314	70	Azangaro - Juliaca
	L-1012	138	37	314	80	Juliaca - Puno
ELECTROPUNO	L-0638	60	103.6	410	43	Puno - Pomata
	L-0639	60	37.5	545	57	Puno - Bellavista
ELECTRO SUR ESTE	L-1014	138	69.2	100	24	Mazuco - San Gabán
	L-1015	138	152.6	75	18	Puerto Maldonado - Mazuco
	L-6006	60	56.94	167	17	Cachimayo - Paucartambo
	L-6002	60	71.55	167	17	Machupicchu - Uripata
	L-6001	60	28.7	152	17	Combapata - Sicuani
	L-6003	60	58.24	200	21	Abancay - Andahuaylas
	L-6004	60	34	100	10	Uripata - Chahuares
	L-6005	60	75.91	100	10	Abancay - Chacapuente
MINSUR	L-6005/D	60	56	100	10	L-6005 - Chuquibambilla
	L-6021	60	92	150	16	Azangaro - San Rafael
MINERA ARUNTANI	L-6007	60	91.2	75	8	Puno - Tucari
EGEMSA	L-1001	138	76.78	350	84	Machupicchu - Cachimayo
	L-1002	138	95.3	350	84	Machupicchu - Quencoro
	L-1003	138	13.5	400	95	Cachimayo - Dolorespata
RED DE ENERGIA DEL PERU	L-1004	138	8.34	300	72	Dolorespata - Quencoro
	L-1005	138	188.61	375	90	Quencoro - Tintaya
	L-1007	138	95.6	75	18	Cachimayo - Abancay
	L-1008	138	96.3	460	110	Tintaya - Callalli

Fuente: COES - SINAC

(\*) La capacidad máxima de transporte de la L-2030 es de 393 A (150 MVA), en ambos sentidos, pero está limitada a la capacidad del Autotransformador AT-1 de 220/138/10.5 kV de 120/120/15 MVA de la S.E. Puno. Aunque, el límite del enlace L-2030/L-1012 lo establece la línea L-1012, que es de 70 MW.

### 3.2.5. Usuarios libres

Los Usuario Libres más representativos del área operativa sur este son:

**MINERA XSTRATA**, es suministrado desde la S.E. Tintaya, a través de los transformadores T43-11 de 25 MVA y T45-11 de 33.3 MVA, ambos de 138/10 kV, su consumo es casi constante durante las 24 horas y es del orden de 92 MW.

**MINSUR**, es suministrado desde la S.E. San Rafael, a través del transformador SR138T1 de 138/10 kV de 24 MVA, su carga es casi constante durante las 24 horas y es del orden de 14 MW. Además, cuenta con una línea L-6021 (Azángaro -San Rafael) de 60 kV, que ante la indisponibilidad del transformador SR138T1, le permite alimentar parcialmente el sector minero desde la S.E. Azángaro a través del transformador SR60T2 de 60/10 kV de 20 MVA.

**INDUSTRIAS CACHIMAYO**, es suministrado desde la S.E. Cachimayo, a través de dos transformadores T-1 y T-2 de 138/6.6 kV de 20 MVA respectivamente, Su consumo en mínima y media demanda es de 24 MW, y en horas de máxima demanda es de 9 MW, lo cual le permite atender sus requerimientos.

**CEMENTO SUR**, actualmente es suministrado desde la barra de 22.9 kV de la S.E. Juliaca, y cuando se ponga en operación la nueva línea de 60 kV (Juliaca - Caracoto) será suministrado desde la barra de 60 kV de la S.E. Juliaca. Su consumo en horas punta es del orden de los 3.8 MW y en horas fuera de punta es del orden de los 4.2 MW.

**MINERA ARASI**, es suministrada desde la barra de 22.9 kV de la S.E. Ayaviri, a través del transformador elevador de 22.9/33 kV y la línea L-3305 (Ayaviri - Arasi) de 33 kV, su consumo es casi constante durante las 24 horas y es del orden de 2.2 MW.

**MINERA ARUNTANI**, es suministrada de la S.E. Puno a través de la línea L-6007 (Puno - Tucari) de 60 kV, su consumo es constante las 24 horas y es del orden de 5 MW.

**MINERA ARES**, cuenta con cuatro unidades operativas, las minas Selene, Pallancata, Ares y Arcata. Las minas Selene y Pallancata son suministradas desde la S.E. Abancay a través de las líneas L-6005 (Abancay - Chacapunte) y L-6008 (Chacapunte - Explorador) de 60 kV, su consumo es casi constante las 24 horas y es del orden de 4.2 MW. Las minas Ares y Arcata, son suministradas desde la S.E. Caylloma a través de las líneas L-6016 (Caylloma - Ares) y L-6018 (Ares - Arcata) de 66 kV, su consumo es casi constante las 24 horas y es del orden de 9 MW.

El cuadro 3.5 muestra a los clientes libres del área operativa sur este del SEIN.

Cuadro 3. 5 Clientes Libres área operativa sur este.

USUARIO LIBRE	SUBESTACIÓN	SUMINISTRADOR	DEMANDAS APROXIMADAS (MW)	
			LUNES - DOMINGO	
			HP	HFP
INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.C.	CACHIMAYO	EGEMSA	9	24
MINERA XSTRATA	TINTAYA	SAN GABÁN	92	92
MINSUR	SAN RAFAEL	SDF ENERGIA	14	14
MINERA ARES	CALLALLI	VARIOS	9	9
CEMENTO SUR	JULIACA	VARIOS	3.8	4.2
MINERA ARASI	AYAVIRI	VARIOS	2.2	2.2
MINERA ARUNTANI	PUNO	VARIOS	5	5

*Fuente: COES – SINAC*

### 3.2.6. Empresas distribuidoras

Las empresas de distribución del área operativa sur este, que retiran potencia y energía son:

**ELECTROSURESTE**, retira potencia y energía de las subestaciones Machupicchu, Cachimayo, Abancay, Dolorespata, Combapata, Quencoro, Tintaya, Mazuco y Puerto Maldonado.

**ELECTROPUNO**, retira potencia y energía de las subestaciones Ayaviri, Azángaro, Juliaca y Puno.

### **3.3. ANÁLISIS DE OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE**

El análisis de la operación del sistema sur este, se realiza en los casos de máxima y mínima demanda en tiempos de avenida y estiaje para el año 2014. Para este análisis se utilizó el software Power Factory DigSilent.

#### **3.3.1. Análisis en Operación Normal**

##### **3.3.1.1. Flujo de carga y perfil de tensiones en principales barras del área operativa sur este año 2014**

En los cuadros 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9 se muestra los resultados de flujos de carga y tensiones de operación del AOSE.

Los criterios para analizar y evaluar la operación del sistema sur este son:

- Las tensiones en barra del sistema de transmisión no debe ser inferior al 95%, ni superior al 105% de la tensión nominal.
- No se permiten sobrecargas en las líneas de transmisión
- No se permiten sobrecargas en los transformadores.

Cuadro 3.6 Tensiones de operación de las principales barras del área operativa sur este – Avenida Máxima demanda 2014

CASO	LINEAS DE TRANSMISIÓN AREA OPERATIVA SUR ESTE	BARRAS		TENSIÓN EN BARRAS						POTENCIA i			POTENCIA j			CARGA (%)	CORRIENTE I (kA)
		I	J	Uli (kV)	ui (p.u.)	phiul (deg)	Ulj (kV)	uj (p.u.)	phiulj (deg)	Pi (MW)	Qi (MVAR)	Si (MVA)	Pj (MW)	Qj (MVAR)	Sj (MVA)		
AVENIDA MAXIMA DEMANDA 2014	Lne Machupicchu-YuraCachimayo_L1001	INCA138	MACH138	139.88	1.01	139.13	141.35	1.02	145.83	-53.86	12.54	55.29	55.83	-11.37	56.97	59.67	0.23
	Lne Machupicchu-Drv.Cachimayo_L1002/1	CAELP138	MACH138	140.05	1.01	140.09	141.35	1.02	145.83	-47.21	8.82	48.03	48.54	-8.84	49.34	57.58	0.20
	Lne Drv.Cachimayo-Quencoro_L1002/2	QUEN138	CAELP138	139.67	1.01	138.30	140.05	1.01	140.09	-46.81	8.79	47.63	47.21	-8.81	48.03	56.57	0.20
	Lne Cachimayo-DoloresPata_L1003	INCA138	DOLOR138	139.88	1.01	139.13	139.48	1.01	138.30	40.71	-4.66	40.97	-40.52	4.37	40.76	42.28	0.17
	Lne Quencoro-DoloresPata_L1004	DOLOR138	QUEN138	139.48	1.01	138.30	139.67	1.01	138.30	-2.13	-5.62	6.00	2.13	5.11	5.53	7.10	0.02
	Lne Quencoro-T.Combapata_1005/1	QUEN138	T-COMBAPATA	139.67	1.01	138.30	138.60	1.00	134.87	24.94	-6.49	25.77	-24.49	2.25	24.59	30.43	0.11
	Lne Tintaya-T.Combapata_L1005/2	T-COMBAPATA	TINTA138	138.60	1.00	134.87	138.00	1.00	130.86	24.95	-8.37	26.32	-24.42	3.72	24.70	31.33	0.11
	Lne T.Combapata-Combapata_L1005/3	COMBA138	T-COMBAPATA	138.60	1.00	134.87	138.60	1.00	134.87	0.46	-6.13	6.15	-0.46	6.12	6.14	8.15	0.03
	Lne Tintaya-T.Ayaviri_L1006/1	TINTA138	T-Ayaviri	138.00	1.00	130.86	135.51	0.98	138.73	-54.33	24.52	59.60	56.50	-21.71	60.53	68.49	0.25
	Lne T.Ayaviri-Azangaro_L1006/2	T-Ayaviri	AZANG138	135.51	0.98	138.73	135.00	0.98	143.05	-58.67	20.32	62.08	59.90	-18.41	62.66	71.18	0.26
	Lne T.Ayaviri-Ayaviri_L1006/3	T-Ayaviri	AYAVI138	135.51	0.98	138.73	135.51	0.98	138.73	2.17	1.40	2.58	-2.17	-1.40	2.58	2.92	0.01
	Lne Cachimayo-Abancay_L1007	ABAN138	INCA138	141.10	1.02	140.12	139.88	1.01	139.13	7.52	-1.56	7.68	-7.48	-4.57	8.77	9.60	0.03
	Lne Tintaya-Callalli_L1008	TINTA138	CALLA138	138.00	1.00	130.86	138.28	1.00	130.59	1.70	-4.12	4.46	-1.69	-1.72	2.41	4.06	0.02
	Lne Azangaro-SanRafael_L1009	AZANG138	SRAF138	135.00	0.98	143.05	137.40	1.00	151.57	-58.87	7.56	59.36	60.82	-4.37	60.97	58.36	0.25
	Lne SanGaban-Azangaro_L1010	SGAB138	AZANG138	144.19	1.04	160.78	135.00	0.98	143.05	76.40	5.59	76.60	-71.32	6.86	71.65	69.87	0.31
	Lne Azangaro-Juliacá_L1011	AZANG138	JULIA138	135.00	0.98	143.05	131.41	0.95	135.61	58.59	-2.18	58.63	-56.58	4.88	56.79	66.59	0.25
	Lne Juliaca-Puno_L1012	JULIA138	PUNO138	131.41	0.95	135.61	133.37	0.97	133.57	29.06	-20.75	35.71	-28.76	19.90	34.98	46.87	0.16
	Lne SanGaban-SanRafael_L1013	SGAB138	SRAF138	144.19	1.04	160.78	135.00	1.00	143.05	85.28	10.56	85.93	-82.24	-1.92	82.26	57.61	0.34
	Lne SanGabanIi_Mazuco	SGAB138	MAZUCO138	144.19	1.04	160.78	141.51	1.03	159.98	9.88	5.02	11.08	-9.80	-9.38	13.56	11.77	0.04
	Lne Mazuco_PtoMdo	MAZUCO138	PTO_MDO138	141.51	1.03	159.98	138.55	1.00	157.73	9.72	-3.27	10.26	-9.58	-6.32	11.47	10.51	0.04
Lne Callalli-Santuario_L1020	CALLA138	SANT138	138.28	1.00	130.59	138.03	1.00	133.10	-17.53	1.60	17.60	17.67	-6.60	18.87	17.15	0.07	

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Cuadro 3.7 Tensiones de operación de las principales barras del área operativa sur este – Avenida Mínima demanda 2014

CASO	LINEAS DE TRANSMISIÓN AREA OPERATIVA SUR ESTE	BARRAS		TENSIÓN EN BARRAS						POTENCIA i			POTENCIA j			CARGA	CORRIENTE
		I	J	Ui (kV)	ui (p.u.)	phiul (deg)	Ulj (kV)	uj (p.u.)	phiulj (deg)	Pi (MW)	Qi (MVAR)	Si (MVA)	Pj (MW)	Qj (MVAR)	Sj (MVA)	(%)	I (kA)
AVENIDA MINIMA DEMANDA 2014	Lne Machupicchu-YuraCachimayo_L1001	INCA138	MACH138	140.71	1.02	142.19	141.66	1.03	148.65	-51.91	13.53	53.65	53.75	-12.82	55.26	57.75	0.22
	Lne Machupicchu-Drv.Cachimayo_L1002/1	CAELP138	MACH138	140.88	1.02	143.16	141.66	1.03	148.65	-45.13	9.82	46.19	46.35	-10.27	47.47	55.28	0.19
	Lne Drv.Cachimayo-Quencoro_L1002/2	QUEN138	CAELP138	140.62	1.02	141.46	140.88	1.02	143.16	-44.76	9.64	45.79	45.13	-9.81	46.18	54.08	0.19
	Lne Cachimayo-DoloresPata_L1003	INCA138	DOLOR138	140.71	1.02	142.19	140.53	1.02	141.67	25.25	-4.40	25.63	-25.18	3.75	25.45	26.29	0.11
	Lne Quencoro-DoloresPata_L1004	DOLOR138	QUEN138	140.53	1.02	141.67	140.62	1.02	141.46	14.74	-7.42	16.50	-14.72	6.96	16.28	19.37	0.07
	Lne Quencoro-T.Combapata_1005/1	QUEN138	T-COMBAPATA	140.62	1.02	141.46	139.83	1.01	137.55	28.50	-8.21	29.66	-27.91	4.33	28.25	34.79	0.12
	Lne Tintaya-T.Combapata_L1005/2	T-COMBAPATA	TINTA138	139.83	1.01	137.55	138.00	1.00	132.46	32.90	-6.89	33.61	-32.02	3.30	32.19	39.65	0.14
	Lne T.Combapata-Combapata_L1005/3	COMBA138	T-COMBAPATA	139.83	1.01	137.55	139.83	1.01	137.55	4.98	-2.57	5.61	-4.98	2.56	5.60	7.37	0.02
	Lne Tintaya-T.Ayaviri_L1006/1	TINTA138	T-Ayaviri	138.00	1.00	132.46	133.68	0.97	142.84	-69.14	37.65	78.73	72.92	-28.85	78.42	89.95	0.33
	Lne T.Ayaviri-Azangaro_L1006/2	T-Ayaviri	AZANG138	133.68	0.97	142.84	132.81	0.96	148.49	-73.92	28.24	79.13	75.97	-23.23	79.45	91.73	0.34
	Lne T.Ayaviri-Ayaviri_L1006/3	T-Ayaviri	AYAVI138	133.68	0.97	142.84	133.68	0.97	142.84	1.00	0.60	1.17	-1.00	-0.61	1.17	1.34	0.01
	Lne Cachimayo-Abancay_L1007	ABAN138	INCA138	141.82	1.03	142.23	140.71	1.02	142.19	1.11	-0.23	1.13	-1.10	-6.09	6.19	6.73	0.00
	Lne Tintaya-Callalli_L1008	TINTA138	CALLA138	138.00	1.00	132.46	138.84	1.01	131.03	9.40	-7.38	11.95	-9.34	1.76	9.51	10.87	0.05
	Lne Azangaro-SanRafael_L1009	AZANG138	SRAF138	132.81	0.96	148.49	134.75	0.98	158.05	-63.12	11.07	64.08	65.46	-5.86	65.73	64.15	0.28
	Lne SanGaban-Azangaro_L1010	SGAB138	AZANG138	141.35	1.02	168.01	132.81	0.96	148.49	80.61	5.33	80.79	-74.76	11.05	75.57	75.17	0.33
	Lne Azangaro-Juliacá_L1011	AZANG138	JULIA138	132.81	0.96	148.49	134.07	0.97	140.49	58.85	-18.13	61.58	-56.60	21.68	60.61	71.09	0.27
	Lne Juliaca-Puno_L1012	JULIA138	PUNO138	134.07	0.97	140.49	136.38	0.99	137.42	46.78	-26.78	53.90	-46.12	27.46	53.67	69.35	0.23
	Lne SanGaban-SanRafael_L1013	SGAB138	SRAF138	141.35	1.02	168.01	134.75	0.98	158.05	88.28	9.63	88.81	-84.91	0.73	84.91	60.64	0.36
	Lne SanGaban   Mazuco	SGAB138	MAZUCO138	141.35	1.02	168.01	143.22	1.04	167.47	2.71	-10.21	10.56	-2.67	5.74	6.33	9.18	0.04
	Lne Mazuco_PtoMdo	MAZUCO138	PTO_MDO138	143.22	1.04	167.47	144.89	1.05	166.56	2.65	-8.92	9.30	-2.62	-1.58	3.06	8.24	0.04
Lne Callalli-Santuario_L1020	CALLA138	SANT138	138.84	1.01	131.03	139.00	1.01	132.29	-9.06	-1.58	9.19	9.09	-4.07	9.96	8.99	0.04	

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Cuadro 3.8 Tensiones de operación de las principales barras del área operativa sur este – Estiaje Máxima demanda 2014

CASO	LINEAS DE TRANSMISIÓN AREA OPERATIVA SUR ESTE	BARRAS		TENSIÓN EN BARRAS						POTENCIA i			POTENCIA j			CARGA (%)	CORRIENTE I (kA)
		I	J	Uli (kV)	ui (p.u.)	phiul (deg)	Ulj (kV)	uj (p.u.)	phiulj (deg)	Pi (MW)	Qi (MVAR)	Si (MVA)	Pj (MW)	Qj (MVAR)	Sj (MVA)		
ESTIAJE MAXIMA DEMANDA 2014	Lne Machupicchu-YuraCachimayo_L1001	INCA138	MACH138	139.63	1.01	137.55	141.37	1.02	144.28	-54.25	11.76	55.51	56.24	-10.52	57.22	59.92	0.23
	Lne Machupicchu-Drv.Cachimayo_L1002/1	CAELP138	MACH138	139.71	1.01	138.43	141.37	1.02	144.28	-48.24	7.94	48.89	49.61	-7.77	50.22	58.60	0.20
	Lne Drv.Cachimayo-Quencoro_L1002/2	QUEN138	CAELP138	139.23	1.01	136.61	139.71	1.01	138.43	-47.82	7.97	48.48	48.24	-7.93	48.89	57.72	0.20
	Lne Cachimayo-DoloresPata_L1003	INCA138	DOLOR138	139.63	1.01	137.55	139.10	1.01	136.64	44.66	-3.10	44.77	-44.44	2.93	44.54	46.28	0.19
	Lne Quencoro-DoloresPata_L1004	DOLOR138	QUEN138	139.10	1.01	136.64	139.23	1.01	136.61	1.19	-4.51	4.67	-1.19	4.00	4.18	5.53	0.02
	Lne Quencoro-T.Combapata_1005/1	QUEN138	T-COMBAPATA	139.23	1.01	136.61	137.89	1.00	131.27	38.33	-8.69	39.30	-37.26	6.51	37.82	46.57	0.16
	Lne Tintaya-T.Combapata_L1005/2	T-COMBAPATA	TINTA138	137.89	1.00	131.27	137.99	1.00	126.31	30.12	-11.39	32.20	-29.32	7.65	30.30	38.52	0.13
	Lne T.Combapata-Combapata_L1005/3	COMBA138	T-COMBAPATA	137.88	1.00	131.27	137.89	1.00	131.27	-7.14	-4.89	8.65	7.14	4.89	8.65	11.54	0.04
	Lne Tintaya-T.Ayaviri_L1006/1	TINTA138	T-Ayaviri	137.99	1.00	126.31	138.29	1.00	130.60	-31.96	6.25	32.57	32.61	-9.19	33.88	37.57	0.14
	Lne T.Ayaviri-Azangaro_L1006/2	T-Ayaviri	AZANG138	138.29	1.00	130.60	138.46	1.00	132.98	-34.81	7.78	35.67	35.20	-9.09	36.35	40.26	0.15
	Lne T.Ayaviri-Ayaviri_L1006/3	T-Ayaviri	AYAVI138	138.29	1.00	130.60	138.29	1.00	130.60	2.20	1.41	2.61	-2.20	-1.42	2.61	2.90	0.01
	Lne Cachimayo-Abancay_L1007	ABAN138	INCA138	141.55	1.03	139.01	139.63	1.01	137.55	11.28	-0.47	11.29	-11.20	-5.49	12.47	13.68	0.05
	Lne Tintaya-Callalli_L1008	TINTA138	CALLA138	137.99	1.00	126.31	138.32	1.00	125.76	3.58	-4.67	5.89	-3.58	-1.14	3.75	5.36	0.02
	Lne Azangaro-SanRafael_L1009	AZANG138	SRAF138	138.46	1.00	132.98	140.52	1.02	138.65	-41.62	2.03	41.67	42.53	-3.80	42.70	39.96	0.17
	Lne SanGaban-Azangaro_L1010	SGAB138	AZANG138	145.40	1.05	145.57	138.46	1.00	132.98	56.09	0.53	56.09	-53.42	0.65	53.43	50.75	0.22
	Lne Azangaro-Juliacca_L1011	AZANG138	JULIA138	138.46	1.00	132.98	134.65	0.98	127.28	47.97	0.22	47.97	-46.68	-0.43	46.69	53.16	0.20
	Lne Juliaca-Puno_L1012	JULIA138	PUNO138	134.65	0.98	127.28	136.10	0.99	126.00	18.78	-15.57	24.39	-18.65	13.87	23.24	31.25	0.10
	Lne SanGaban-SanRafael_L1013	SGAB138	SRAF138	145.40	1.05	145.57	140.52	1.02	138.65	65.70	5.05	65.89	-63.94	-2.39	63.99	43.82	0.26
	Lne SanGabanII_Mazuco	SGAB138	MAZUCO138	145.40	1.05	145.57	142.70	1.03	144.78	10.02	5.07	11.23	-9.93	-9.51	13.75	11.84	0.04
	Lne Mazuco_PtoMdo	MAZUCO138	PTO_MDO138	142.70	1.03	144.78	139.74	1.01	142.53	9.86	-3.36	10.41	-9.71	-6.40	11.63	10.56	0.04
Lne Callalli-Santuario_L1020	CALLA138	SANT138	138.32	1.00	125.76	138.03	1.00	127.98	-15.46	1.25	15.51	15.58	-6.42	16.85	15.31	0.06	

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Cuadro 3.9 Tensiones de operación de las principales barras del área operativa sur este – Estiaje Mínima demanda 2014

CASO	LINEAS DE TRANSMISIÓN ÁREA OPERATIVA SUR ESTE	BARRAS		TENSIÓN EN BARRAS						POTENCIA i			POTENCIA j			CARGA	CORRIENTE
		I	J	U <sub>I</sub> (kV)	u <sub>i</sub> (p.u.)	phi <sub>U</sub> (deg)	U <sub>J</sub> (kV)	u <sub>j</sub> (p.u.)	phi <sub>Uj</sub> (deg)	P <sub>i</sub> (MW)	Q <sub>i</sub> (MVAR)	S <sub>i</sub> (MVA)	P <sub>j</sub> (MW)	Q <sub>j</sub> (MVAR)	S <sub>j</sub> (MVA)	(%)	I (kA)
ESTIAJE MINIMA DEMANDA 2014	Lne Machupicchu-YuraCachimayo_L1001	INCA138	MACH138	139.63	1.01	137.25	141.10	1.02	144.33	-56.56	13.81	58.22	58.75	-11.92	59.95	62.89	0.24
	Lne Machupicchu-Drv.Cachimayo_L1002/1	CAELP138	MACH138	139.82	1.01	138.24	141.10	1.02	144.33	-49.82	9.95	50.80	51.30	-9.38	52.15	60.97	0.21
	Lne Drv.Cachimayo-Quencoro_L1002/2	QUEN138	CAELP138	139.48	1.01	136.34	139.82	1.01	138.24	-49.36	10.09	50.38	49.82	-9.94	50.80	59.93	0.21
	Lne Cachimayo-DoloresPata_L1003	INCA138	DOLOR138	139.63	1.01	137.25	139.40	1.01	136.62	30.36	-4.94	30.76	-30.26	4.40	30.58	31.80	0.13
	Lne Quencoro-DoloresPata_L1004	DOLOR138	QUEN138	139.40	1.01	136.62	139.48	1.01	136.34	19.60	-8.16	21.23	-19.57	7.75	21.05	25.12	0.09
	Lne Quencoro-T.Combapata_1005/1	QUEN138	T-COMBAPATA	139.48	1.01	136.34	138.85	1.01	130.67	40.37	-11.30	41.92	-39.16	9.50	40.30	49.58	0.17
	Lne Tintaya-T.Combapata_L1005/2	T-COMBAPATA	TINTA138	138.85	1.01	130.67	138.00	1.00	124.84	36.51	-10.25	37.93	-35.39	7.49	36.17	45.06	0.16
	Lne T.Combapata-Combapata_L1005/3	COMBA138	T-COMBAPATA	138.85	1.01	130.67	138.85	1.01	130.67	-2.65	-0.76	2.75	2.65	0.75	2.75	3.65	0.01
	Lne Tintaya-T.Ayaviri_L1006/1	TINTA138	T-Ayaviri	138.00	1.00	124.84	138.26	1.00	130.68	-43.25	10.55	44.51	44.45	-11.43	45.90	50.90	0.19
	Lne T.Ayaviri-Azangaro_L1006/2	T-Ayaviri	AZANG138	138.26	1.00	130.68	138.49	1.00	133.80	-45.47	10.82	46.74	46.14	-11.10	47.46	52.55	0.20
	Lne T.Ayaviri-Ayaviri_L1006/3	T-Ayaviri	AYAVI138	138.26	1.00	130.68	138.26	1.00	130.68	1.02	0.61	1.19	-1.02	-0.62	1.20	1.33	0.00
	Lne Cachimayo-Abancay_L1007	ABAN138	INCA138	140.80	1.02	137.37	139.63	1.01	137.25	1.63	-0.16	1.64	-1.62	-6.06	6.27	6.88	0.01
	Lne Tintaya-Callalli_L1008	TINTA138	CALLA138	138.00	1.00	124.84	138.84	1.01	123.57	8.29	-7.14	10.94	-8.25	1.47	8.38	9.95	0.05
	Lne Azangaro-SanRafael_L1009	AZANG138	SRAF138	138.49	1.00	133.80	139.92	1.01	138.98	-37.69	2.74	37.79	38.44	-5.21	38.79	36.46	0.16
	Lne SanGaban-Azangaro_L1010	SGAB138	AZANG138	143.58	1.04	145.42	138.49	1.00	133.80	50.60	-2.53	50.66	-48.40	1.77	48.43	46.40	0.20
	Lne Azangaro-Julíaca_L1011	AZANG138	JULIA138	138.49	1.00	133.80	139.43	1.01	129.14	36.81	-14.23	39.47	-35.98	12.17	37.99	43.70	0.16
	Lne Julíaca-Puno_L1012	JULIA138	PUNO138	139.43	1.01	129.14	140.87	1.02	127.53	25.95	-17.35	31.21	-25.75	15.81	30.21	38.62	0.13
	Lne SanGaban-SanRafael_L1013	SGAB138	SRAF138	143.58	1.04	145.42	139.92	1.01	138.98	59.33	1.17	59.34	-57.87	0.21	57.87	39.80	0.24
	Lne SanGabanII_Mazuco	SGAB138	MAZUCO138	143.58	1.04	145.42	145.49	1.05	144.87	2.77	-10.55	10.91	-2.73	5.94	6.54	9.33	0.04
	Lne Mazuco_PtoMdo	MAZUCO138	PTO_MDO138	145.49	1.05	144.87	147.20	1.07	143.97	2.70	-9.22	9.61	-2.67	-1.62	3.13	8.38	0.04
Lne Callalli-Santuario_L1020	CALLA138	SANT138	138.84	1.01	123.57	138.96	1.01	124.93	-9.82	-1.31	9.90	9.86	-4.29	10.75	9.71	0.04	

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3



### 3.3.1.2. Operación de transformadores de dos devanados del área operativa sur este

En los cuadros 3.10, 3.11, 3.12 y 3.13 se muestra la operación de transformadores de dos devanados indicando la cargabilidad, potencia nominal, potencia activa, potencia reactiva y posición de taps en operación normal.

Cuadro 3. 10 Transformadores de dos devanados AOSE – Avenida Máxima demanda 2014

CASO	NOMBRE	RED	BARRAS		TENSION		NIVEL DE CARGA %	POSICION ACTUAL DEL TAP	POSICION MÍNIMA DEL TAP	POSICION MAXIMA DEL TAP
			Lado HV	Lado LV	Lado HV (p.u.)	Lado LV (p.u.)				
AVENIDA MAXIMA DEVIANDA 2014	Tr2 Machupicchu 220/138kV	Area Sur Este	MACH220	MACH 138 II	1.03	1.02	48.89	0	-10	10
	Tr2 Quencoro 220/138	Area Sur Este	QUEN220	QUEN138	1.02	1.01	10.47	0	-10	10
	tr2 Mazuco	Area Sur Este	MAZUCO138	MAZUCO22.9	1.03	1.00	30.53	0	-10	10
	tr2 cac_171	Area Sur Este	INCA138	YURA6	1.01	1.01	31.42	1	-2	2
	tr2 cac_172	Area Sur Este	INCA138	YURA6	1.01	1.01	31.42	1	-2	2
	tr2 dol_171	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.01	1.03	115.34	-1	-2	2
	tr2 dol_172	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.01	1.03	115.34	-1	-2	2
	tr2 dol_173	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.01	1.03	115.34	-1	-2	2
	tr2 mch_171	Area Sur Este	MACH138	MACH1	1.02	1.02	85.54	0	-2	2
	tr2 mch_172	Area Sur Este	MACH138	MACH2	1.02	1.02	87.59	0	-2	2
	tr2 mch_173	Area Sur Este	MACH138	MACH3	1.02	1.02	86.42	0	-2	2
	tr2 que_131	Area Sur Este	QUEN138	QUE33PM	1.01	1.01	0.00	0	-4	4
	tr2 sga_171	Area Sur Este	SGAB138	SGAB1	1.04	1.01	98.23	1	-2	2
	tr2 sga_172	Area Sur Este	SGAB138	SGAB2	1.04	1.01	98.26	1	-2	2
	tr2 sra_171	Area Sur Este	SRAF138	SRAF10	1.00	0.97	93.42	0	-10	10
	tr2 tin_172	Area Sur Este	TINTA138	T OXIDOS	1.00	1.02	26.67	-2	-8	8
	tr2 tin_173	Area Sur Este	TINTA138	TINTA10	1.00	0.99	120.96	1	-8	8

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Cuadro 3. 11 Transformadores de dos devanados AOSE – Avenida Mínima demanda 2014

CASO	NOMBRE	RED	BARRAS		TENSION		NIVEL DE CARGA %	POSICION ACTUAL DEL TAP	POSICION MÍNIMA DEL TAP	POSICION MAXIMA DEL TAP
			Lado HV	Lado LV	Lado HV (p.u.)	Lado LV (p.u.)				
AVENIDA MINIMA DEMANDA 2014	Tr2 Machupicchu 220/138kV	Area Sur Este	MACH220	MACH 138 II	1.03	1.03	61.70	0	-10	10
	Tr2 Quencoro 220/138	Area Sur Este	QUEN220	QUEN138	1.03	1.02	19.59	0	-10	10
	tr2 Mazuco	Area Sur Este	MAZUCO138	MAZUCO22.9	1.04	1.01	30.63	0	-10	10
	tr2 cac_171	Area Sur Este	INCA138	YURA6	1.02	1.00	65.02	1	-2	2
	tr2 cac_172	Area Sur Este	INCA138	YURA6	1.02	1.00	65.02	1	-2	2
	tr2 dol_171	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.02	1.03	29.70	-1	-2	2
	tr2 dol_172	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.02	1.03	29.70	-1	-2	2
	tr2 dol_173	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.02	1.03	29.70	-1	-2	2
	tr2 mch_171	Area Sur Este	MACH138	MACH1	1.03	1.02	85.93	0	-2	2
	tr2 mch_172	Area Sur Este	MACH138	MACH2	1.03	1.02	87.85	0	-2	2
	tr2 mch_173	Area Sur Este	MACH138	MACH3	1.03	1.02	86.68	0	-2	2
	tr2 que_131	Area Sur Este	QUEN138	QUE33PM	1.02	1.02	0.45	0	-4	4
	tr2 sga_171	Area Sur Este	SGAB138	SGAB1	1.02	0.98	97.38	1	-2	2
	tr2 sga_172	Area Sur Este	SGAB138	SGAB2	1.02	0.98	97.33	1	-2	2
	tr2 sra_171	Area Sur Este	SRAF138	SRAF10	0.98	0.98	85.81	-2	-10	10
	tr2 tin_172	Area Sur Este	TINTA138	T OXIDOS	1.00	1.02	28.51	-2	-8	8
	tr2 tin_173	Area Sur Este	TINTA138	TINTA10	1.00	1.02	109.01	1	-8	8

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

**Cuadro 3. 12 Transformadores de dos devanados AOSE – Estiaje Máxima demanda  
2014**

CASO	NOMBRE	RED	BARRAS		TENSION		NIVEL DE CARGA %	POSICION ACTUAL DEL TAP	POSICION MÍNIMA DEL TAP	POSICION MAXIMA DEL TAP
			Lado HV	Lado LV	Lado HV (p.u.)	Lado LV (p.u.)				
ESTIAJE MAXIMA DEMANDA 2014	Tr2 Machupicchu 220/138kV	Area Sur Este	MACH220	MACH 138 II	1.02	1.02	20.66	0	-10	10
	Tr2 Quencoro 220/138	Area Sur Este	QUEN220	QUEN138	1.02	1.01	5.91	0	-10	10
	tr2 Mazuco	Area Sur Este	MAZUCO138	MAZUCO22.9	1.03	1.01	30.78	0	-10	10
	tr2 cac_171	Area Sur Este	INCA138	YURA6	1.01	1.01	31.42	1	-2	2
	tr2 cac_172	Area Sur Este	INCA138	YURA6	1.01	1.01	31.42	1	-2	2
	tr2 dol_171	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.01	1.03	117.32	-1	-2	2
	tr2 dol_172	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.01	1.03	117.32	-1	-2	2
	tr2 dol_173	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.01	1.03	117.32	-1	-2	2
	tr2 mch_171	Area Sur Este	MACH138	MACH1	1.02	1.02	85.55	0	-2	2
	tr2 mch_172	Area Sur Este	MACH138	MACH2	1.02	1.02	87.59	0	-2	2
	tr2 mch_173	Area Sur Este	MACH138	MACH3	1.02	1.02	86.43	0	-2	2
	tr2 que_131	Area Sur Este	QUEN138	QUE33PM	1.01	1.01	0.00	0	-4	4
	tr2 sga_171	Area Sur Este	SGAB138	SGAB1	1.05	1.01	92.51	1	-2	2
	tr2 sga_172	Area Sur Este	SGAB138	SGAB2	1.05	1.01	92.38	1	-2	2
	tr2 sra_171	Area Sur Este	SRAF138	SRAF10	1.02	1.00	91.19	0	-10	10
	tr2 tin_172	Area Sur Este	TINTA138	T_OXIDOS	1.00	1.02	26.68	-2	-8	8
	tr2 tin_173	Area Sur Este	TINTA138	TINTA10	1.00	0.99	121.10	1	-8	8

*Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3*

**Cuadro 3. 13 Transformadores de dos devanados AOSE – Estiaje Mínima demanda  
2014**

CASO	NOMBRE	RED	BARRAS		TENSION		NIVEL DE CARGA %	POSICION ACTUAL DEL TAP	POSICION MÍNIMA DEL TAP	POSICION MAXIMA DEL TAP
			Lado HV	Lado LV	Lado HV (p.u.)	Lado LV (p.u.)				
ESTIAJE MÍNIMA DEMANDA 2014	Tr2 Machupicchu 220/138kV	Area Sur Este	MACH220	MACH 138 II	1.02	1.02	55.28	0	-10	10
	Tr2 Quencoro 220/138	Area Sur Este	QUEN220	QUEN138	1.02	1.01	17.81	0	-10	10
	tr2 Mazuco	Area Sur Este	MAZUCO138	MAZUCO22.9	1.05	1.03	31.11	0	-10	10
	tr2 cac_171	Area Sur Este	INCA138	YURA6	1.01	0.99	65.47	1	-2	2
	tr2 cac_172	Area Sur Este	INCA138	YURA6	1.01	0.99	65.47	1	-2	2
	tr2 dol_171	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.01	1.02	30.59	-1	-2	2
	tr2 dol_172	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.01	1.02	30.59	-1	-2	2
	tr2 dol_173	Area Sur Este	DOLOR138	DOLOR11	1.01	1.02	30.59	-1	-2	2
	tr2 mch_171	Area Sur Este	MACH138	MACH1	1.02	1.02	85.75	0	-2	2
	tr2 mch_172	Area Sur Este	MACH138	MACH2	1.02	1.02	87.68	0	-2	2
	tr2 mch_173	Area Sur Este	MACH138	MACH3	1.02	1.02	86.51	0	-2	2
	tr2 que_131	Area Sur Este	QUEN138	QUE33PM	1.01	1.01	0.46	0	-4	4
	tr2 sga_171	Area Sur Este	SGAB138	SGAB1	1.04	0.98	74.95	1	-2	2
	tr2 sga_172	Area Sur Este	SGAB138	SGAB2	1.04	0.98	74.95	1	-2	2
	tr2 sra_171	Area Sur Este	SRAF138	SRAF10	1.01	1.02	82.45	-2	-10	10
	tr2 tin_172	Area Sur Este	TINTA138	T_OXIDOS	1.00	1.02	28.51	-2	-8	8
	tr2 tin_173	Area Sur Este	TINTA138	TINTA10	1.00	1.02	109.06	1	-8	8

*Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3*

### 3.3.1.3. Operación de transformadores de tres devanados del área operativa sur este

En los cuadros 3.14, 3.15, 3.16 y 3.17 se muestra la operación de transformadores de tres devanados indicando la cargabilidad, potencia nominal, potencia activa, potencia reactiva y posición de taps en operación normal.

Cuadro 3. 14 Transformadores de tres devanados AOSE – Avenida Máxima demanda 2014

CASO	NOMBRE	RED	BARRAS			TENSION			NIVEL DE CARGA
			Lado HV	Lado MV	Lado LV	Lado HV (p.u.)	Lado MV (p.u.)	Lado LV (p.u.)	
AVENIDA MAXIMA DEMANDA A 2014	tr3 Azangaro Nuevo	Area Sur Este	AZANG138	Azangaro_60	AZANG23	0.98	0.98	0.96	50.82
	tr3 Pto-Mdo	Area Sur Este	PTO_MDO138	PTO_MDO22.9	PTO_MDO10	1.00	0.97	0.97	87.12
	tr3 Quencoro Nuevo	Area Sur Este	QUEN138	Quencoro_34.5	Quencoro_10.5B	1.01	1.04	1.04	35.11
	tr3 Quencoro T47-131	Area Sur Este	QUEN138	Quencoro_34.5	Quencoro_10.5A	1.01	1.04	1.04	33.86
	tr3 T63-121	Area Sur Este	JULIA138	JULIA23	Julia10B	0.95	1.00	1.00	73.50
	tr3 abanc_8001	Area Sur Este	ABAN138	ABAN60	ABAN13	1.02	1.07	1.07	67.54
	tr3 aya_1771	Area Sur Este	AYAV138	AYAV23	AYAV10	0.98	0.98	0.97	40.42
	tr3 aza_1671	Area Sur Este	AZANG138	- Azangaro_60	AZANG23	0.98	0.97	0.96	62.40
	tr3 cac_1371	Area Sur Este	INCA138	CACH33	CACH10	1.01	1.03	1.03	77.19
	tr3 cachim_8001	Area Sur Este	INCA138	INCA60	CACH23	1.01	1.02	1.02	28.14
	tr3 cli_1671	Area Sur Este	CALLA138	CALLAL66	CALLAL23	1.00	1.02	1.02	36.19
	tr3 com_1671	Area Sur Este	COMBA138	COMB66	COMBA24	1.00	1.01	0.99	97.03
	tr3 machup_8001	Area Sur Este	MACH138	MACH60	MACH-10	1.02	1.01	1.02	92.57
	tr3 pun_2171	Area Sur Este	PUN220	PUNO138	PUN10	0.95	0.97	0.90	36.77
	tr3 pun_2172	Area Sur Este	PUNO138	TOTO60	CHUCU23	0.97	1.05	1.04	137.89

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Cuadro 3. 15 Transformadores de tres devanados AOSE – Avenida Mínima demanda 2014

CASO	NOMBRE	RED	BARRAS			TENSION			NIVEL DE CARGA %
			Lado HV	Lado MV	Lado LV	Lado HV (p.u.)	Lado MV (p.u.)	Lado LV (p.u.)	
AVENIDA MINIMA DEMANDA A 2014	tr3 Azangaro Nuevo	Area Sur Este	AZANG138	Azangaro_60	AZANG23	0.96	0.99	0.98	14.22
	tr3 Pto-Mdo	Area Sur Este	PTO_MDO138	PTO_MDO22.9	PTO_MDO10	1.05	0.99	0.99	22.87
	tr3 Quencoro Nuevo	Area Sur Este	QUEN138	Quencoro_34.5	Quencoro_10.5B	1.02	1.01	1.01	10.04
	tr3 Quencoro T47-131	Area Sur Este	QUEN138	Quencoro_34.5	Quencoro_10.5A	1.02	1.01	1.01	9.68
	tr3 T63-121	Area Sur Este	JULIA138	JULIA23	Julia10B	0.97	0.99	1.00	26.50
	tr3 abanc_8001	Area Sur Este	ABAN138	ABAN60	ABAN13	1.03	1.08	1.08	50.07
	tr3 aya_1771	Area Sur Este	AYAV138	AYAV23	AYAV10	0.97	1.01	1.00	18.62
	tr3 aza_1671	Area Sur Este	AZANG138	- Azangaro_60	AZANG23	0.96	0.98	0.98	15.74
	tr3 cac_1371	Area Sur Este	INCA138	CACH33	CACH10	1.02	1.01	1.01	14.25
	tr3 cachim_8001	Area Sur Este	INCA138	INCA60	CACH23	1.02	1.04	1.03	5.26
	tr3 cli_1671	Area Sur Este	CALLA138	CALLAL66	CALLAL23	1.01	1.03	1.03	31.85
	tr3 com_1671	Area Sur Este	COMBA138	COMB66	COMBA24	1.01	0.99	0.99	133.57
	tr3 machup_8001	Area Sur Este	MACH138	MACH60	MACH-10	1.03	1.00	1.00	30.28
	tr3 pun_2171	Area Sur Este	PUN220	PUNO138	PUN10	0.99	0.99	0.96	41.26
	tr3 pun_2172	Area Sur Este	PUNO138	TOTO60	CHUCU23	0.99	1.02	1.02	31.66

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Cuadro 3. 16 Transformadores de tres devanados AOSE – Estiaje Máxima demanda  
2014

CASO	NOMBRE	RED	BARRAS			TENSION			NIVEL DE CARGA %
			Lado HV	Lado MV	Lado LV	Lado HV (p.u.)	Lado MV (p.u.)	Lado LV (p.u.)	
ESTIAJE MAXIMA DEMANDA A 2014	tr3 Azangaro Nuevo	Area Sur Este	AZANG138	Azangaro_60	AZANG23	1.00	1.00	0.99	50.20
	tr3 Pto-Mdo	Area Sur Este	PTO_MDO138	PTO_MDO22.9	PTO_MDO10	1.01	0.98	0.98	87.58
	tr3 Quencoro Nuevo	Area Sur Este	QUEN138	Quencoro_34.5	Quencoro_10.5B	1.01	1.04	1.04	35.73
	tr3 Quencoro T47-131	Area Sur Este	QUEN138	Quencoro_34.5	Quencoro_10.5A	1.01	1.04	1.04	34.46
	tr3 T63-121	Area Sur Este	JULIA138	JULIA23	Julia10B	0.98	1.02	1.03	72.63
	tr3 abanc_8001	Area Sur Este	ABAN138	ABAN60	ABAN13	1.03	1.07	1.07	68.10
	tr3 aya_1771	Area Sur Este	AYAVI138	AYAV23	AYAV10	1.00	1.00	0.99	40.13
	tr3 aza_1671	Area Sur Este	AZANG138	Azangaro_60	AZANG23	1.00	1.00	0.99	61.59
	tr3 cac_1371	Area Sur Este	INCA138	CACH33	CACH10	1.01	1.03	1.02	78.59
	tr3 cachim_8001	Area Sur Este	INCA138	INCA60	CACH23	1.01	1.02	1.02	28.61
	tr3 cli_1671	Area Sur Este	CALLA138	CALLAL66	CALLAL23	1.00	1.02	1.02	35.36
	tr3 com_1671	Area Sur Este	COMBA138	COMB66	COMBA24	1.00	1.01	1.00	68.82
	tr3 machup_8001	Area Sur Este	MACH138	MACH60	MACH-10	1.02	0.98	0.99	94.28
	tr3 pun_2171	Area Sur Este	PUN220	PUNO138	PUN10	0.97	0.99	0.93	32.48
tr3 pun_2172	Area Sur Este	PUNO138	TOTO60	CHUCU23	0.99	1.04	1.03	138.04	

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Cuadro 3. 17 Transformadores de tres devanados AOSE – Estiaje Mínima demanda  
2014

CASO	NOMBRE	RED	BARRAS			TENSION			NIVEL DE CARGA %
			Lado HV	Lado MV	Lado LV	Lado HV (p.u.)	Lado MV (p.u.)	Lado LV (p.u.)	
ESTIAJE MINIMA DEMANDA A 2014	tr3 Azangaro Nuevo	Area Sur Este	AZANG138	Azangaro_60	AZANG23	1.00	1.03	1.02	13.95
	tr3 Pto-Mdo	Area Sur Este	PTO_MDO138	PTO_MDO22.9	PTO_MDO10	1.07	1.00	1.00	22.99
	tr3 Quencoro Nuevo	Area Sur Este	QUEN138	Quencoro_34.5	Quencoro_10.5B	1.01	1.00	1.00	10.34
	tr3 Quencoro T47-131	Area Sur Este	QUEN138	Quencoro_34.5	Quencoro_10.5A	1.01	1.00	1.00	9.97
	tr3 T63-121	Area Sur Este	JULIA138	JULIA23	Julia10B	1.01	1.03	1.04	26.01
	tr3 abanc_8001	Area Sur Este	ABAN138	ABAN60	ABAN13	1.02	1.07	1.07	50.81
	tr3 aya_1771	Area Sur Este	AYAVI138	AYAV23	AYAV10	1.00	1.04	1.04	18.38
	tr3 aza_1671	Area Sur Este	AZANG138	Azangaro_60	AZANG23	1.00	1.03	1.02	15.37
	tr3 cac_1371	Area Sur Este	INCA138	CACH33	CACH10	1.01	1.00	1.00	14.69
	tr3 cachim_8001	Area Sur Este	INCA138	INCA60	CACH23	1.01	1.03	1.02	5.39
	tr3 cli_1671	Area Sur Este	CALLA138	CALLAL66	CALLAL23	1.01	1.03	1.03	30.86
	tr3 com_1671	Area Sur Este	COMBA138	COMB66	COMBA24	1.01	1.00	1.00	51.55
	tr3 machup_8001	Area Sur Este	MACH138	MACH60	MACH-10	1.02	0.99	0.99	31.09
	tr3 pun_2171	Area Sur Este	PUN220	PUNO138	PUN10	1.01	1.02	0.99	20.44
tr3 pun_2172	Area Sur Este	PUNO138	TOTO60	CHUCU23	1.02	1.04	1.03	31.70	

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

\*Los valores en rojo indican el máximo nivel de carga de los transformadores

### **3.3.2. Análisis en Contingencia**

El análisis de contingencias simples comprende desconexiones de diferentes elementos los cuales hacen que varíe significativamente la operación del sistema u ocasionar un colapso, no solo de uno de los sistemas del SEIN si no también el colapso general del sistema.

En ese sentido este análisis de contingencias será mediante la salida de operación de las líneas de transmisión más importantes del área operativa sur este del SEIN, las cuales ocasionan un incumplimiento a los rangos de tolerancia de tensiones de operación en las barras.

#### **3.3.2.1. Salida de las líneas de transmisión en el escenario de Avenida Máxima Demanda**

En el cuadro 3.18 se muestran las tensiones de barras cuando salen las líneas, en el escenario Avenida Máxima Demanda.

Cuadro 3. 18 Tensiones de operación en barras por salida de las Líneas de Transmisión – Avenida Máxima demanda 2014

BARRA	TENSION KV	TENSION OPERACIÓN		TENSION CON SALIDA DE LINEAS																					
				L-1001		L-1002		L-1003		L-1004		L-1005		L-1007		L-1008		L-1009		L-1011		L-1012		L-1020	
		kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
INCA138	138	139.85	1.01	139.00	1.01	138.87	1.01	141.42	1.02	138.41	1.00	139.47	1.01	138.90	1.01	139.88	1.01	139.43	1.01	139.56	1.01	139.64	1.01	139.81	1.01
MACH138	138	141.34	1.02	140.67	1.02	140.79	1.02	141.27	1.02	141.21	1.02	141.15	1.02	141.14	1.02	141.35	1.02	141.17	1.02	141.22	1.02	141.25	1.02	141.32	1.02
QUEN138	138	139.64	1.01	138.96	1.01	138.79	1.01	138.85	1.01	140.23	1.02	139.16	1.01	139.06	1.01	139.67	1.01	139.13	1.01	139.27	1.01	139.36	1.01	139.58	1.01
DOLOR138	138	139.45	1.01	138.73	1.01	138.52	1.00	138.43	1.00	137.68	1.00	139.02	1.01	138.73	1.01	139.49	1.01	138.97	1.01	139.12	1.01	139.20	1.01	139.40	1.01
COMBA138	138	138.50	1.00	138.22	1.00	138.15	1.00	138.19	1.00	138.81	1.01	114.04	0.83	138.30	1.00	138.61	1.00	137.41	1.00	137.39	1.00	137.70	1.00	138.50	1.00
TINTA138	138	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	136.02	0.99	135.50	0.98	136.21	0.99	138.00	1.00
AZANG138	138	135.00	0.98	135.02	0.98	135.03	0.98	135.03	0.98	135.00	0.98	135.07	0.98	135.00	0.98	134.99	0.98	122.24	0.89	132.13	0.96	129.42	0.94	135.08	0.98
AYAVI138	138	135.51	0.98	135.51	0.98	135.51	0.98	135.51	0.98	135.51	0.98	135.52	0.98	135.51	0.98	135.51	0.98	126.26	0.91	130.60	0.95	130.15	0.94	135.53	0.98
ABAN138	138	141.08	1.02	140.77	1.02	140.56	1.02	141.13	1.02	140.53	1.02	140.76	1.02	140.72	1.02	141.10	1.02	140.79	1.02	140.89	1.02	140.95	1.02	141.07	1.02
CALLA138	138	138.28	1.00	138.28	1.00	138.28	1.00	138.27	1.00	138.28	1.00	138.27	1.00	138.28	1.00	137.45	1.00	137.20	0.99	136.89	0.99	137.30	0.99	137.33	1.00
SRAF138	138	137.40	1.00	137.41	1.00	137.42	1.00	137.42	1.00	137.40	1.00	137.44	1.00	137.40	1.00	137.39	1.00	139.22	1.01	135.63	0.98	133.95	0.97	137.45	1.00
SGAB138	138	144.19	1.04	144.19	1.04	144.20	1.04	144.20	1.04	144.19	1.04	144.21	1.04	144.19	1.04	144.19	1.04	141.67	1.03	143.48	1.04	142.81	1.03	144.21	1.04
JULIA138	138	131.43	0.95	131.48	0.95	131.50	0.95	131.52	0.95	131.42	0.95	131.63	0.95	131.43	0.95	131.39	0.95	120.34	0.87	124.18	0.90	122.19	0.89	131.65	0.95
PUN220	220	208.38	0.95	208.42	0.95	208.44	0.95	208.46	0.95	208.38	0.95	208.56	0.95	208.39	0.95	208.35	0.95	198.14	0.90	200.13	0.91	220.38	1.00	208.61	0.95
PUNO138	138	133.38	0.97	133.44	0.97	133.46	0.97	133.48	0.97	133.38	0.97	133.59	0.97	133.39	0.97	133.34	0.97	123.67	0.90	127.44	0.92	145.53	1.05	133.62	0.97
MAZUCO138	138	141.51	1.03	141.52	1.03	141.52	1.03	141.52	1.03	141.51	1.03	141.53	1.03	141.51	1.03	141.51	1.03	138.92	1.01	140.78	1.02	140.10	1.02	141.53	1.03
PTO_MDO138	138	138.55	1.00	138.56	1.00	138.56	1.00	138.56	1.00	138.55	1.00	138.57	1.00	138.55	1.00	138.55	1.00	135.75	0.98	137.76	1.00	137.02	0.99	138.57	1.00
SANT138	138	138.03	1.00	138.03	1.00	138.03	1.00	138.03	1.00	138.03	1.00	138.03	1.00	138.03	1.00	137.93	1.00	137.90	1.00	137.84	1.00	137.90	1.00	137.81	1.00

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

### 3.3.2.2. Salida de las líneas de transmisión en el escenario de Avenida Mínima Demanda

En el cuadro 3.19 se muestran las tensiones de barras cuando salen las líneas, en el escenario Avenida Mínima Demanda.

Cuadro 3. 19 Tensiones de operación en barras por salida de las Líneas de Transmisión – Avenida Mínima demanda 2014

BARRA	TENSION KV	TENSION OPERACIÓN		TENSION CON SALIDA DE LINEAS																											
				L-1001		L-1002		L-1003		L-1004		L-1005		L-1007		L-1008		L-1009		L-1010		L-1011		L-1012		L-1020		L-2030			
		kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.		
INCA138	138	140.71	1.02	140.22	1.02	139.95	1.01	141.36	1.02	140.17	1.02	140.01	1.01	139.76	1.01	140.66	1.02	140.26	1.02	140.03	1.01	139.96	1.01	140.10	1.02	140.66	1.02	140.20	1.02		
MACH138	138	141.66	1.03	140.95	1.02	141.08	1.02	141.61	1.03	141.57	1.03	141.33	1.02	141.44	1.02	141.64	1.03	141.48	1.03	141.39	1.02	141.35	1.02	141.41	1.02	141.65	1.03	141.45	1.03		
QUEN138	138	140.61	1.02	140.20	1.02	140.04	1.01	140.39	1.02	141.03	1.02	139.78	1.01	140.00	1.01	140.56	1.02	140.08	1.02	139.80	1.01	139.71	1.01	139.87	1.01	140.56	1.02	139.99	1.01		
DOLOR138	138	140.52	1.02	140.10	1.02	139.85	1.01	140.20	1.02	139.86	1.01	139.75	1.01	139.78	1.01	140.47	1.02	140.02	1.01	139.76	1.01	139.68	1.01	139.83	1.01	140.47	1.02	139.94	1.01		
COMBA138	138	139.78	1.01	139.64	1.01	139.57	1.01	139.74	1.01	140.04	1.01	134.38	0.97	139.46	1.01	139.62	1.01	138.56	1.00	137.93	1.00	137.37	1.00	137.79	1.00	139.68	1.01	138.10	1.00		
TINTA138	138	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	137.64	1.00	135.98	0.99	134.94	0.98	133.41	0.97	134.19	0.97	137.92	1.00	134.78	0.98		
AZANG138	138	132.82	0.96	132.84	0.96	132.84	0.96	132.84	0.96	132.83	0.96	132.90	0.96	132.82	0.96	132.62	0.96	120.32	0.87	114.35	0.83	122.89	0.89	123.76	0.90	132.83	0.96	124.38	0.90		
AYAVI138	138	133.68	0.97	133.67	0.97	133.67	0.97	133.67	0.97	133.68	0.97	133.66	0.97	133.68	0.97	133.45	0.97	124.55	0.90	120.18	0.87	122.27	0.89	123.81	0.90	133.63	0.97	124.95	0.91		
ABAN138	138	141.82	1.03	141.71	1.03	141.40	1.02	141.70	1.03	141.40	1.02	141.23	1.02	141.63	1.03	141.78	1.03	141.52	1.03	141.36	1.02	141.30	1.02	141.39	1.02	141.80	1.03	141.46	1.03		
CALLA138	138	138.85	1.01	138.85	1.01	138.85	1.01	138.85	1.01	138.85	1.01	138.86	1.01	138.85	1.01	138.73	1.01	137.80	1.00	137.26	0.99	136.36	0.99	136.80	0.99	137.52	1.00	137.12	0.99		
SRAF138	138	134.75	0.98	134.76	0.98	134.76	0.98	134.76	0.98	134.76	0.98	134.80	0.98	134.75	0.98	134.63	0.98	136.28	0.99	113.24	0.82	128.57	0.93	129.11	0.94	134.76	0.98	129.50	0.94		
SGAB138	138	141.35	1.02	141.35	1.02	141.35	1.02	141.35	1.02	141.35	1.02	141.37	1.02	141.35	1.02	141.30	1.02	138.35	1.00	135.95	0.99	138.87	1.01	139.09	1.01	141.35	1.02	139.25	1.01		
JULIA138	138	134.09	0.97	134.15	0.97	134.16	0.97	134.15	0.97	134.12	0.97	134.39	0.97	134.10	0.97	133.84	0.97	125.10	0.91	120.84	0.88	147.64	1.07	121.84	0.88	134.20	0.97	121.50	0.88		
PUN220	220	217.76	0.99	217.82	0.99	217.84	0.99	217.83	0.99	217.80	0.99	218.10	0.99	217.77	0.99	217.49	0.99	210.02	0.95	206.36	0.94	230.10	1.05	232.22	1.06	217.90	0.99	187.15	0.85		
PUNO138	138	136.40	0.99	136.46	0.99	136.48	0.99	136.47	0.99	136.44	0.99	136.72	0.99	136.41	0.99	136.17	0.99	129.31	0.94	125.97	0.91	148.38	1.08	150.12	1.09	136.53	0.99	121.02	0.88		
MAZUCO138	138	143.22	1.04	143.23	1.04	143.23	1.04	143.23	1.04	143.23	1.04	143.24	1.04	143.22	1.04	143.17	1.04	140.16	1.02	137.70	1.00	140.69	1.02	140.92	1.02	143.23	1.04	141.07	1.02		
PTO_MDO138	138	144.89	1.05	144.89	1.05	144.90	1.05	144.89	1.05	144.89	1.05	144.91	1.05	144.89	1.05	144.84	1.05	141.72	1.03	139.18	1.01	142.28	1.03	142.51	1.03	144.89	1.05	142.67	1.03		
SANT138	138	139.00	1.01	139.00	1.01	139.00	1.01	139.00	1.01	139.00	1.01	139.01	1.01	139.00	1.01	138.99	1.01	138.88	1.01	138.81	1.01	138.69	1.01	138.75	1.01	138.88	1.01	138.79	1.01		

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

### 3.3.2.3. Salida de las líneas de transmisión en el escenario de Estiaje Máxima Demanda

En el cuadro 3.20 se muestran las tensiones de barras cuando salen las líneas, en el escenario Estiaje Máxima Demanda.

Cuadro 3. 20 Tensiones de operación en barras por salida de las Líneas de Transmisión – Estiaje Máxima demanda 2014

BARRA	TENSIÓN KV	TENSIÓN OPERACIÓN		TENSIÓN CON SALIDA DE LINEAS																									
				L-1001		L-1002		L-1003		L-1004		L-1005		L-1006		L-1007		L-1008		L-1009		L-1010		L-1012		L-1020			
		kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
INCA138	138	139.63	1.01	138.66	1.00	138.57	1.00	141.83	1.03	138.68	1.00	139.18	1.01	139.47	1.01	138.34	1.00	139.57	1.01	139.40	1.01	139.29	1.01	139.52	1.01	139.52	1.01	139.52	1.01
MACH138	138	141.37	1.02	140.59	1.02	140.77	1.02	141.36	1.02	141.24	1.02	141.08	1.02	141.30	1.02	141.03	1.02	141.34	1.02	141.26	1.02	141.21	1.02	141.32	1.02	141.32	1.02	141.32	1.02
QUEN138	138	139.22	1.01	138.47	1.00	138.27	1.00	138.14	1.00	139.62	1.01	138.68	1.00	139.03	1.01	138.42	1.00	139.14	1.01	138.95	1.01	138.80	1.01	139.08	1.01	139.08	1.01	139.08	1.01
DOLOR138	138	139.09	1.01	138.28	1.00	138.07	1.00	137.70	1.00	137.93	1.00	138.60	1.00	138.91	1.01	138.11	1.00	139.03	1.01	138.84	1.01	138.71	1.01	138.97	1.01	138.97	1.01	138.97	1.01
COMBA138	138	137.86	1.00	137.53	1.00	137.45	1.00	137.42	1.00	138.11	1.00	112.71	0.82	137.67	1.00	137.44	1.00	137.65	1.00	137.21	0.99	136.88	0.99	137.39	1.00	137.62	1.00	137.62	1.00
TINTA138	138	137.99	1.00	137.92	1.00	137.91	1.00	137.93	1.00	138.06	1.00	138.28	1.00	138.07	1.00	137.89	1.00	137.58	1.00	136.90	0.99	136.34	0.99	136.95	0.99	137.77	1.00	137.77	1.00
AZANG138	138	138.46	1.00	138.44	1.00	138.45	1.00	138.46	1.00	138.49	1.00	138.66	1.00	131.77	0.95	138.42	1.00	138.26	1.00	132.32	0.96	129.15	0.94	135.16	0.98	138.43	1.00	138.43	1.00
AYAVI138	138	138.29	1.00	138.25	1.00	138.25	1.00	138.27	1.00	138.34	1.00	138.50	1.00	-	-	138.23	1.00	138.03	1.00	133.83	0.97	131.53	0.95	135.39	0.98	138.18	1.00	138.18	1.00
ABAN138	138	141.55	1.03	141.24	1.02	141.06	1.02	141.86	1.03	141.16	1.02	141.14	1.02	141.47	1.03	141.51	1.03	141.51	1.03	141.42	1.02	141.35	1.02	141.48	1.03	141.51	1.03	141.51	1.03
CALLA138	138	138.32	1.00	138.28	1.00	138.28	1.00	138.29	1.00	138.36	1.00	138.47	1.00	138.35	1.00	138.27	1.00	137.55	1.00	137.73	1.00	137.43	1.00	137.75	1.00	137.19	0.99	137.19	0.99
SRAF138	138	140.52	1.02	140.51	1.02	140.51	1.02	140.53	1.02	140.54	1.02	140.65	1.02	136.46	0.99	140.50	1.02	140.40	1.02	142.12	1.03	131.83	0.96	138.52	1.00	140.51	1.02	140.51	1.02
SGAB138	138	145.40	1.05	145.39	1.05	145.39	1.05	145.40	1.05	145.40	1.05	145.45	1.05	143.78	1.04	145.39	1.05	145.35	1.05	144.47	1.05	143.43	1.04	144.60	1.05	145.39	1.05	145.39	1.05
JULIA138	138	134.65	0.98	134.67	0.98	134.68	0.98	134.71	0.98	134.68	0.98	134.95	0.98	125.07	0.91	134.64	0.98	134.47	0.97	129.56	0.94	126.85	0.92	128.32	0.93	134.75	0.98	134.75	0.98
PUN220	220	212.82	0.97	212.82	0.97	212.82	0.97	212.85	0.97	212.84	0.97	213.08	0.97	203.44	0.92	212.80	0.97	212.65	0.97	208.15	0.95	205.60	0.93	220.94	1.00	212.90	0.97	212.90	0.97
PUNO138	138	136.11	0.99	136.12	0.99	136.13	0.99	136.16	0.99	136.13	0.99	136.39	0.99	126.81	0.92	136.10	0.99	135.94	0.99	131.73	0.95	129.35	0.94	144.27	1.05	136.22	0.99	136.22	0.99
MAZUCO138	138	142.70	1.03	142.70	1.03	142.70	1.03	142.71	1.03	142.71	1.03	142.76	1.03	141.05	1.02	142.70	1.03	142.66	1.03	141.75	1.03	140.68	1.02	141.89	1.03	142.70	1.03	142.70	1.03
PTO_MDO138	138	139.74	1.01	139.74	1.01	139.74	1.01	139.74	1.01	139.75	1.01	139.79	1.01	137.95	1.00	139.73	1.01	139.69	1.01	138.71	1.01	137.55	1.00	138.85	1.01	139.73	1.01	139.73	1.01
SANT138	138	138.03	1.00	138.02	1.00	138.02	1.00	138.02	1.00	138.03	1.00	138.05	1.00	138.03	1.00	138.02	1.00	137.93	1.00	137.95	1.00	137.92	1.00	137.95	1.00	137.82	1.00	137.82	1.00

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3



### 3.3.2.4. Salida de las líneas de transmisión en el escenario de Estiaje Mínima Demanda

En el cuadro 3.21 se muestran las tensiones de barras cuando salen las líneas, en el escenario Estiaje Mínima Demanda.

Cuadro 3. 21 Tensiones de operación en barras por salida de las Líneas de Transmisión – Estiaje Mínima demanda 2014

BARRA	TENSION KV	TENSION OPERACIÓN		TENSION CON SALIDA DE LINEAS																											
				L-1001		L-1002		L-1003		L-1004		L-1005		L-1006		L-1007		L-1008		L-1009		L-1010		L-1011		L-1012		L-1020		L-2030	
		kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
INCA138	138	139.63	1.01	139.06	1.01	138.84	1.01	140.55	1.02	139.31	1.01	138.81	1.01	139.44	1.01	138.71	1.01	139.66	1.01	139.58	1.01	139.51	1.01	139.54	1.01	139.57	1.01	139.60	1.01	139.59	1.01
MACH138	138	141.10	1.02	140.47	1.02	140.60	1.02	141.06	1.02	141.02	1.02	140.74	1.02	141.04	1.02	140.90	1.02	141.10	1.02	141.08	1.02	141.05	1.02	141.07	1.02	141.09	1.02	141.08	1.02		
QUEN138	138	139.47	1.01	139.03	1.01	138.87	1.01	139.20	1.01	139.85	1.01	138.47	1.00	139.23	1.01	138.89	1.01	139.51	1.01	139.41	1.01	139.32	1.01	139.36	1.01	139.40	1.01	139.43	1.01	139.42	1.01
DOLOR138	138	139.40	1.01	138.93	1.01	138.69	1.00	138.99	1.01	138.98	1.01	138.47	1.00	139.17	1.01	138.68	1.00	139.43	1.01	139.34	1.01	139.26	1.01	139.29	1.01	139.33	1.01	139.35	1.01	139.35	1.01
COMBA138	138	138.83	1.01	138.71	1.01	138.65	1.00	138.80	1.01	139.11	1.01	133.84	0.97	138.51	1.00	138.53	1.00	138.88	1.01	138.68	1.00	138.47	1.00	138.34	1.00	138.48	1.00	138.76	1.01	138.59	1.00
TINTA138	138	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	138.00	1.00	137.78	1.00	137.42	1.00	136.76	0.99	137.11	0.99	138.00	1.00	137.39	1.00
AZANG138	138	138.49	1.00	138.50	1.00	138.50	1.00	138.50	1.00	138.50	1.00	138.55	1.00	131.95	0.96	138.49	1.00	138.46	1.00	134.50	0.97	132.43	0.96	135.04	0.98	135.09	0.98	138.52	1.00	135.16	0.98
AYAVI138	138	138.26	1.00	138.26	1.00	138.26	1.00	138.26	1.00	138.26	1.00	138.26	1.00	-	-	138.26	1.00	138.26	1.00	135.52	0.98	134.02	0.97	134.60	0.98	135.05	0.98	138.26	1.00	135.41	0.98
ABAN138	138	140.80	1.02	140.74	1.02	140.45	1.02	140.73	1.02	140.41	1.02	140.11	1.02	140.73	1.02	140.70	1.02	140.80	1.02	140.77	1.02	140.73	1.02	140.71	1.02	140.74	1.02	140.80	1.02	140.76	1.02
CALLA138	138	138.84	1.01	138.84	1.01	138.84	1.01	138.84	1.01	138.84	1.01	138.85	1.01	138.85	1.01	138.84	1.01	138.70	1.01	138.72	1.01	138.54	1.00	138.14	1.00	138.34	1.00	137.62	1.00	138.50	1.00
SRAF138	138	139.92	1.01	139.93	1.01	139.93	1.01	139.93	1.01	139.93	1.01	139.96	1.01	135.98	0.99	139.93	1.01	139.91	1.01	140.95	1.02	133.65	0.97	137.85	1.00	137.87	1.00	139.94	1.01	137.91	1.00
SGAB138	138	143.58	1.04	143.59	1.04	143.59	1.04	143.59	1.04	143.58	1.04	143.60	1.04	142.01	1.03	143.58	1.04	143.58	1.04	142.86	1.04	142.04	1.03	142.75	1.03	142.77	1.03	143.59	1.04	142.78	1.03
JULIA138	138	139.43	1.01	139.47	1.01	139.48	1.01	139.48	1.01	139.46	1.01	139.64	1.01	129.72	0.94	139.44	1.01	139.35	1.01	136.57	0.99	135.10	0.98	145.45	1.05	133.42	0.97	139.53	1.01	132.85	0.96
PUN220	220	221.70	1.01	221.73	1.01	221.74	1.01	221.74	1.01	221.73	1.01	221.91	1.01	211.10	0.96	221.71	1.01	221.61	1.01	219.18	1.00	217.88	0.99	226.92	1.03	229.34	1.04	221.82	1.01	204.91	0.93
PUNO138	138	140.87	1.02	140.91	1.02	140.92	1.02	140.92	1.02	140.90	1.02	141.10	1.02	131.42	0.95	140.88	1.02	140.78	1.02	138.60	1.00	137.43	1.00	146.23	1.06	148.20	1.07	140.98	1.02	132.50	0.96
IMAZUCO138	138	145.49	1.05	145.50	1.05	145.50	1.05	145.50	1.05	145.50	1.05	145.51	1.05	143.89	1.04	145.50	1.05	145.49	1.05	144.76	1.05	143.92	1.04	144.65	1.05	144.66	1.05	145.50	1.05	144.68	1.05
PTO_MDO138	138	147.20	1.07	147.21	1.07	147.21	1.07	147.21	1.07	147.21	1.07	147.22	1.07	145.54	1.05	147.20	1.07	147.20	1.07	146.44	1.06	145.57	1.05	146.33	1.06	146.34	1.06	147.21	1.07	146.36	1.06
SANT138	138	138.96	1.01	138.96	1.01	138.96	1.01	138.96	1.01	138.96	1.01	138.96	1.01	138.96	1.01	138.96	1.01	138.96	1.01	138.95	1.01	138.93	1.01	138.87	1.01	138.90	1.01	138.83	1.01	138.92	1.01

Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

(\*) Los valores en rojo indican que las tensiones de operación están fuera del valor de tolerancia de  $\pm 5\%$  de la tensión nominal en la barra.

### **3.4. DIAGNOSTICO DE LA OPERACIÓN ACTUAL ESCENARIO 2014**

Esta información se muestra en el contexto del capítulo 3 con los resultados del análisis de Flujos de carga, que permite verificar el cumplimiento de las restricciones planteadas y los estados de operación resultantes.

#### **3.4.1. Diagnóstico del Análisis en Operación Normal**

En los cuadros N° 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9, se muestran los resultados de las tensiones de operación en las principales barras del AOSE, así como la cargabilidad en las líneas de transmisión principales del AOSE.

Una vez implementados los resultados del análisis en el simulador de red y realizadas las verificaciones se observa que; el AOSE en:

En el cuadro 3.6, escenario avenida máxima demanda, con excepción de la tensión de operación en la barra de San Gabán 138kV que opera a 145kV, se observa que la tensión de operación en la barra de Juliaca 138 kV opera al límite con un valor de 131.41 kV o 0.95 p.u.,

En el cuadro 3.7, escenario avenida mínima demanda, la barra de Puerto Maldonado 138 kV opera a 144.89 kV o 1.06 p.u. la cual también se encuentra operando al límite.

En el cuadro 3.8, escenario estiaje máxima demanda, con excepción de la tensión de operación en la barra de San Gabán 138kV que opera a 145kV, se observa que no hay mayores problemas en la operación de las barras.

En el cuadro 3.9, escenario estiaje mínima demanda, la barra de Puerto Maldonado 138 kV opera a 147.20 kV o 1.07 p.u. y la barra de Mazuco 138kV opera a 145.49 kV o 1.05 p.u., las cuales se encuentran operando al límite.

Estos problemas de regulación de tensión deben ser resueltos por los operadores del sistema eléctrico, por lo general las demás barras no presentan problemas relevantes para la regulación de la tensión.

Así mismo, los resultados que se observan en los cuadros N° 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9 muestran resultados de cargabilidad de las líneas de transmisión del área operativa sur este en condiciones de operación normal, es así que los valores de cargabilidad están dentro del rango de trabajo.

Los cuadros N° 3.10, 3.11, 3.12 y 3.13, muestran la operación de transformadores de dos devanados indicando básicamente la cargabilidad de estos en condiciones de operación normal.

De los cuadros anteriormente mencionados se observa que los tres transformadores de potencia de la subestación de Dolorespata operan a una cargabilidad de 117.32%, el transformador de Tinta opera a 121.10%, se demuestra que estos transformadores operan por encima de su capacidad nominal y teniendo en cuenta los transformadores de San Gabán que operan a 98.26% y 98.26%, para que en un futuro se realice el cambio o ampliación de los transformadores.

Los cuadros N° 3.14, 3.15, 3.16 y 3.17, muestran la operación de transformadores de tres devanados indicando básicamente la cargabilidad de estos en condiciones de operación normal.

De los cuadros anteriormente mencionados se observa que los transformadores de potencia de Puno y Combapata operan por encima de su capacidad nominal, con los siguientes valores, transformador de Puno opera a 138.04% y el transformador de Combapata opera a 133.57%, estos problemas de cargabilidad en los transformadores ya sea de dos o tres devanados deben ser resueltos por los operadores del sistema eléctrico y prever futuras sobrecargas en los transformadores que están por alcanzar su límite.

Los enlaces que interconectan el área operativa sur este con el SEIN, así como las áreas 12 y 13, tienen una capacidad de transmisión limitada, la desconexión imprevista de uno de estos enlaces, puede ocasionar desconexiones en cascadas y culminar con la interrupción total o parcial del suministro en el área operativa sur este.

### **3.4.2. Diagnóstico del Análisis en Contingencia**

En el análisis de contingencias (salida de operación de líneas), mostrados en los cuadros N° 3.18, 3.19, 3.20 y 3.21, muestra que la salida imprevista de las líneas de transmisión que se describen a continuación, ocasionan que se incumpla con los rangos de tolerancia de tensiones en las barras.

**L-1005:** la salida de esta línea provoca que la tensión en la barra de COMBA138, en el escenario de avenida máxima demanda opere a 0.83 p.u. y para el escenario de estiaje en máxima demanda opere a 0.82 p.u, lo que indica que dicha barra opera por debajo de 0.95 p.u. de la tensión nominal.

**L-1006:** la salida de esta línea provoca que las tensiones en las barras de JULIA138, PUN220 y PUNO138, en escenario de estiaje máxima demanda operen a 0.91 p.u., 0.92 p.u. y 0.92 p.u respectivamente lo cual hace que trabajen por debajo del 0.95 p.u. de la tensión nominal, y para un escenario de estiaje mínima demanda operan JULIA138 en 0.94 p.u., PUN220 en 0.95 p.u. y PUNO138 en 0.96 que hace que trabajen en sus límites de operación, al mismo tiempo la salida de esta línea L-1005 provoca que las líneas L-1011 y L-1012, operen a casi el 100% de su cargabilidad.

**L-1009:** la salida de esta línea provoca que las tensiones en las barras de AZANG138, AYAVI138, JULIA138, PUN220 y PUNO138 operen por debajo de 0.95 p.u. de la tensión nominal, para todos los escenarios analizados, también provocan una sobrecarga de 135.63% en la línea L-1010 para un escenario de

avenida máxima demanda y una sobrecarga de 148.27% en la misma línea L-1010 para un escenario de avenida mínima demanda.

**L-1010:** la salida de esta línea provoca que las tensiones en las barras de AZANG138, AYAVI138, SRAF138, JULIA138, PUN220 y PUNO138 operen por debajo de 0.95 p.u. de la tensión nominal, para todos los escenarios analizados, también provocan una sobrecarga de 155.19% en la línea L-1009 y 106.48 en la línea L-1006 para un escenario de avenida mínima demanda.

**L-1011:** la salida de esta línea provoca que las tensiones de operación en las barras de AZANG138 a 0.89 p.u., AYAVI138 a 0.89 p.u., SRAF138 a 0.93 p.u., JULIA138 a 0.90 p.u., PUN220 a 0.91 p.u. y PUNO138 0.92 p.u., operen por debajo de 0.95 p.u. de la tensión nominal, en ciertos los escenarios, así como también operan por encima del límite de su tensión nominal como son las barras de JULIA138 a 1.07 p.u., PUN220 a 1.05 p.u. y PUNO138 1.08 p.u., también provocan una sobrecarga de 138.23% y 168.52% en la línea L-1006/2 para un escenario de avenida máxima demanda y avenida mínima demanda respectivamente.

**L-1012:** la salida de esta línea provoca que las tensiones de operación en las barras de AZANG138 a 0.89 p.u., AYAVI138 a 0.89 p.u., SRAF138 a 0.93 p.u., JULIA138 a 0.90 p.u., PUN220 a 0.91 p.u. y PUNO138 0.92 p.u., operen por debajo de 0.95 p.u. de la tensión nominal, en ciertos los escenarios, así como también operan por encima del límite de su tensión nominal como son las barras de JULIA138 a 1.07 p.u., PUN220 a 1.05 p.u. y PUNO138 1.08 p.u., también provocan una sobrecarga de 138.23% y 168.52% en la línea L-1006/2 para un escenario de avenida máxima demanda y avenida mínima demanda respectivamente.

**L-2030:** la salida de esta línea provoca que las tensiones en las barras de JULIA138, PUN220 y PUNO138 operen por debajo de 0.95 p.u. de la tensión

nominal, también provocan una sobrecarga de 145.78% en la línea L-1006 para un escenario de avenida mínima demanda.

### 3.4.3. Instalaciones críticas

Según el estudio que realizó el COES del área operativa sur este de SEIN, se establece como instalaciones críticas del AOSE las siguientes líneas.

Cuadro 3. 22 Líneas de Transmisión críticas del Área Operativa Sur Este

INSTALACIONES CRITICAS
Línea L-1008 (Tintaya - Callalli)
Línea L-1011 (Azangaro - Juliaca)
Línea L-1005 (Tintaya - Quencoro)
Línea L-1009 (Azangaro - San Rafael)
Línea L-1010 (Azangaro - San Gaban)
Línea L-1006 (Tintaya - Azangaro)
Línea L-2030 (Moquegua - Puno)

*Fuente: COES-SINAC*

Esto concluye que las instalaciones que actualmente operan, podrían colapsar en condiciones de operación normal, debido al crecimiento de la demanda para los años siguientes, con el ingreso de nuevas demandas de energía y peor aún en condiciones de contingencia (salidas de operación de líneas de transmisión).

Es necesario realizar una reconfiguración de la topología de las instalaciones eléctricas, puesto que están alcanzando su capacidad nominal y otras que ya están operando a su capacidad nominal, es importante evaluar la incorporación de nuevas instalaciones como; centrales eléctricas, líneas de transmisión e incorporar nuevos o reemplazar transformadores de potencia en subestaciones críticas.

## Capítulo IV

# DIAGNOSTICO ACTUAL DE LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUI II

---

### 4.1. INTRODUCCIÓN

La empresa Central Hidroeléctrica de Langui S.A., es propietaria de la Central Hidroeléctrica de Langui I, ubicada en la provincia de Canas, departamento del Cusco. La central capta un caudal de 3.5 m<sup>3</sup>/s del río Hercca y aprovecha una caída bruta de 118 m aproximadamente, obteniendo una potencia instalada de 3.2 MW.

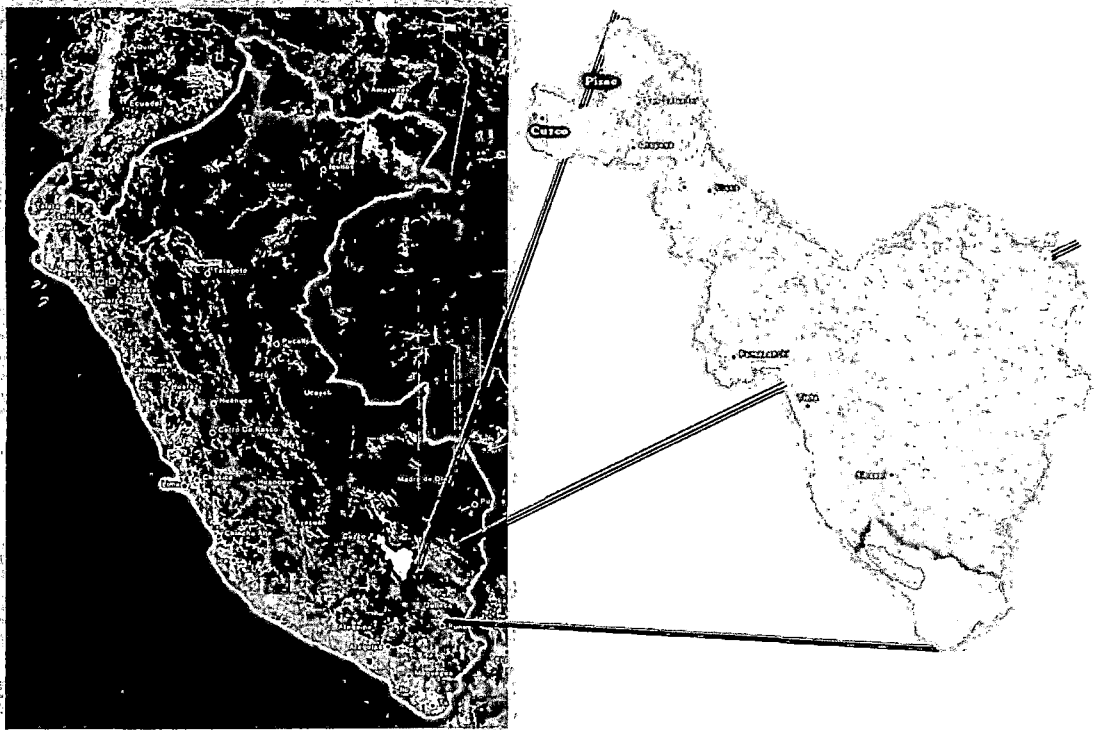
La central se ubica en la cuenca del río Hercca, que se alimenta del agua embalsada en la Laguna Langui-Layo. El agua de la Laguna Languí-Layo es vertida al río Languí y captada 10 km aguas abajo mediante una toma de fondo en el río Hercca (continuación del río Langui), a una elevación de 3926 msnm, luego es conducida a través de un canal de 1.8 km hasta una cámara de carga, de donde parten dos tuberías forzadas que alimentan a dos grupos generadores. La restitución de las aguas se realiza al mismo río Hercca.

Considerando los recursos disponibles, se ha determinado de que existe recurso hidrológico con características apropiadas para generación hidroeléctrica adicional al instalado en la actualidad; razón por la cual se desarrollaron los estudios básicos para determinar la capacidad de la ampliación de la central C.H. Langui I. Mediante estos estudios, se determinó que la central tiene el potencial suficiente para obtener una potencia instalada total de 6.1 MW, mediante la instalación de 2.9 MW adicionales, dicha de ampliación se llama Central Hidroeléctrica de Langui II.

#### 4.2. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUI II

La Central Hidroeléctrica de Langui II, está ubicada en la cuenca de la Laguna Langui-Layo del distrito de Langui, de la provincia de Canas, del departamento de Cusco, a una altitud de 3800 msnm. El clima de la zona es relativamente templado con constantes tormentas de lluvia y descargas atmosféricas en épocas de avenida. La topografía del área comprende en su mayoría desfiladeros estrechos con paredes abruptas con zonas en las que existe una alta probabilidad de caída de rocas

Figura 4. 1 Ubicación de la Laguna Langui – Layo



#### 4.3. CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUI II

La C.H. Langui II utilizará las aguas del río Hercca, el caudal del río Hercca proviene del embalse de la laguna Langui-Layo ubicada aguas arriba de la toma de fondo de la C.H. Langui, las aguas del río Hercca son derivadas de la toma de fondo a un canal, el cual conduce el agua a la cámara de carga.



Finalmente, una tubería forzada conduce el agua a la turbina, cuyo eje se encuentra a 3800 msnm. La altura bruta es igual a 116 m. Así mismo el agua turbinada será devuelta al río Hercca mediante un canal de descarga

La Central Hidroeléctrica Langui II está equipada con una turbina francis con caudal de diseño igual a 3 m<sup>3</sup>/seg, tendrá una capacidad instalada de 2,9 MW y estará ubicada aproximadamente a 12 km. de la subestación Puente Arturo, y el nivel de tensión de generación se proyecta en 2.3 kV.

#### 4.3.1. Equipamiento de la C.H. Langui II

Los principales componentes del equipamiento mecánico y eléctrico que conformará la C.H. Langui II son los siguientes:

##### 4.3.1.1. Turbina

En la casa de máquinas se instalara una turbina Francis de eje horizontal con las siguientes características técnicas:

Cuadro 4. 1 Datos de la turbina.

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICADO
<b>DATOS GENERALES</b>		
Tipo		Francis
Altitud de instalación	msnm	3800
Normas de fabricación		ASME / ASTM
Número de unidades		1
<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS</b>		
Disposición del eje		Horizontal
Altura bruta	m	118,19
Altura neta	m	115,71
Caudal nominal	m <sup>3</sup> /s	3
Potencia nominal	MW	3,1
Velocidad de rotación	rpm	600
Velocidad de embalamiento (estabilizada durante 5 min.)	rpm	900

*Fuente: Central Hidroeléctrica de Langui S.A*

#### **4.3.1.2. Regulador de Velocidad**

El gobernador será del tipo digital electrónico para regulación PID y controlará la operación de la Unidad, incluyendo las secuencias de arranque, sincronización, carga y parada de la misma.

Deberá controlar la velocidad de la unidad en forma estable entre “cero” y “carga máxima”, operando de manera aislada o integrada a la red.

#### **4.3.1.3. Generador Síncrono**

El alternador deberá ser del tipo sincrónico, trifásico, enfriado por aire, con rotor de polos salientes y eje horizontal, para ser movido por una turbina hidráulica tipo Francis. La máxima capacidad normal continua a factor de potencia 0.90, velocidad y frecuencia nominales, voltaje nominal entre 95% y 105%, aumento de temperatura sin exceder 80°C sobre 40°C del aire que sale de los enfriadores, deberá ser coordinada con la potencia máxima entregada por la turbina.

### **4.4. SUBESTACIÓN LANGUI**

La Subestación Langui se encuentra ubicada en la casa de máquinas de la C.H. Langui II, a una altitud aproximada de 3800 m.s.n.m.

La Subestación Langui eleva el nivel de tensión de generación de 2,3 kV a 22,9 kV contando para ello con un transformador de potencia de 3,5 MVA y las celdas de maniobra y control necesarias para los niveles de tensión mencionados, el pórtico en 22,9 kV contará con el equipamiento de maniobras, protección y medición necesarios para conectar la subestación Langui con la subestación Puente Arturo.

#### **4.4.1. Equipamiento de la Subestación Langui de 2,3/22,9 kV**

La Subestación Langui está ubicada adyacente a la casa de máquinas. La subestación Langui, en relación a la C.H. Langui II, estará constituida por los siguientes equipos:

#### 4.4.1.1. Transformador de Potencia

El suministro comprende un transformador trifásico de potencia de 4 MVA, 22,9/2,3 kV completo con cambiador de derivaciones en vacío y accesorios.

Cuadro 4. 2 Datos del transformador de potencia.

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICADO
<b>DATOS GENERALES</b>		
Tipo		Trifásico
Numero de unidades		1
Altitud de instalación	msnm	3800
<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS</b>		
Frecuencia nominal	Hz	60
Potencia nominal	MVA	4
Tensión nominal		
Devanado primario	kV	22,9 ± 2x2,5%
Devanado secundario	kV	2,3
Nivel de aislamiento alta tensión		
Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50 del aislamiento externo	kVp.v.	270
Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50 del aislamiento interno	kVp.v.	230,6
Número de bornes		3
Conexión en AT		Yn
Nivel de aislamiento media tensión y neutro		
Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial	kVrms	15,9
Número de bornes		3
Conexión en MT		Δ
Grupo de conexión		YNd11
Tensión de corto circuito a 75 °C	%	8
Temperatura máxima a potencia nominal (ONAN) y a 40 °C de temperatura ambiente y 4000 msnm:		
En arrollamiento (métodos de resistencia)	°C	65
En el aceite, parte superior (medido con termómetro)	°C	60
Clase de aislamiento del bobinado		Clase A

Fuente: Central Hidroeléctrica de Langui S.A

#### 4.5. LÍNEA DE TRASMISIÓN EN 22.9 KV LANGUI – PUENTE ARTURO

La Línea de Transmisión Langui-Puente Arturo, actualmente en 22 kV, operará a un nivel de tensión igual a 22,9 kV considerando su enlace con la subestación Puente Arturo, en la que se dispone de espacio suficiente para la implementación de las ampliaciones previstas en la subestación Puente Arturo.

La línea tiene una longitud aproximada de 12 km., atravesando las jurisdicciones territoriales de las provincias de Canas y Canchis pertenecientes al departamento de Cusco.

Cuadro 4. 3 Ubicación de la línea de transmisión.

Línea de Transmisión	Región	Provincia	Distrito
S.E Langui	Cusco	Canas	Langui
S.E Puente Arturo		Canchis	Sicuani

*Fuente: Central Hidroeléctrica de Langui S.A*

##### 4.5.1. Equipamiento de la Línea de Transmisión en 22,9 kV

Las características generales de la línea de transmisión en 22,9 kV se muestran en el cuadro 4.4, la Línea de Transmisión estará prevista ser montada utilizando estructuras de concreto armado centrifugado (C<sup>o</sup>A<sup>o</sup>C<sup>o</sup>) para una simple terna sin cable de guarda.

Las cadenas de aisladores tanto de alineamiento como de anclaje serán del tipo polimérico para el nivel de tensión correspondiente a la Línea de Transmisión.

Cuadro 4. 4 Datos de la línea de transmisión en 22.9 kV.

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICADO
Tensión Nominal	kV	22,9
N° de circuitos	Simple Terna	1
Longitud	km	12
Tipo de conductor		AAAC
Sección Nominal	mm <sup>2</sup>	120
Diametro exterior	mm	14
Tiro de rotura	kN	52,27
Resistencia eléctrica a 20°C	ohm/km	0,264

*Fuente: Central Hidroeléctrica de Langui S.A*

#### 4.5.2. Selección del Trazo

Para la definir la mejor alternativa para el trazo de ruta de la línea de transmisión, se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Plantear un trazo de ruta, tratando de minimizar la longitud de la línea y el número de ángulos.
- Evitar el recorrido de la línea por zonas protegidas por el Ministerio de Cultura (antes Instituto Nacional de Cultura – INC), tales como zonas arqueológicas.
- Evitar el recorrido de la línea por zonas densamente pobladas, terrenos de difícil acceso para el montaje u otros terrenos que presente algún tipo de problema tales como terrenos inundables y geológicamente inestables.
- Aproximarse a trochas y caminos de accesos existentes, de modo que se facilite el transporte y el montaje en la ejecución de la obra.

Sin embargo, dado que la línea de simple terna en 22,9 kV existente y operativa cuenta con caminos de acceso para el montaje electromecánico y futuros trabajos de mantenimiento, se optará por implementar la nueva línea de transmisión por la misma ruta que la existente.

#### 4.5.3. Gestión de Servidumbre

De acuerdo a la regla 219.B.4. del Código Nacional de Electricidad – Suministro (CNE), el ancho mínimo de la Faja de Servidumbre a lo largo de toda la línea de transmisión de 22,9 kV será de 11 m, tal como se muestra en cuadro 4.5.

Cuadro 4. 5 Anchos mínimos de las fajas de servidumbre.

TENSION NOMINAL (kV)	ANCHO (m)
De 10 kV a 15 kV	6 m.
De 20 kV - 36 kV	11 m.
De 60 kV – 70 kV	16 m.
De 115 kV – 145 kV	20 m.
Hasta 220 kV	25 m.

*Fuente: CNE – Suministro*

#### 4.5.4. Cable de Guarda

La necesidad de cable de guarda o simples astas sobre los soportes de la línea de transmisión y de la subestación, depende del nivel cerámico de la zona, considerando el cuadro 4.6 y el nivel cerámico de la ubicación de la línea de transmisión y la subestación, que está por debajo de los 70 días de tormenta al año, determina que la categoría es de Medio a Alto.

Cuadro 4. 6 Categorías de nivel cerámico.

CATEGORIA	NIVEL CERAUNICO
Bajo	30 a 50
Medio	50 a 70
Alto	70 a 100
Muy Alto	Mayor que 100

*Fuente: CNE – Suministro*

Por ende se concluye que la línea de transmisión y la subestación no requieren de cable de guarda.

#### 4.5.5. Características del Equipamiento

##### 4.5.5.1. Postes y Crucetas

Los postes serán de concreto armado centrifugado de 13m de longitud los cuales serán empotrados o izados sobre cimientos de concreto.

Las características de los postes de concreto, de acuerdo al proceso de fabricación estipulado en la norma NTP 339.027, son las siguientes:

Cuadro 4. 7 Características de los postes de concreto.

CARACTERÍSTICAS	VALOR ESPECIFICADO
Material	Concreto Armado Centrifugado
Longitud	15 m
Longitud de Empotramiento	1,5 m
Longitud Libre de Poste	13,5 m
Resistencia Mínima a la Compresión	28 MPa (a los 28 días)
Carga de trabajo	400 kg
Coefficiente de Seguridad	3
Diámetro en la punta	210 mm
Diámetro en la base	435 mm
Tipo de Cemento	Pórtland Tipo I

*Fuente: Central Hidroeléctrica de Langui S.A*

##### 4.5.5.2. Conductores

Evaluado el tipo, material y sección óptima del conductor, se concluye que para el enlace de transmisión de la C.H. Langui al SEIN, se utilizará conductor de aleación de aluminio de 120 mm<sup>2</sup>, fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B99 o IEC 1089.

A continuación se describe las características técnicas del conductor a implementarse en la terna en 22,9 kV:

Cuadro 4. 8 Características del conductor.

CARACTERÍSTICAS	VALOR ESPECIFICADO
Material	Aleación de Aluminio - AAAC
Sección Nominal	120,00 mm <sup>2</sup>
Número de Hilos	19
Diámetro del Conductor	14,00 mm
Diámetro del hilo	2,913 mm
Peso del Conductor	347,5 kg/km
Carga de rotura	3 976 kgf
Capacidad de Corriente	400 A
Resistencia Eléctrica	0,264 Ω/km (a 20°C)

Fuente: Central Hidroeléctrica de Langui S.A

#### 4.5.5.3. Aisladores

El aislador utilizado en la línea de transmisión para la interconexión de la C.H. Langui al SEIN es del Tipo Standard (Disco) y que tiene las siguientes características:

Cuadro 4. 9 Características del aislador.

CARACTERÍSTICAS	VALOR ESPECIFICADO
Material	Porcelana
Tipo	Standard
Acoplamiento	Bola casquillo IEC, 16 mm.
Espaciamiento	146 mm.
Distancia de fuga mínima	300 mm.
Diámetro	273 mm.
Carga electromecánica mínima de rotura	80 kN.
Sostenimiento a frecuencia Industrial	
En seco	80 kV
Bajo lluvia	50 kV
Sostenimiento bajo onda Impulso	
Positivo	125 kV
Negativo	130 kV
Tensión de perforación	110 kV
Peso aproximado	3.5 kg

Fuente: Central Hidroeléctrica de Langui S.A



#### 4.6. SUBESTACIÓN PUENTE ARTURO

En esta parte se enmarca la ampliación de la subestación Puente Arturo que permitirá interconectar la energía proveniente de las centrales hidroeléctricas de Langui y Hercca al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, como también suministrar de energía a la localidad de Sicuani.

La subestación Puente Arturo se encuentra ubicada en el extremo sur de la ciudad de Sicuani, en el sector de Puente Arturo, en el distrito de Sicuani de la provincia de Canchis en el departamento del Cusco, a 300 metros de la pista asfaltada Cusco-Puno y a 30 metros de la vía Sicuani-Langui.

La ampliación estará ubicada dentro de los límites de la subestación existente, para lo cual se construirá todo un nuevo patio de llaves, sala de control y vigilancia. La S.E. Puente Arturo contará con un transformador trifásico de 22,9/66/10 kV de 12/12/6 MVA y sus respectivos equipos de maniobras, la ampliación de la subestación Puente Arturo contará con una bahía de llegada en 22,9 kV y dos bahías de salida, una en 66 kV y la otra en 10 kV.

##### 4.6.1. Nivel de Tensión de Servicio

El nivel de tensión de servicio u operación de la Subestación según el diseño (Norma IEC-60038) se muestra a continuación:

Cuadro 4. 10 Nivel de tensión de servicio.

NIVEL DE TENSION (kV)	TENSION MAXIMA DEL EQUIPO (kV)
66	72,5
22,9	24
10	12

Fuente: Central Hidroeléctrica de Langui S.A

Los niveles de tensión han sido seleccionados considerando que la interconexión del sistema se realizará a través de la derivación de la línea Combapata - Sicuani cuyo nivel de tensión es de 66 kV, en tanto que el nivel de tensión de 22.9 kV ha sido seleccionado considerando que las dos fuentes de generación de la C.H. Hercca I, C.H. Hercca II y C.H. Langui I y la C.H. Langui II se conectarán a través de una línea de 22,9 kV, en tanto que el nivel de tensión de 10 kV ha sido seleccionado considerando que el sistema eléctrico de la ciudad de Sicuani es igual a 10 kV.

El nivel de tensión de servicio varía a lo largo de la red, razón por la cual surge el concepto de Tensión Máxima de Equipo que es la máxima tensión que debe soportar el equipamiento en este nivel de tensión.

En el lado de 66 kV no habrá sistema de barras pero sí un pórtico de línea para recibir la línea en 66 kV que viene de la estructura 90 de la Línea en 66 kV Combapata - Sicuani. La conexión entre equipos 66 kV será con el mismo conductor flexible de AAAC 185 mm<sup>2</sup> que será utilizado en la línea de transmisión.

#### **4.6.2. Equipamiento en la Subestación Puente Arturo**

La Subestación Puente Arturo se encuentra ubicada en el extremo sur de la ciudad de Sicuani, en el sector de Puente Arturo, distrito de Sicuani, provincia Canchis y departamento de Cusco, se emplaza a una altitud media de 3661,6 msnm en un área de 1040 m<sup>2</sup>, estará constituida por los siguientes equipos:

##### **4.6.2.1. Transformador de Potencia**

El suministro comprende un transformador trifásico de potencia de 22,9/66/10 kV de 12/12/6 MVA.

Cuadro 4. 11 Datos del transformador de potencia.

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICADO
<b>DATOS GENERALES</b>		
Numero de arrollamientos		3
Altitud de instalación	msnm	3661,6
		IEC 60076
		IEC 60137
		IEC 60354
Normas de Fabricación		IEC 60296
		IEC 60156
		IEC 60214
		IEC 60551
<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS</b>		
Frecuencia nominal	Hz	60
Potencia nominal (ONAN/ONAF)	MVA	12/12/6
Tensión nominal		
Devanado primario	kV	66 ± 3x2,5%
Devanado secundario	kV	22,9
Devanado terciario	kV	10
Nivel de aislamiento muy alta tensión y neutro		
Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50 del aislamiento externo	kVp.v.	697,5
Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50 del aislamiento interno	kVp.v.	505,5
Número de bornes		3
Conexión en AT		Yn
Nivel de aislamiento alta tensión y neutro		
Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial	kVrms	77,5
Número de bornes		3
Conexión en MT		Yn
Nivel de aislamiento media tensión		
Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial	kVrms	43,4
Número de bornes		3
Conexión en MT		D
Grupo de conexión		YNynd5
Tensión de corto circuito a 75 °C	%	7/4/3
Temperatura máxima a potencia nominal (ONAN) y a 40 °C de temperatura ambiente y 4000 msnm:		
En arrollamiento (métodos de resistencia)	°C	65
En el aceite, parte superior (medido con termómetro)	°C	60
Clase de aislamiento del bobinado		Clase A

Fuente: Central Hidroeléctrica de Langui S.A

## Capítulo V

# PROPUESTA DE INTERCONEXIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUI II AL SEIN

---

### 5.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se evalúa el impacto de la conexión de la central hidroeléctrica de Langui II al Sistema Interconectado Nacional (SEIN) para el año 2014, tomando especial atención en el sistema eléctrico aledaño a la mencionada instalación.

Esta parte en si comprende todas las instalaciones requeridas para interconectar la nueva central hidroeléctrica de Langui II de 2,90 MW, compuesta por una unidad de generación de 3,5 MVA, a través de un transformador de potencia de 2,3/22,9 kV a la subestación Langui en 22,9 kV que a su vez se interconecta con la Subestación Puente Arturo mediante una línea de transmisión en 22,9 kV de 12 km.

### 5.2. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

El estudio se realiza para determinar los tiempos críticos de despeje de falla, en: las líneas de transmisión 22.9 kV Lanqui – Puente Arturo, 22.9 kV Hercca – Puente Arturo; en las barras: 22.9 kV de Langui, Hercca y Puente Arturo, para analizar los efectos sobre las instalaciones del SEIN (ángulos de los rotores de generadores).

### 5.3. METODOLOGÍA

Para determinar los tiempos críticos de despeje de falla se genera eventos de fallas de los elementos mencionados anteriormente. Dentro de los eventos de falla tenemos: corto circuito monofásico a tierra y fallas trifásicas

Para todo este análisis se ha utilizado el programa de sistemas de potencia **DigSILENT PowerFactory Versión 14.1.3.**

#### 5.3.1. Características del generador analizado.

Cuadro 5. 1 Parámetros eléctricos del generador síncrono.

CARACTERISTICAS	VALOR ESPECIFICADO
Tensión	2,3 kV
Potencia	3,3 MVA
Factor de potencia	0.9
Velocidad Nominal	600 r.p.m.
Turbina	Francis

*Fuente: C.H. Langui S.A.*

#### 5.3.2. Características de las fallas en las líneas de transmisión.

##### 1. FALLA TRIFÁSICA

Se realizará la falla trifásica en líneas y barras, con las siguientes características:

- FASES : R, S y T cortocircuitadas
- IMPEDANCIA DE FALLA : 0 Ohm

##### 2. FALLA MONOFÁSICA A TIERRA

Se realizará la falla Monofásica en líneas y barras, con las siguientes características:

- FASES : R a tierra
- IMPEDANCIA DE FALLA : 0 Ohm

### 5.3.3. Escenario de estudio.

Se analizara en el escenario de:

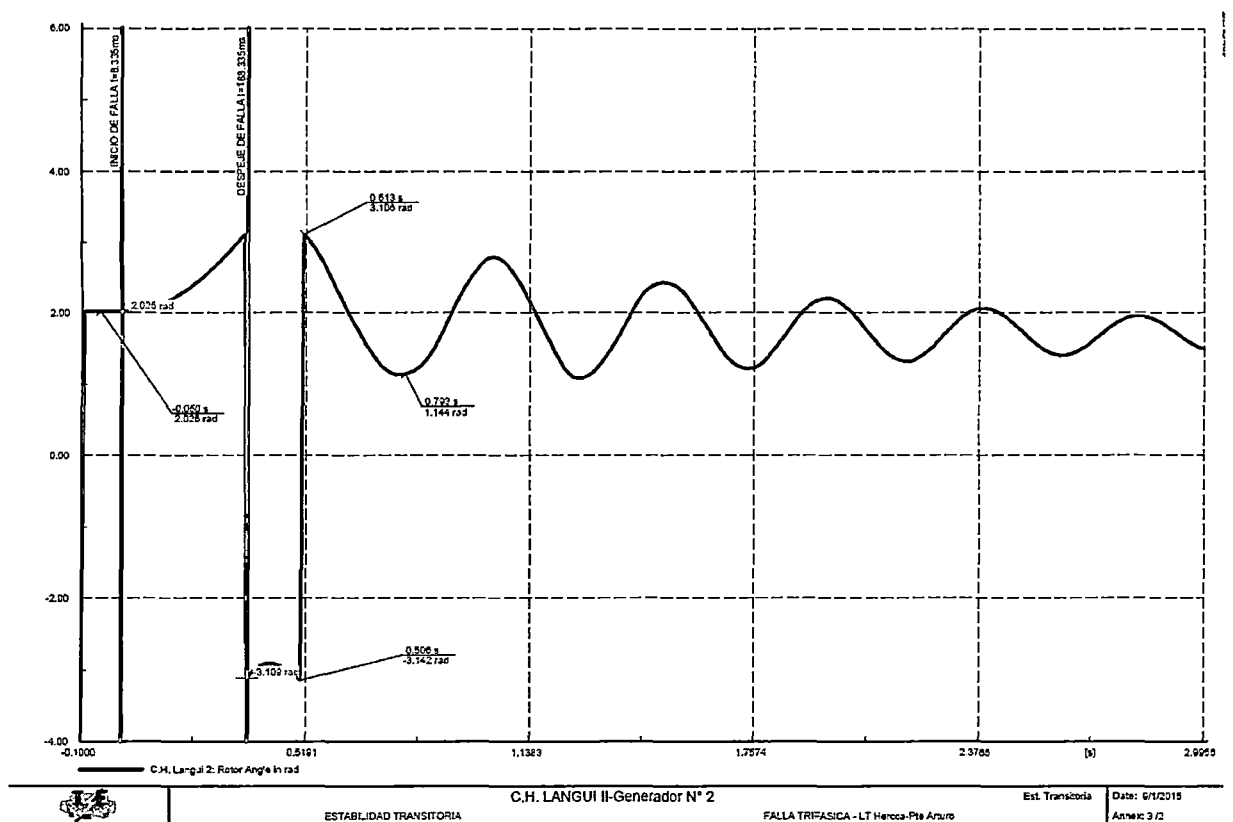
- Escenario 1 - Avenida Máxima Demanda 2014

## 5.4. SIMULACIONES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.

### 5.4.1. Análisis de fallas en la Línea Langui – Puente Arturo 22.9 kV.

- Avenida Máxima Demanda 2014 – FALLA TRIFASICA

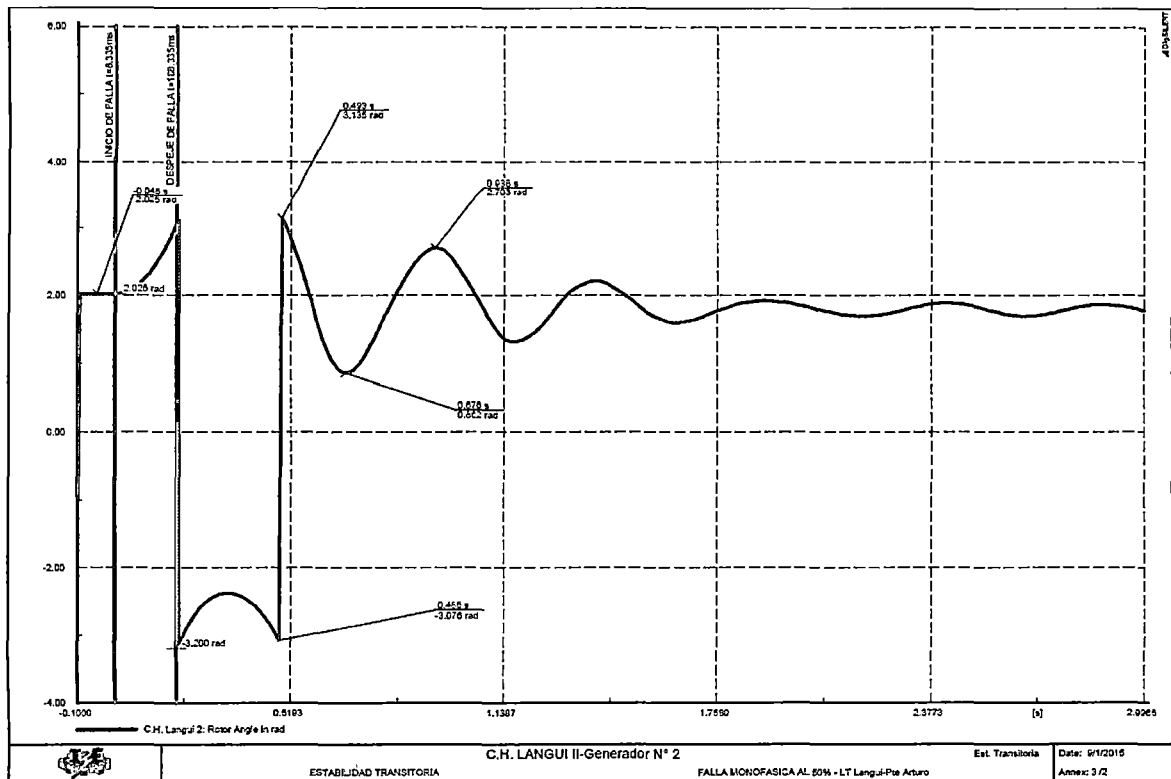
Figura 5.1 – Ángulo de rotor del generador Langui II.



Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

- **Avenida Máxima Demanda 2014 – FALLA MONOFASICA**

Figura 5.2 – Ángulo de rotor del generador Langui II.



Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

De las Figuras mostradas anteriormente se puede apreciar que el ángulo del rotor del generador de la Central Hidroeléctrica de Langui II, recupera la estabilidad después de despejada la falla. En este sentido, los tiempos críticos de despeje de falla encontrados son mostrados en el Cuadro 5.2.

Cuadro 5. 2 Tiempos críticos de despeje de falla.

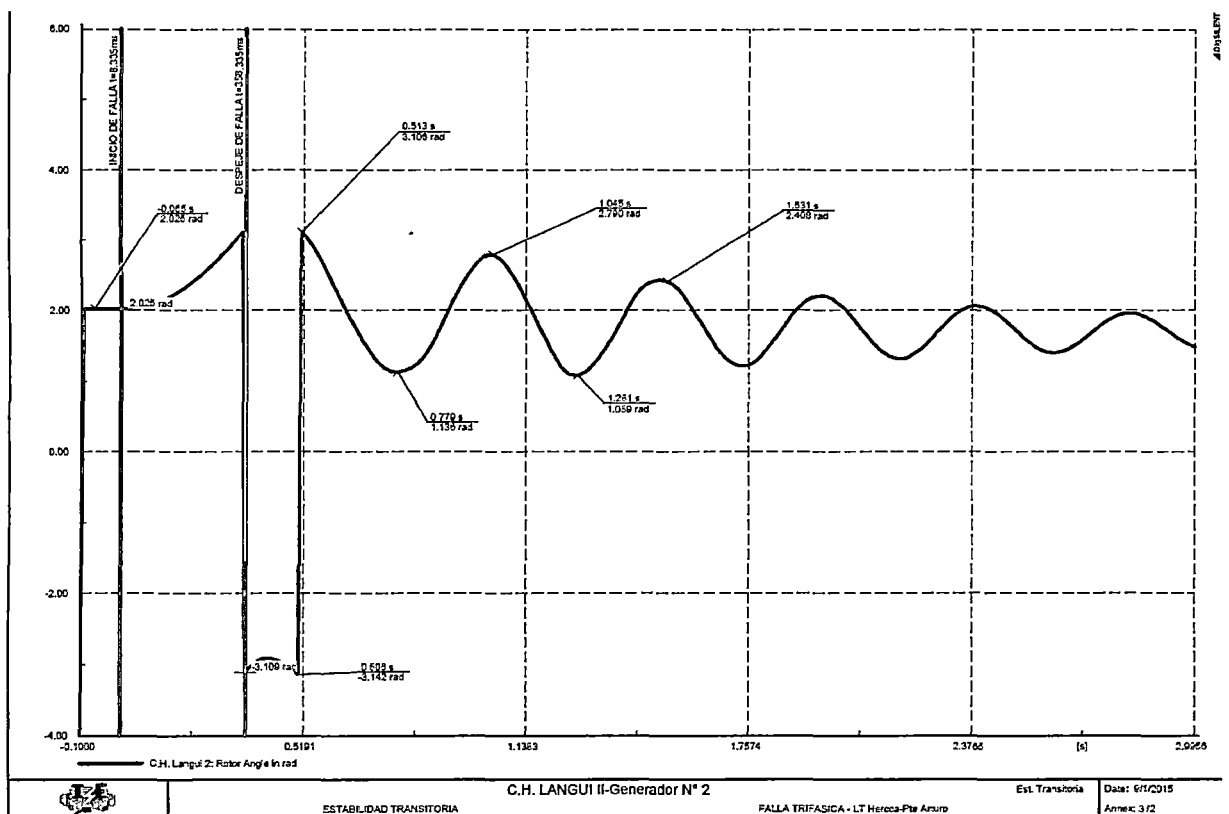
CASO	TIPO DE FALLA	CCT(S)
Avenida Máxima Demanda 2014	Trifásica	>1.0
	Monofásica	>1.0

Del cuadro anterior podemos apreciar que para el caso y fallas mostrados, el tiempo crítico de despeje de falla es mayor a 1.00 s, esto resulta debido a la gran configuración del sistema, el cual responde positivamente frente a estos eventos.

#### 5.4.2. Análisis de fallas en la Línea Hercca – Puesto Arturo 22.9 kV.

- Avenida Máxima Demanda 2014 – FALLA TRIFASICA

Figura 5.3 – Ángulo de rotor del generador Langui II.

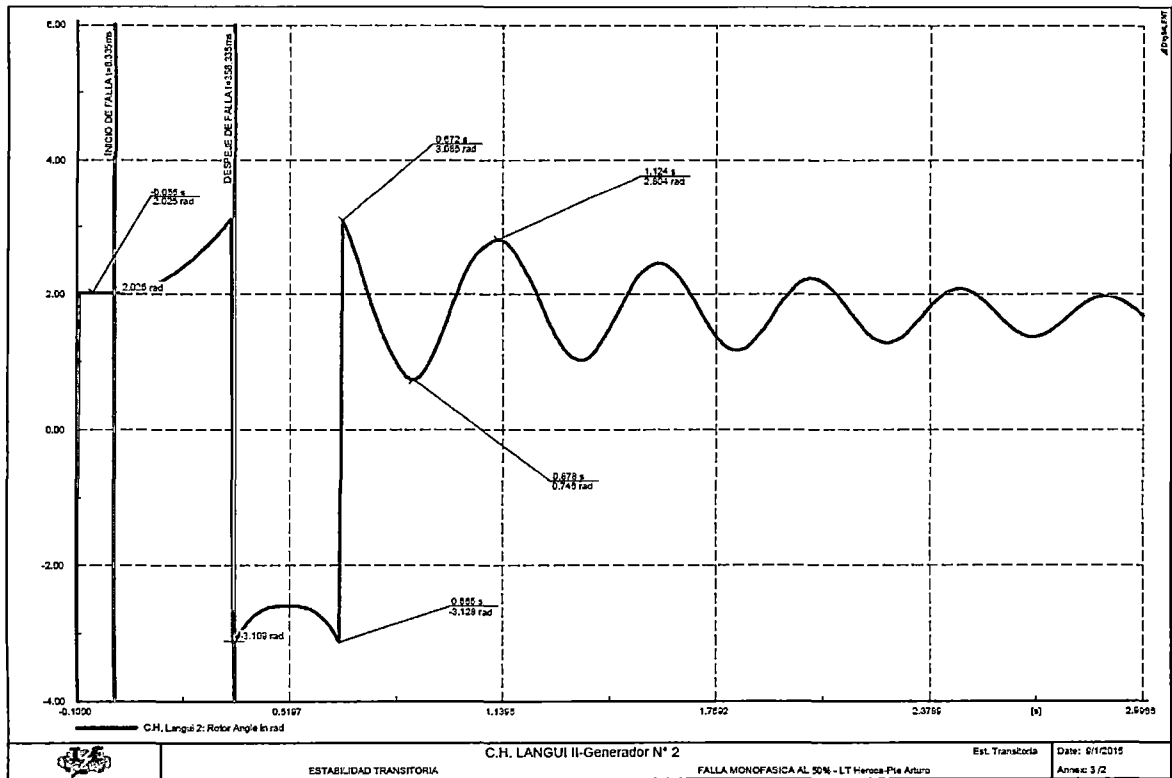


Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3



- Avenida Máxima Demanda 2014 – FALLA MONOFASICA

Figura 5.4 – Ángulo de rotor del generador Langui II.



Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

De las Figuras mostradas anteriormente se puede apreciar que el ángulo del rotor del generador de la Central Hidroeléctrica de Langui II, recupera la estabilidad después de despejada la falla. En este sentido, los tiempos críticos de despeje de falla encontrados son mostrados en el Cuadro 5.3.

Cuadro 5.3 Tiempos críticos de despeje de falla.

CASO	TIPO DE FALLA	CCT(S)
Avenida Máxima Demanda 2014	Trifásica	>1.0
	Monofásica	>1.0

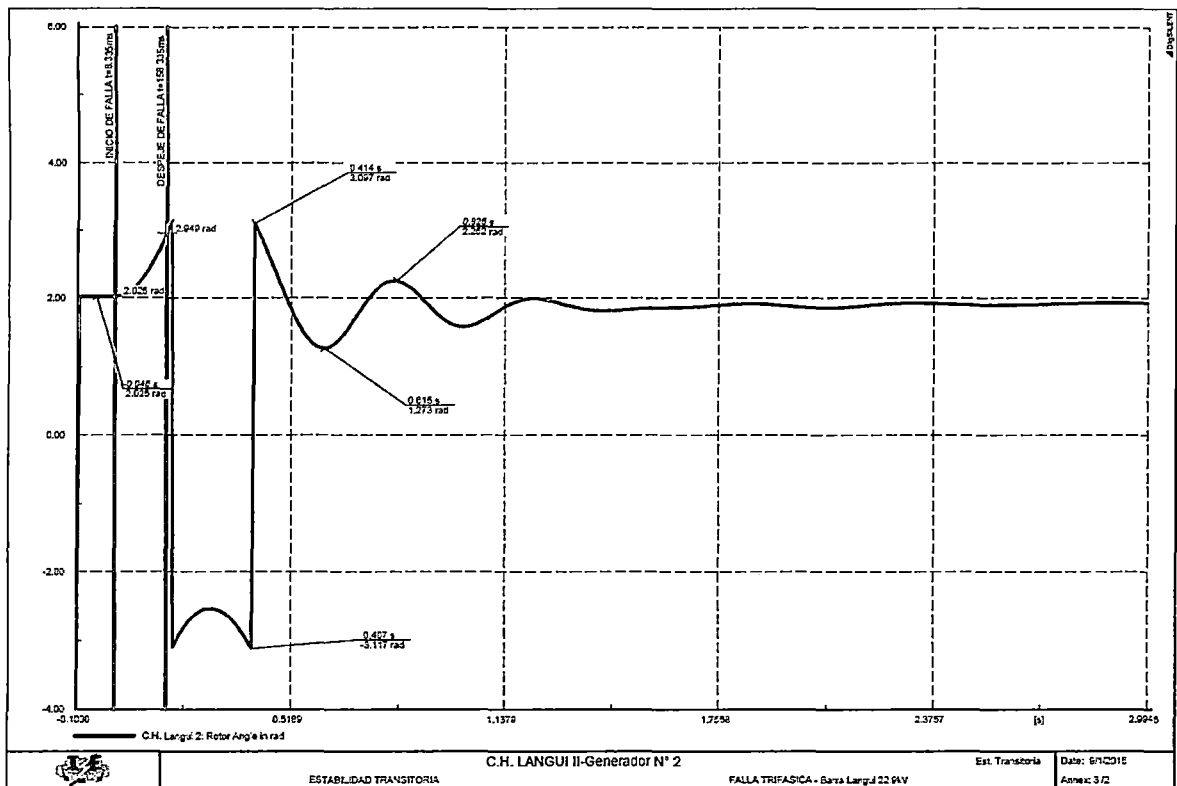
Del cuadro anterior podemos apreciar que para el caso y fallas mostrados, el tiempo crítico de despeje de falla es mayor a 1.00 s, esto resulta debido a la gran configuración del sistema, el cual responde positivamente frente a estos eventos.

### 5.4.3. Análisis de fallas en la Barra Langui 22.9 kV.

En este numeral se realizaron las simulaciones de cortocircuito en la barra Langui 22.9 kV, viéndose las respuestas de los ángulos de los rotores para el generador de la Central Hidroeléctrica de Langui II.

- **Avenida Máxima Demanda 2014 – FALLA TRIFASICA**

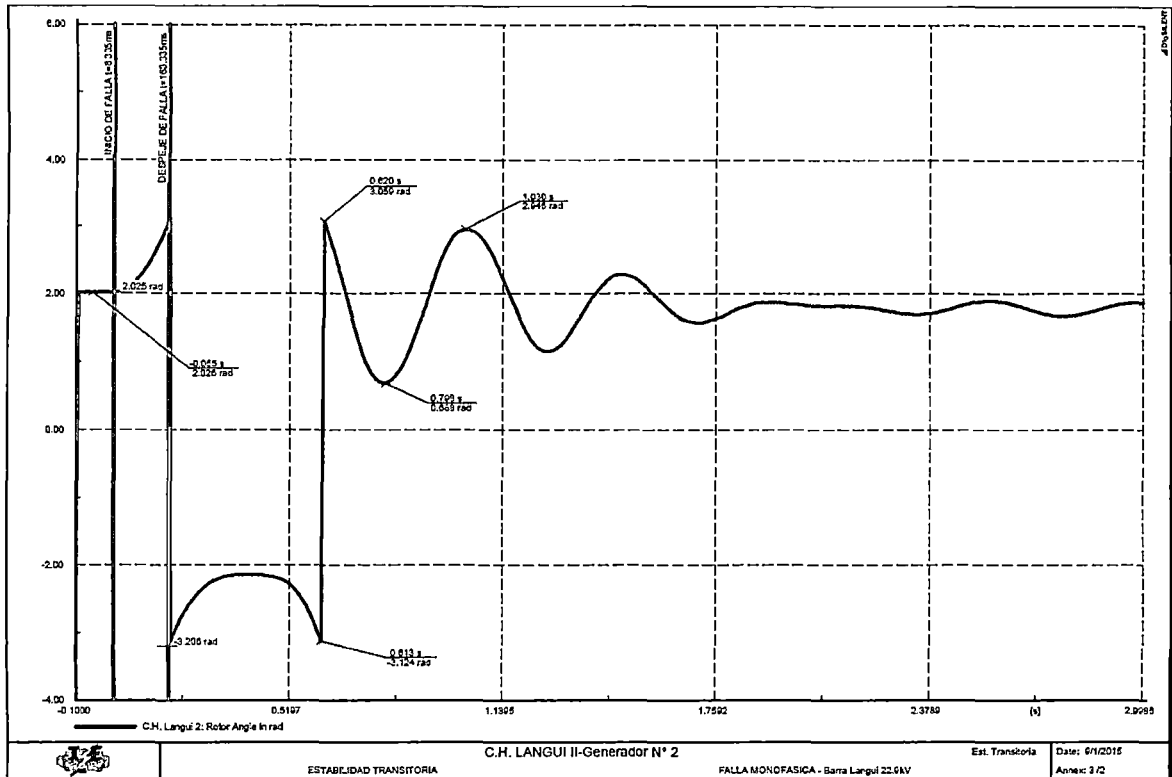
Figura 5.5 – Ángulo de rotor del generador Langui II.



Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

- Avenida Máxima Demanda 2014 – FALLA MONOFASICA

Figura 5.6 – Ángulo de rotor del generador Langui II.



Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Similarmente a los ítems anteriores, se puede aseverar que, ante fallas (Trifásicas y Monofásicas) en las barra de Langui 22.9 kV, el sistema no tiene riesgo de pérdida de estabilidad y los tiempos críticos de despeje de falla, para el escenario planteado, resultan ser mucho mayores a 1.0 segundo, como se muestra en el Cuadro 5.4.

Cuadro 5. 4 Tiempos críticos de despeje de falla.

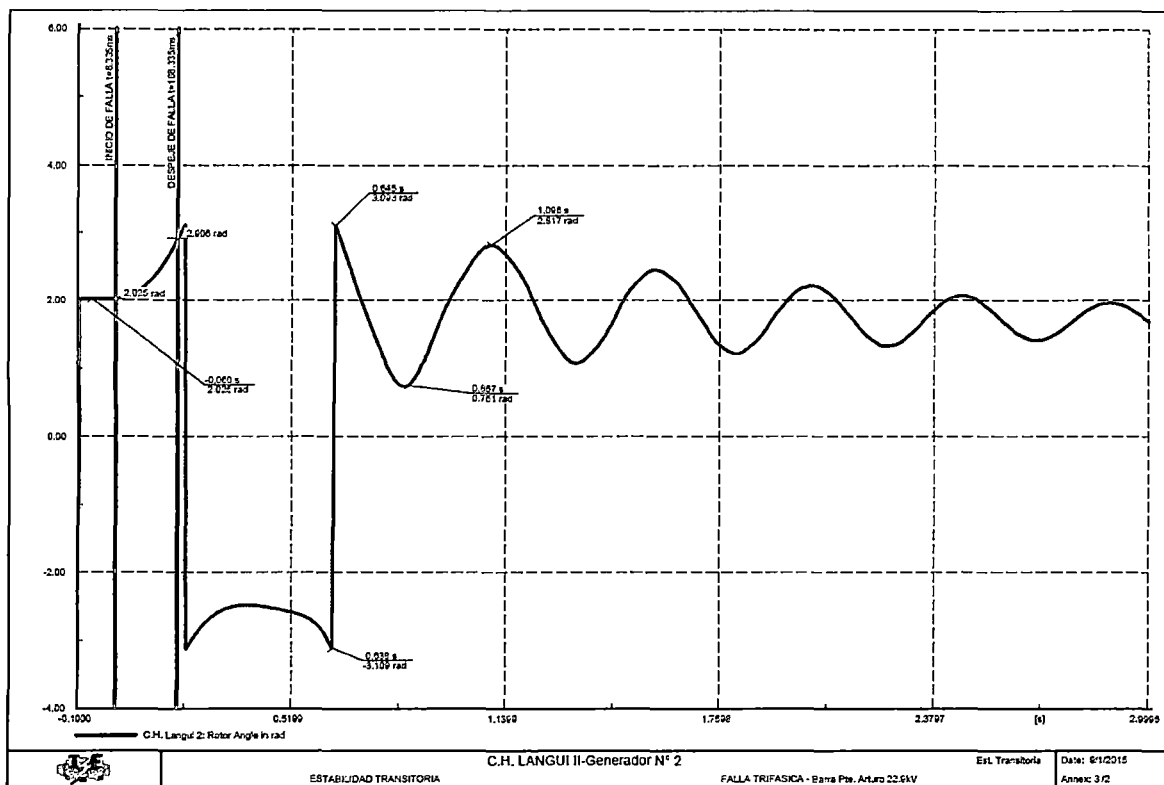
CASO	TIPO DE FALLA	CCT(S)
Avenida Máxima Demanda 2014	Trifásica	>1.0
	Monofásica	>1.0

#### 5.4.4. Análisis de fallas en la Barra Puento Arturo 22.9 kV.

En este numeral se realizaron las simulaciones de cortocircuito en la barra Puento Arturo 22.9 kV, viéndose las respuestas de los ángulos de los rotores para el generador de la Central Hidroeléctrica de Langui II.

- Avenida Máxima Demanda 2014 – FALLA TRIFASICA

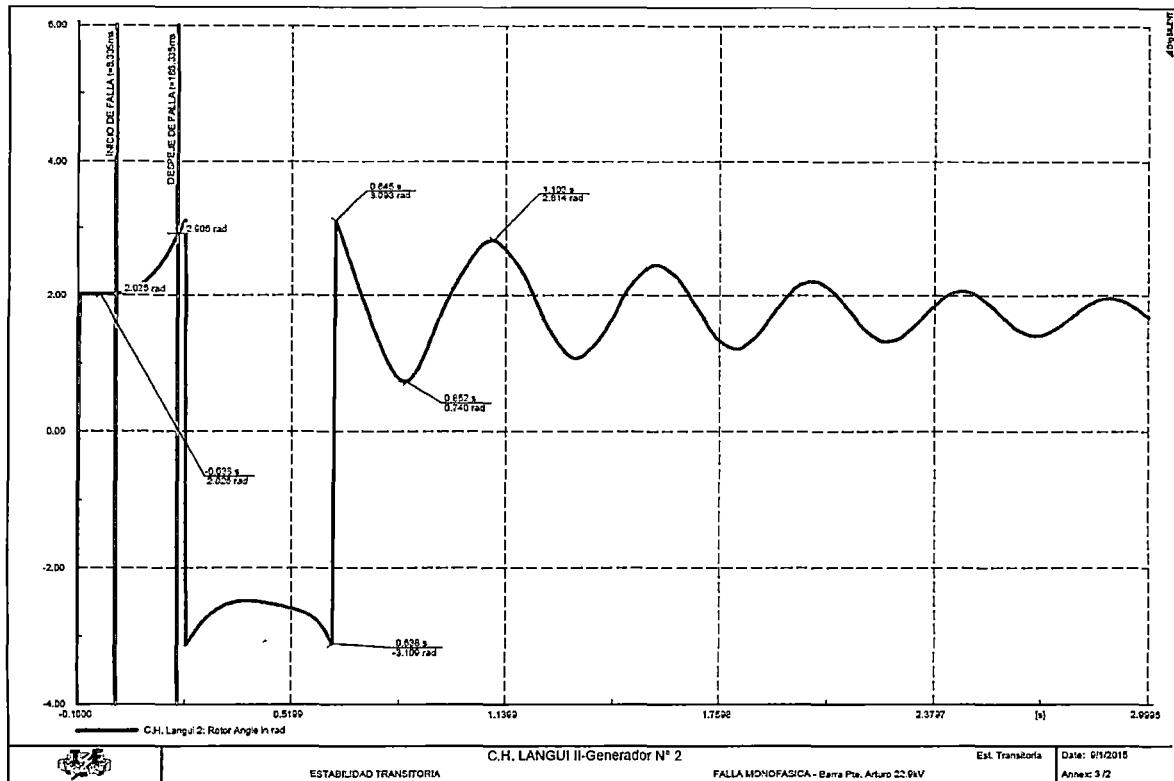
Figura 5.7 – Ángulo de rotor del generador Langui II.



Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

- Avenida Máxima Demanda 2014 – FALLA MONOFASICA

Figura 5.8 – Ángulo de rotor del generador Langui II.



Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Similarmente a los ítems anteriores, se puede aseverar que, ante fallas (Trifásicas y Monofásicas) en las barra de Puente Artuo 22.9 kV, el sistema no tiene riesgo de pérdida de estabilidad y los tiempos críticos de despeje de falla, para el escenario planteado, resultan ser mucho mayores a 1.0 segundo, como se muestra en el Cuadro 5.4.

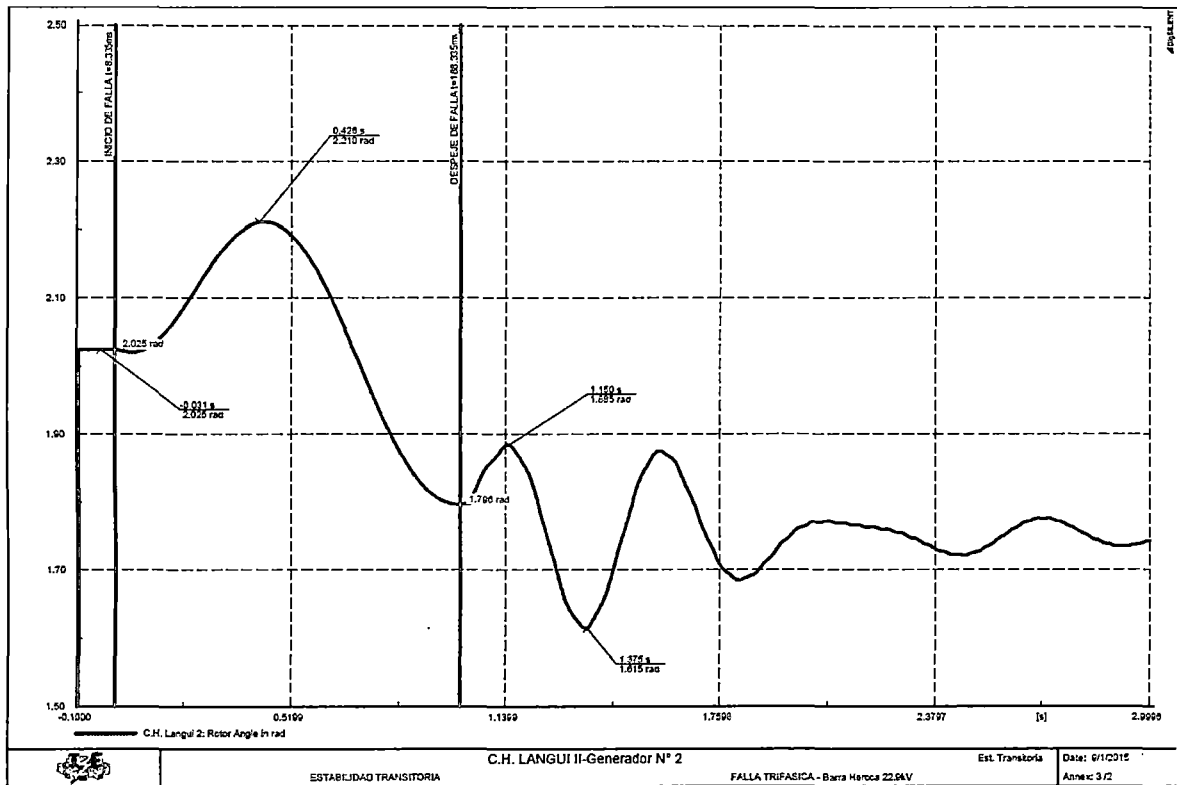
Cuadro 5. 5 Tiempos críticos de despeje de falla.

CASO	TIPO DE FALLA	CCT(S)
Avenida Máxima Demanda 2014	Trifásica	>1.0
	Monofásica	>1.0

### 5.4.5. Análisis de fallas en la Barra Hercca 22.9 kV.

- Avenida Máxima Demanda 2014 – FALLA TRIFASICA

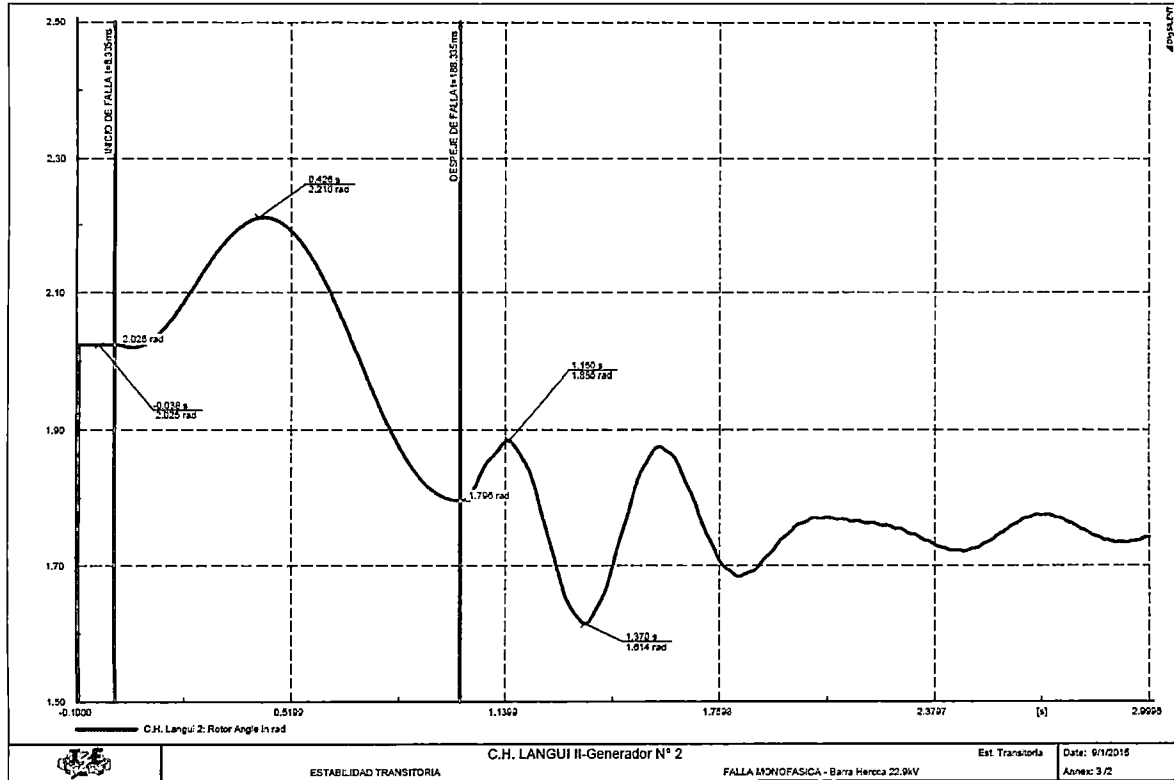
Figura 5.9 – Ángulo de rotor del generador Langui II.



Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

- **Avenida Máxima Demanda 2014 – FALLA MONOFASICA**

Figura 5.10 – Ángulo de rotor del generador Langui II.



Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Similarmente a los ítems anteriores, se puede aseverar que, ante fallas (Trifásicas y Monofásicas) en las barra de Puente Artuo 22.9 kV, el sistema no tiene riesgo de pérdida de estabilidad y los tiempos críticos de despeje de falla, para el escenario planteado, resultan ser mucho mayores a 1.0 segundo, como se muestra en el Cuadro 5.4.

Cuadro 5. 6 Tiempos críticos de despeje de falla.

CASO	TIPO DE FALLA	CCT(S)
Avenida Máxima Demanda 2014	Trifásica	>1.0
	Monofásica	>1.0

## 5.5. REGULACIÓN DE VELOCIDAD.

Se ha visualizado la necesidad que se tiene de actuar sobre los órganos que controlan la admisión de agua a las turbinas. Tal acción requiere un mecanismo de control el cual es el sistema de regulación de velocidad o regulador.

Una disminución de la carga eléctrica produce una tendencia a aumentar la velocidad, debido a la disminución del par antagónico que ejerce sobre el rotor del generador. El regulador entonces, deberá producir una orden de cierre tal que el torque creado por la turbina sea igual al ofrecido por la carga eléctrica sobre el generador, logrando así que la velocidad retorne a la velocidad sincrónica deseada.

La función del regulador es detectar cualquier error en la velocidad entre el valor de velocidad actual y el deseado, y efectuar un cambio en la salida de la turbina. El sistema de regulación de la turbina actúa como un mecanismo de cierre, de apertura y de ajuste de los órganos de admisión de agua para la parada, arranque y sincronización con el objeto de ajustar la salida de la turbina a la carga del sistema y mantener la frecuencia del sistema constante.

### **Características y tipos de reguladores:**

Los reguladores pueden ser clasificados en 4 tipos:

- Los mecánicos o hidráulicos
- Los electro-hidráulicos
- Los análogos PID
- Los electrónicos digitales

Los tres elementos característicos de un regulador de velocidad son:

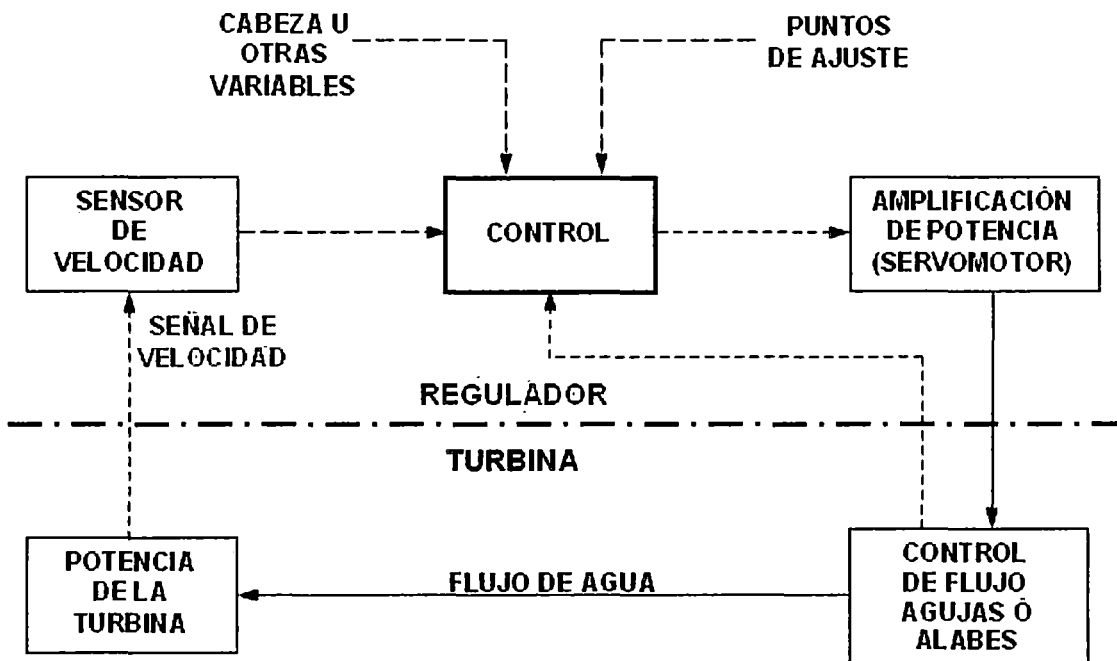
- El **sensor de velocidad**, detecta los cambios que ocurran en la velocidad de la turbina y suministrar una salida proporcional a la misma, que constituirá la señal de entrada al elemento de control.
- El **elemento de control**, compara el valor de la velocidad de la turbina con el valor de ajuste de velocidad deseado (referencia) y genera una señal de salida para la acción de control requerida, es decir la orden de cierre o



apertura a la admisión del agua a la turbina, para corregir la desviación de la velocidad de referencia.

- El **dispositivo o elemento amplificador de potencia**, produce la fuerza mecánica para posicionar el dispositivo de control del flujo de agua, en respuesta a la salida del elemento de control. Actúa directamente sobre el servomotor que acciona los órganos de admisión de la turbina.

Figura 5.11 Diagrama de bloques básico de un generador.



## 5.6. REGULACIÓN DE TENSIONIÓN.

De las partes del generador, esta es sin duda una de las más importantes. Entre sus funciones están las de controlar y enviar la corriente de excitación del generador, con el fin de mantener constante la tensión de salida del generador, entre determinados rangos de frecuencia y de carga ya preestablecidos.

Este dispositivo controla una corriente de baja intensidad que alimenta los devanados del estator de una excitatriz, la que induce en su rotor una diferencia de potencial que se llevará a un sistema de rectificación. Este llamado puente de rectificación rotativo, encarga de recoger, del devanado trifásico del rotor de la excitatriz una corriente e alto amperaje, para enviarlo al rotor principal del generador rectificadora.

El AVR en el momento del arranque deberá excitar el generador a partir de las pequeñas tensiones generadas por el magnetismo remanente, existente en el PMG. Además debe garantizar la protección de los devanados rotativos del generador, al producirse sobre excitaciones debidas a las variaciones de frecuencia en el momento del arranque o la parada del motor primario, esto debe realizarlo manteniendo baja la tensión de salida mientras la frecuencia esté por fuera del valor nominal.

En los casos de sobrecargas transitorias en los que el motor primario tiende a disminuir su velocidad, el AVR disminuye la tensión de salida proporcionalmente a la pérdida de velocidad, disminuyendo la potencia de salida para dar posibilidad al motor de recuperarse rápidamente

Los AVR deben permitir el ajuste remoto de la tensión de salida del generador, como también censar la potencia reactiva generada a través de un transformador de cuadratura, produciendo una caída de tensión proporcional a los VARs.

Características generales de los AVR:

- Tensión de excitación
- Corriente de excitación
- Tensión de alimentación
- Entradas para potenciómetros de ajuste remoto
- Medición de tensión de salida de generador.
- Entrada para transformador de corriente en cuadratura.
- Potenciómetro para ajuste de frecuencia mínima.
- Potenciómetro para ajuste de tensión nominal.
- Ajuste de ganancia amplificador de tensión.

## 5.7. ANALISIS DE DESCONEXION.

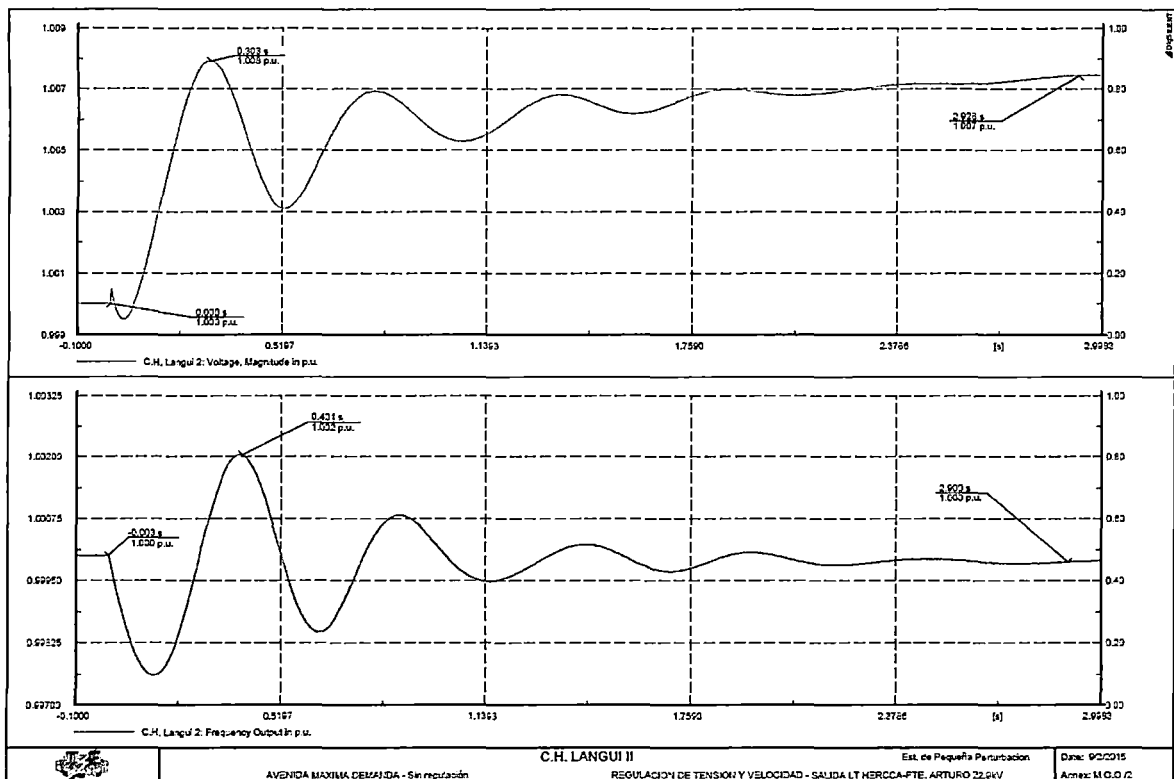
Las desconexiones simuladas fueron a causa de fallas trifásicas simples, A partir de estas desconexiones se verifica los efectos en tensión de línea, potencia activa, reactiva en las instalaciones de la Central Hidroeléctrica de Langui II.

Se resalta también serán mostrados los ángulos de rotor del generadores de la Central Hidroeléctrica de Langui II, debido a estas desconexiones.

### 5.7.1. Desconexiones por cargas y líneas de transmisión.

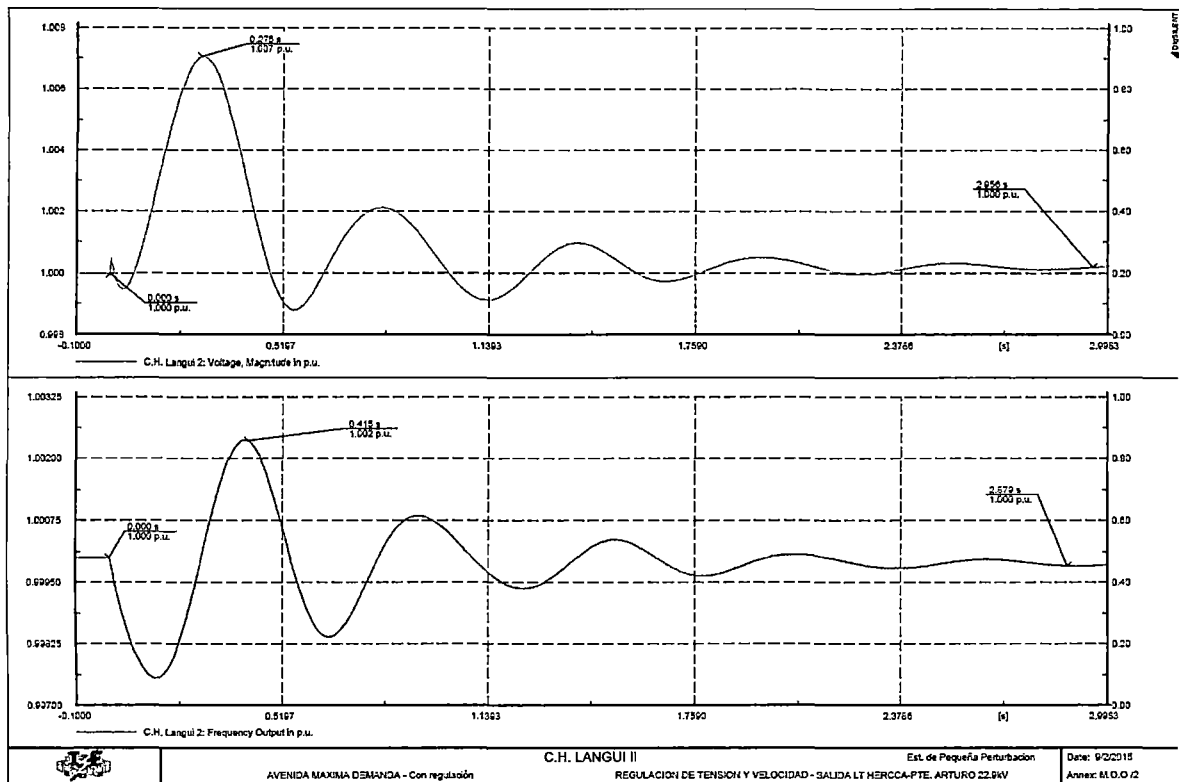
Las simulaciones de desconexión fueron realizadas en el escenario de Avenida Máxima Demanda 2014, por ser el escenario más crítico, viéndose las siguientes resultados:

Figura 5.12 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la línea Hercca –  
Puente Arturo 22.9 kV. SIN REGULACION



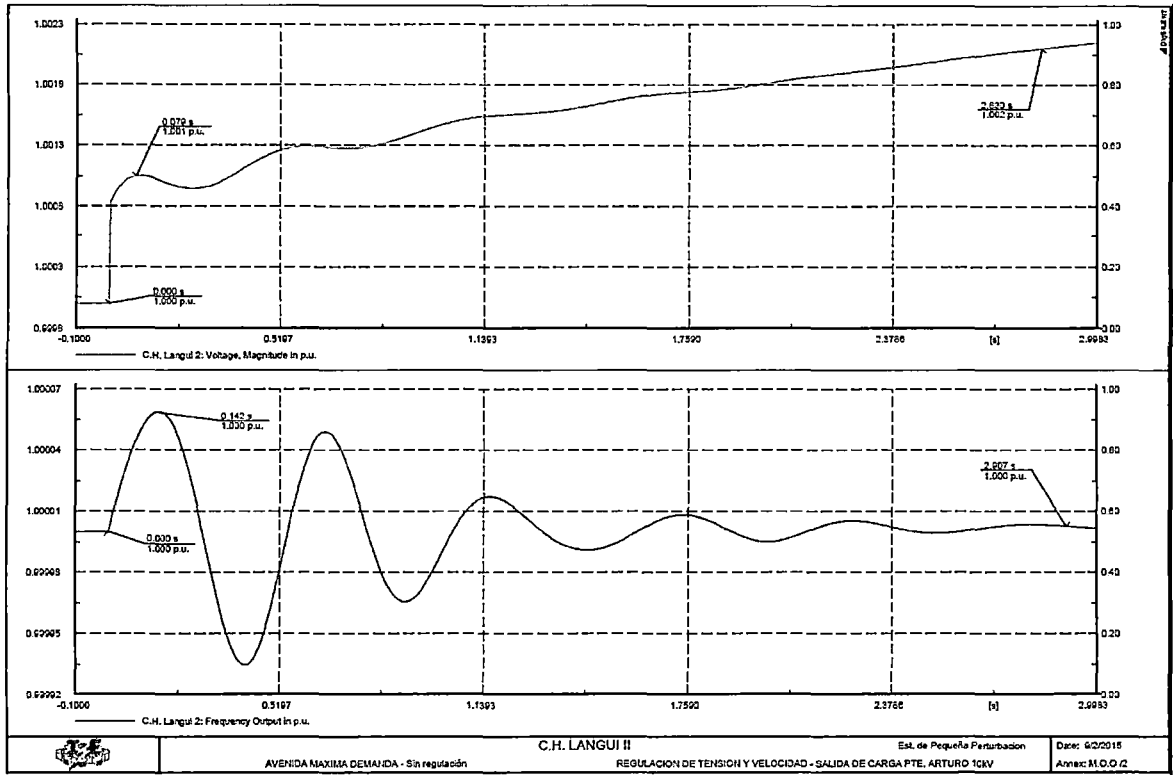
Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Figura 5.13 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la línea Hercca –  
 Puento Arturo 22.9 kV. CON REGULACION



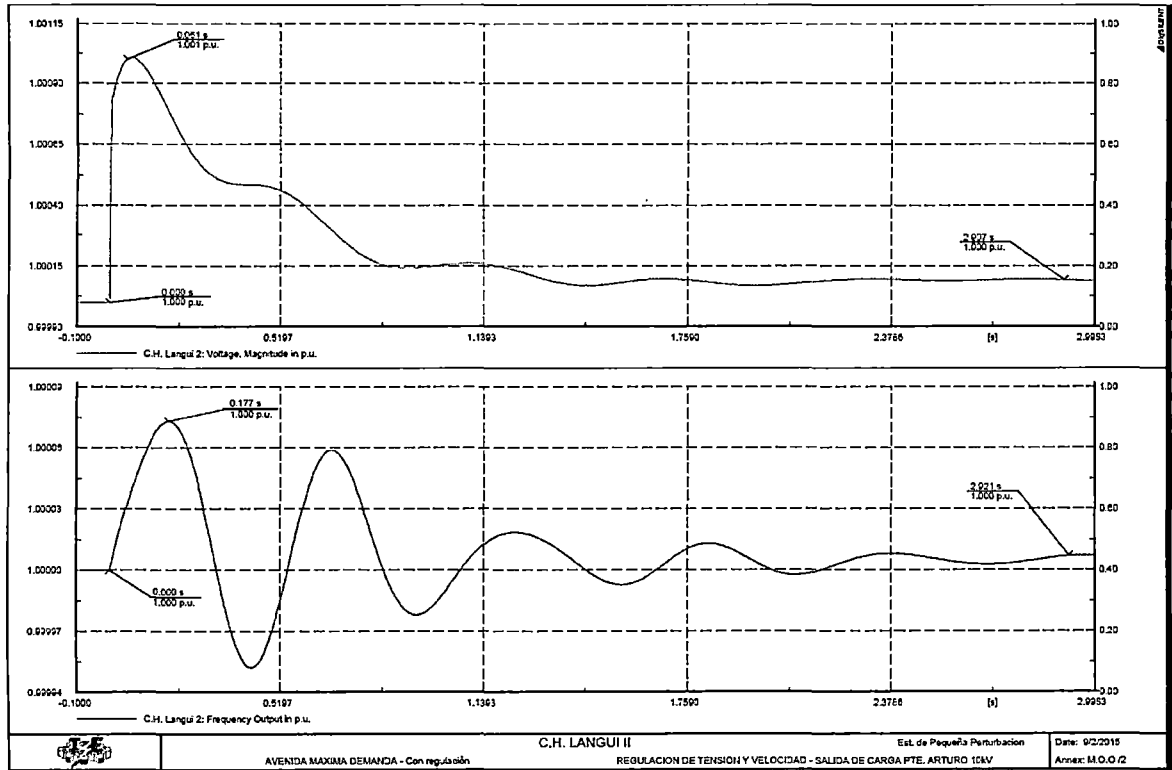
Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Figura 5.14 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la carga Puente Arturo 10 kV. SIN REGULACION



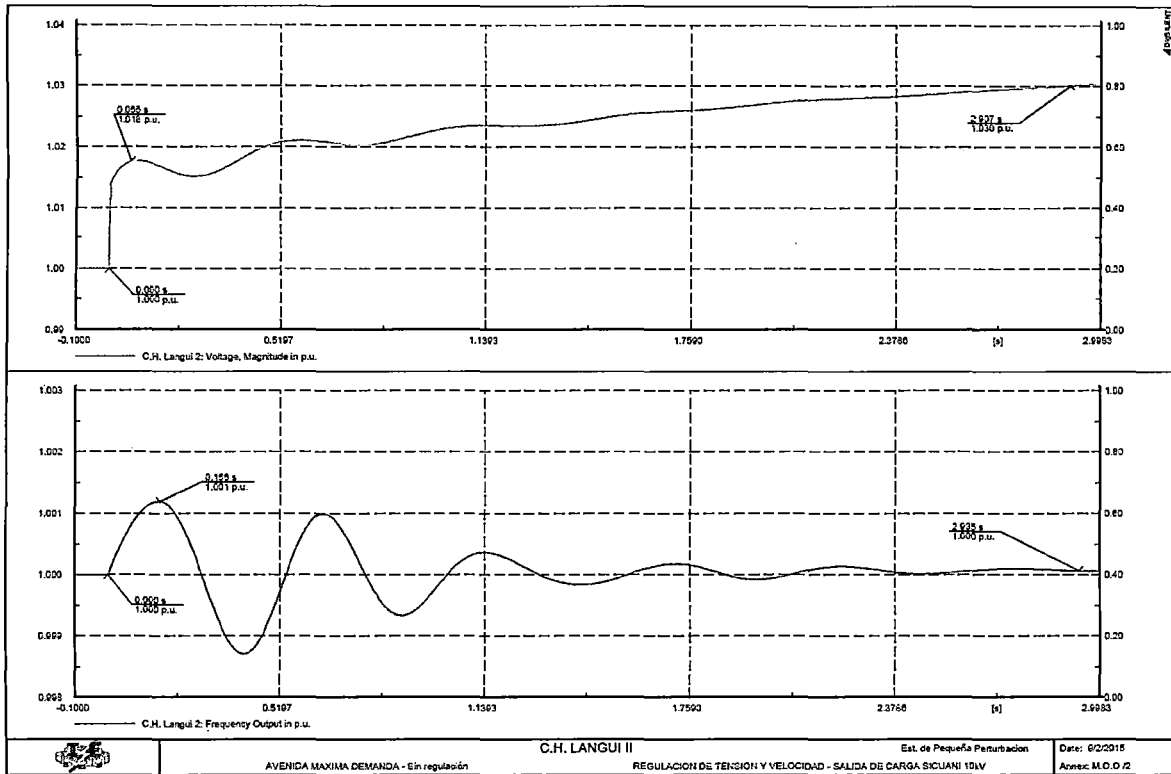
Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Figura 5.15 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la carga Puente Arturo 10 kV. CON REGULACION



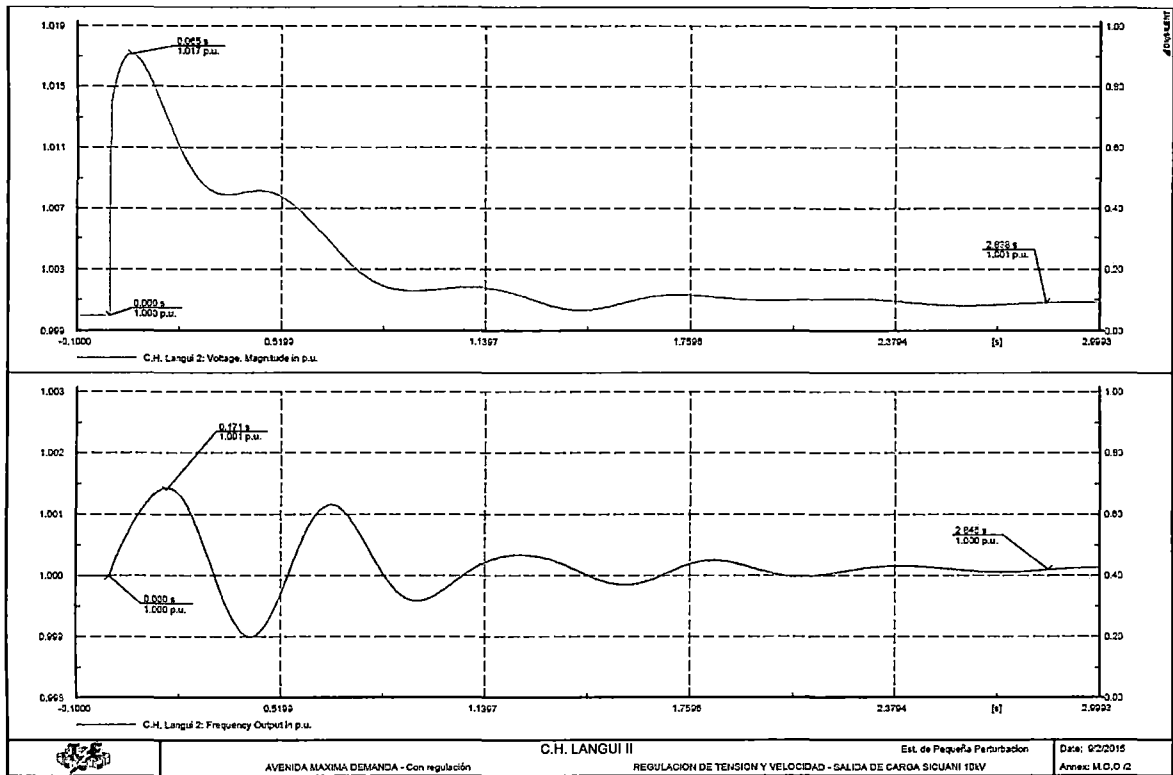
Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Figura 5.16 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la carga Sicuani 10 kV. SIN REGULACION



Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

Figura 5.17 Respuestas de voltaje y frecuencia por desconexión de la carga Sicuani 10 KV. CON REGULACION



Fuente: Elaboración propia mediante el programa Power Factory DigSilent. 14.1.3

A partir de estas simulaciones se puede verificar que las respuestas de tensión, potencia activa y reactiva de las instalaciones del proyecto, recupera su estado estable de forma satisfactoria.

Al ocurrir todos estos eventos de fallas y desconexión, en las instalaciones de la Central Hidroeléctrica de Langui II e instalaciones aledañas, se verifica que el sistema no pierde estabilidad siempre y cuando se respeten los tiempos críticos de despeje de falla calculados.



## CONCLUSIONES

---

1. La incorporación de la central hidroeléctrica de Langui II incrementará el parque generador del SEIN en 2.90 MW., aliviando el déficit energético en la zona sur, el mismo que no provocará efectos adversos en el sistema.
2. Del diagnóstico se concluye que la operación de sistema eléctrico del área operativa sur este del SEIN, en estado estacionario, se demuestra el buen funcionamiento del sistema eléctrico con tensiones que operan dentro del rango de tolerancia de  $\pm 5\%$  de la tensión nominal, también el análisis muestra resultados de cargabilidad en las líneas de transmisión las cuales operan con normalidad y no superan los límites establecidos, a excepción de los transformadores de Dolorespata y Tintaya, los cuales superan sus límites óptimos de trabajo.
3. Para el estudio de estabilidad transitoria concluye que, las protecciones, en las instalaciones del generador N° 2 de C.H. Langui, deben de ser casi instantáneas, para fallas entre fases y tierra, cercanas a la subestación, dado que los tiempos críticos de despeje de falla calculados, resultan entre 100ms a 200ms.
4. También se concluye que, para eventos de fallas muy alejados de la central, la estabilidad del generador N° 2 de la C.H. Langui, no es afectada, pues lo tiempos críticos de despeje de falla calculados resultaron mayores a 1s, este indicador es suficiente, para reiterar que la maquina es resistente ante un cambio dinámico de gran perturbación.
5. Se concluye también que en el análisis de estabilidad transitoria realizada, al despejarse adecuadamente la falla, ante un evento de corto circuito entre fases o tierra, el generador de la C.H. Langui, recupera el estado de absoluta calma o reposo inercial dentro de unos 3s.

6. Para el estudio de regulación, se han realizado el estudio de Estabilidad del ángulo del rotor, para pequeñas perturbaciones, para ello, se simularon rechazos de carga, del cual se concluye que, las respuestas de los reguladores de tensión (AVR) y regulador de frecuencia (GOV), tienen una rápida respuesta de menos de 1.5s, ante los rechazos de carga.
  
7. También se concluye que, al realizarse rechazos de carga, no tiene mucho efecto en la frecuencia del generador N° 2 de la C.H Langui, más si se aprecia el cambio en la tensión en los terminales de la máquina síncrona, por lo cual se ve la correcta performance del AVR instalado.

## RECOMENDACIONES

---

1. Se recomienda realizar nuevos estudios de generación eléctrica, así como de transmisión, para atender la demanda de nuevos proyectos que puedan incorporarse, ya sea de nuevos centros mineros u otras industrias.
2. Se recomienda realizar estudios para incrementar la capacidad de potencia de los transformadores en las subestaciones de Dolorespata, Tintaya y Combapata, las cuales están superando su capacidad nominal, como se muestra en el capítulo 3.
3. Se recomienda revisar y adecuar el esquema de protección de las instalaciones aguas abajo de la S.E. Combapata de tal forma que ante cualquier desconexión de la Línea L-1005 este sector permanezca operando en modo aislado con la Centrales Hidroeléctricas de Langui y Hercca abasteciendo la cargas anexas a estas sin restricción de suministro alguno
4. Es necesario realizar una reconfiguración de la topología de las instalaciones eléctricas, puesto que están alcanzando su capacidad nominal y otras que ya están operando a su capacidad nominal, es importante evaluar la incorporación de nuevas instalaciones como; centrales eléctricas, líneas de transmisión e incorporar nuevos o reemplazar transformadores de potencia en subestaciones críticas.
5. El estudio de Estabilidad transitoria, en generadores tiene como objetivo, verificar los tiempos críticos de despeje de falla, necesarios para el ajuste de las protecciones eléctricas, que se emplearan en la zona del estudio, principalmente reconectores, para ello se recomienda también, realizar un estudio de arco secundario, que es importante para los tiempos muertos de los elementos de protección.

6. Se recomienda también, que para futuros estudios de investigación se realicen un estudio de estabilidad de tensión, dado que el sistema que abarca la C.H. Langui y C.H. Hercca, tendrán graves problemas de sobretensión, en un rechazo general de cargas.

## BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] Análisis de Sistemas de Potencia: Graiger, Jhon, Stevenson, William. Editora McGraw-Hill, USA.
- [2] Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables), José Antonio Carta González, Roque Calero Pérez (Universidad de Las Palmas de Gran Canaria), (ULPGC), Antonio Colmenar Santos, Manuel-Alonso Castro Gil, (Universidad Nacional de Educación)
- [3] Información del comité de operación económica COES.
- [4] Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables
- [5] Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- [6] Decreto Legislativo N° 1002 - Decreto Legislativo De Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso De Energías Renovables
- [7] Procedimiento N° 20 Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN

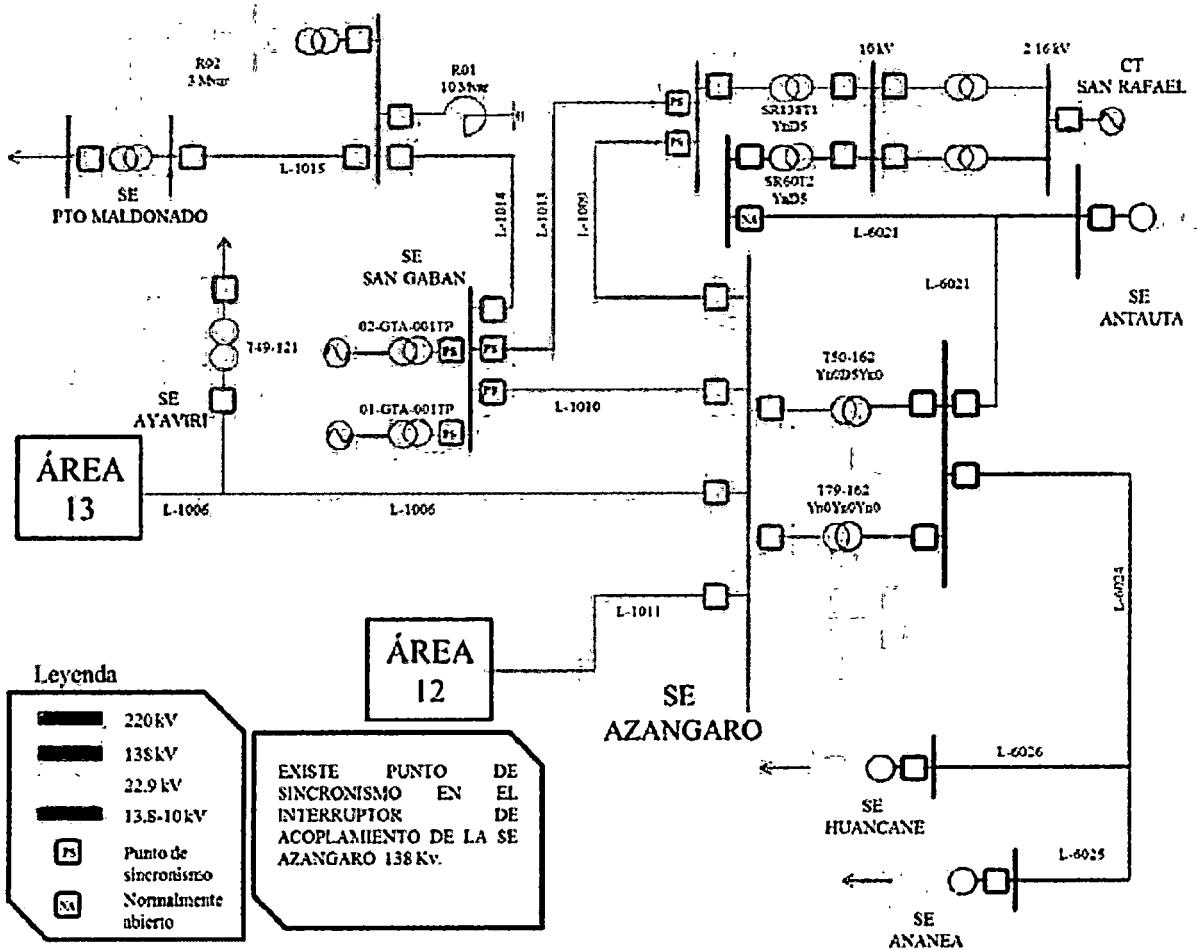
---

## **ANEXOS**

---

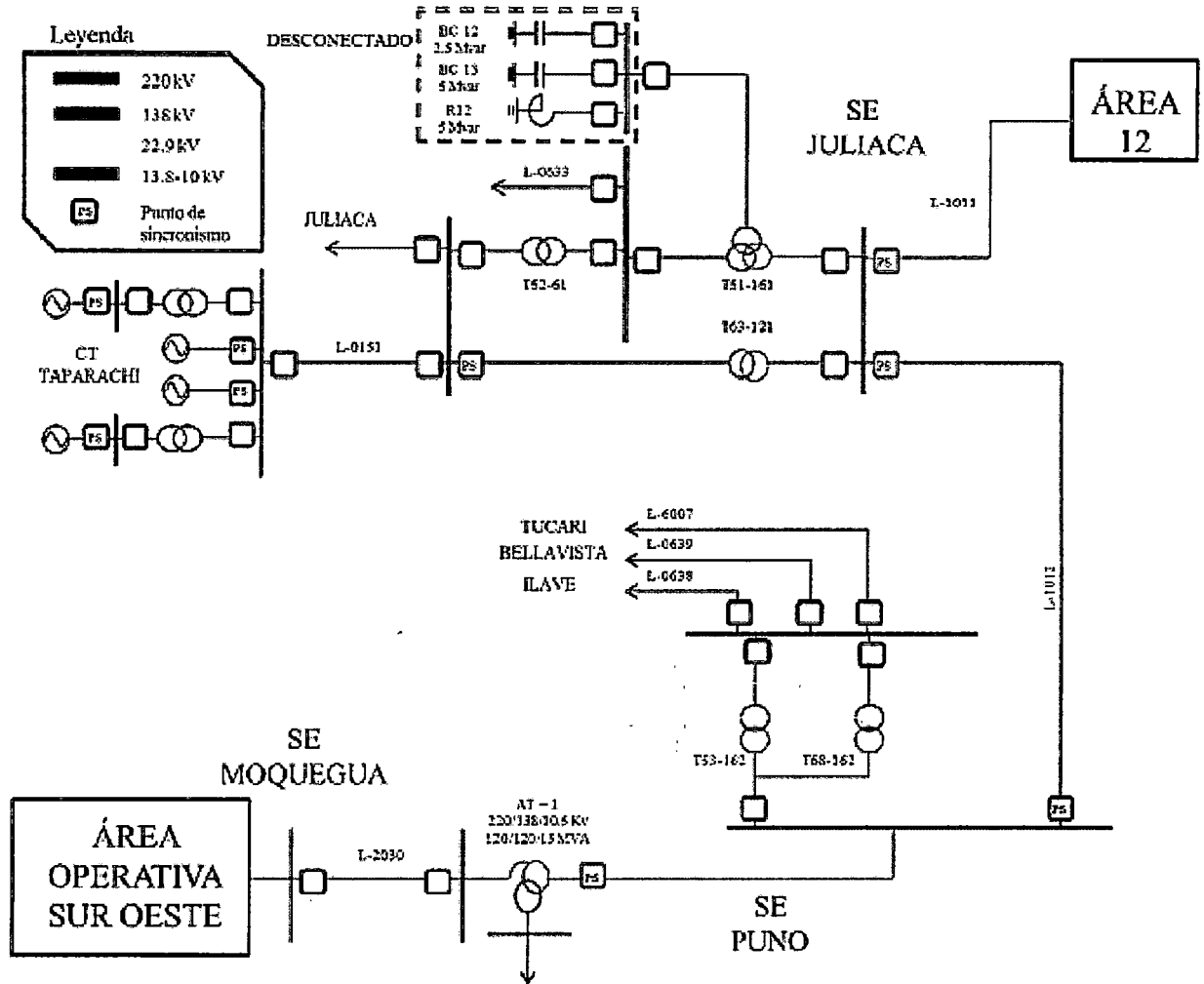
**ANEXO A**  
**ESQUEMAS UNIFILARES DEL AREA**  
**OPERATIVA SUR ESTE**

## Área Operativa N° 12 del SEIN

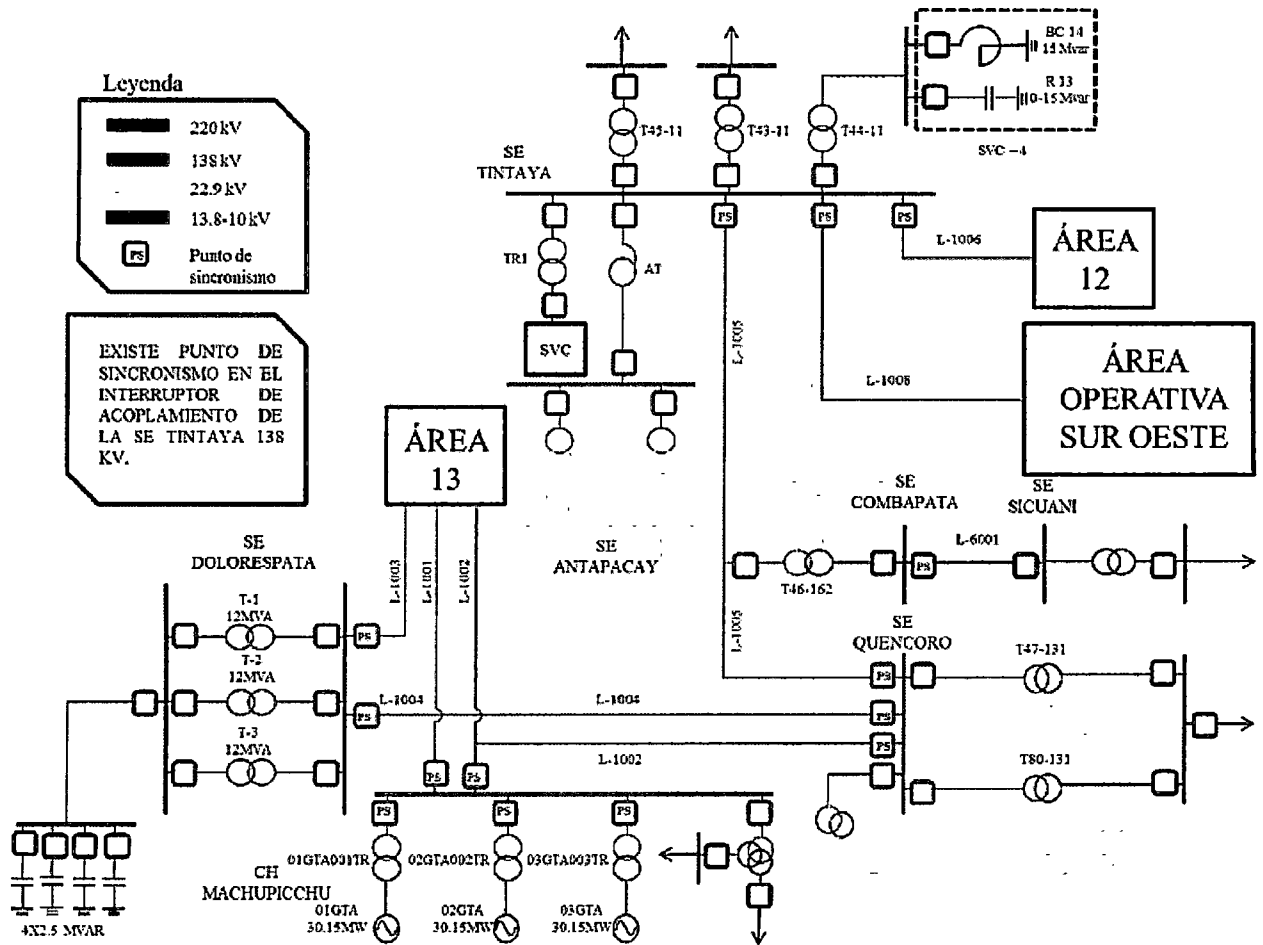




## Área Operativa N° 12 del SEIN



## Área Operativa N° 13 del SEIN



**ANEXO B  
PRINCIPALES PROYECTOS Y  
PROGRAMA DE OBRAS DE  
GENERACIÓN, Y TRANSMISIÓN 2011-  
2016**

## PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN 2011 - 2016

FECHA	PROYECTO	MW
Jul-2011	C.H. Purmacana - ELÉCTRICA SANTA ROSA.	1.8
Jul-2011	Central Biomasa Huaycoloro - PETRAMAS.	4.4
Ago-2011	C.T. de Generación de Emergencia en Mollendo.	60.0
Ago-2011	C.T. de Generación de Emergencia en Trujillo.	60.0
Set-2011	C.H. Nueva Imperial - HIDROCAÑETE.	4.0
Feb-2012	C.H. Pías I - AGUAS Y ENERGIA PERÚ	12.6
Abr-2012	C.H. Huasahuasi II - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ.	8.0
Jul-2012	Central Eólica Talara - ENERGÍA EÓLICA.	30.0
Jul-2012	Central Eólica Cupisnique - ENERGÍA EÓLICA.	80.0
Set-2012	C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado - KALLPA.	292.8
Oct-2012	C.H. Huasahuasi I - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ.	7.8
Oct-2012	C.H. Shima - Consorcio "Energoret Ingenieros Consultores / Manufacturas Industriales Mendoza".	5.0
Dic-2012	Central Eólica Marcona - CONSORCIO COBRA PERÚ/PERÚ ENERGÍA RENOVABLE.	32.0
Dic-2012	C. H. Yanapampa - ELÉCTRICA YANAPAMPA.	4.1
Ene-2013	C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA	101.8
Ene-2013	Central Solar Panamericana - CONSORCIO PANAMERICANA SOLAR 20TS	20.0
Ene-2013	Central Solar Majes - GRUPO T SOLAR GLOBAL	20.0
Ene-2013	Central Solar Repartición - GRUPO T SOLAR GLOBAL	20.0
Ene-2013	Central Solar Tacna - CONSORCIO TACNA SOLAR 20TS	20.0
Ene-2013	C. H. Chancay - SINERSA	19.2
Ene-2013	C. H. Angel I - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20.0
Ene-2013	C. H. Angel II - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20.0
Ene-2013	C. H. Angel III - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20.0
Ene-2013	C. H. Las Pizarras - EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE	18.0
Feb-2013	C.T. Quillabamba - (4 TGs - 50 MW) - Gas Natural	200.0
Feb-2013	C.H. Huanza - EMPRESA DE GENERACION HUANZA	90.6
Abr-2013	C.T. Santo Domingo de los Olleros - TG1- TERMOCHILCA.	197.6
Abr-2013	C.T. Fenix - TG1+ TG2 + TV (Ciclo combinado) - FENIX	534.3
Ago-2013	C.T. Chilca 1 - TV - Ciclo Combinado - ENERSUR	262.0
Set-2013	TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - NORTE (Talara) - EEPSA	200.0
Set-2013	TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - SUR (Ilo) - ENERSUR	400.0
Oct-2013	C.T. Nueva Esperanza - (3 TGs - 45 MW) Gas Natural - EMPRESA ELÉCTRICA NUEVA ESPERANZA	135.0
Feb-2014	TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - NORTE (Chiclayo)	200.0
Abr-2014	C.T. Santo Domingo de los Olleros - TV - Ciclo Combinado - TERMOCHILCA	99.3
Jul-2014	C.T. El Faro - TG - Gas Natural - SHOUGESA.	169.0
Set-2014	C.H. Santa Teresa - LUZ DEL SUR	90.7
Oct-2014	C.H. Quitaraca - ENERSUR	112.0
Dic-2014	C.H. Cheves - SN POWER.	168.0
Ene-2015	C.H. La Virgen	64.0
Jul-2015	C.T. El Faro - TV - Ciclo Combinado - SHOUGESA.	88.0
Dic-2015	C.H. Chaglla - EMPRESA DE GENERACION DE HUALLAGA.	400.0
Ene-2016	C.H. Cerro del Águila - KALLPA	402.0

PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA 2011 - 2016						
PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Ampliacion de Refineria Cajamarquilla	-	-	-	-	-	-
Proyecto Tia Maria	-	10	75	75	75	75
Ampliacion Quimpac (Oquendo)	-	-	-	-	-	-
El Brocal (Colquijirca)	-	12	12	12	12	12
Ampliacion Shougang Hierro Perú	40	86	86	86	128	170
Ampliacion Antamina	40	45	45	80	80	80
Expansión de la concentradora Cuacone	-	-	22	22	22	22
Ampliación de la concentradora Toquepala	-	50	50	50	50	50
Bayovar	13	15	19	19	19	19
Ampliacion Cemento Andino	-	11	11	11	11	11
Toromocho	10	10	25	156	156	156
Minas Conga	-	-	25	130	144	144
Antapacay	-	15	90	90	90	90
Ampliación de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre	-	-	-	18	18	18
Marcobre (Mina Justa)	5	5	40	40	70	70
Las Bambas (Aurimac)	-	-	40	150	150	150
Constancia	-	-	90	90	90	90
Los Chancas (Aurimac)	-	-	-	-	-	62
Quechua	-	-	-	-	74	74
Galeno	3	10	20	120	120	120
Quellaveco	-	-	-	-	124	129
Mina Chapi	-	-	26	26	26	26
Hilarion	-	-	24	24	24	24
Pukaqaqa (Milpo)	-	-	40	40	40	40

## PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN 2011- 2014

FECHA	PROYECTO
Feb-2011	L.T. 220 kV Paragsha - Conococha y SS.EE. Asociadas.
Mar-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Abr-2011	L.T. 220 kV Independencia - Ica (segundo circuito).
May-2011	L.T. 220 kV Chilca - La Planicie - Zapallal (doble circuito - preparada para migrar a 500 kV)
May-2011	L.T. 500 kV Chilca - Zapallal (simple circuito) y SS.EE. Asociadas.
May-2011	L.T. 220 kV Conococha - Huallanca (doble circuito).
May-2011	L.T. 220 kV Huallanca - Cajamarca Norte (doble circuito).
May-2011	S.E. Huallanca: Transformador 220/138 kV - 100 MVA (ONAN).
May-2011	S.E. Huallanca Reactor 2 x 50 MVAR.
May-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Oroya Nueva - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Jul-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Mantaro - Cotaruse - Socabaya a 505 MVA.
Ago-2011	L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - Piura Oeste (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
Ago-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Ago-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV La Niña - Piura Oeste (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Set-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Independencia - Ica de 141 MVA a 180 MVA.
Set-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Ica - Marcona de 141 MVA a 180 MVA.
Mar-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 152 MVA a 180 MVA.
Mar-2012	L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito).
Jul-2012	S.E. Los Industriales (Nueva) 220/60 kV - 180 MVA - LUZ del SUR.
Jul-2012	L.T. 220 kV Alimentación a la S.E. Los Industriales (XLPE 1200 mm <sup>2</sup> , 0,5 Km) - LUZ del SUR.
Ago-2012	L.T. 500 kV Zapallal - Chimbote - Trujillo y SS.EE. Asociadas.
Ago-2012	L.T. 500 kV Mantaro - Caraveli - Montalvo y SS.EE. Asociadas.
Ago-2012	L.T. 220 kV Machupicchu - Cotaruse (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.
Ago-2012	S.E. Chiclayo Oeste: Ampliación de la Capacidad de Transformación.
Ago-2012	S.E. Huacho: Ampliación de la Capacidad de Transformación.
Set-2012	L.T. 220 kV Piura Oeste - Talara (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
Set-2012	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo y SS.EE. Asociadas.
Oct-2012	L.T. 220 kV La Planicie - Los Industriales (doble circuito)
Ene-2013	L.T. 220 kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.
Abr-2013	L.T. 220 kV Tintaya-Socabaya (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.
Jul-2013	L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo y SS.EE. Asociadas.
Dic-2013	L.T. 500 kV Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias.
Ene-2014	L.T. 220 kV Cajamarca Norte - Caclic y SS.EE. Asociadas.
Ene-2014	L.T. 220 kV Caclic - Moyobamba y SS.EE. Asociadas.
Ene-2014	L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora (simple terna) y S.E. Quencoro 220/138 kV - 50 MVA.
Ene-2014	L.T. 220 kV Onocora - Tintaya.