



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

“DISEÑO DE UN PLAN DE EXPANSIÓN PARA LA  
MODIFICACIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN EN  
EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO POR EL  
INGRESO DE ENERGÍAS RENOVABLES”

**INFORME DE MATERIA INTEGRADORA**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO/A EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN  
POTENCIA**

NUBIA CAROLINA CABRERA GARCÍA

ANDRÉS BOLÍVAR MAGALLÓN ROMERO

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2017

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios por ser la fuente de mi vida, por Su guía y continuo apoyo durante este proceso de aprendizaje, ya que gracias a Él cuento con una familia forjada en el amor incondicional la cual me ha acompañado a lo largo de mi carrera. Agradezco por los amigos que me ha dado, y por el conocimiento y las anécdotas que ha permitido que mis profesores compartan conmigo.

Nubia Carolina Cabrera García.

Agradezco a Dios por guiarme durante esta etapa de mi vida, por darme la fortaleza para no desmayar y culminar mis estudios.

A mi familia, por el apoyo y paciencia brindada a lo largo de mi carrera, convirtiéndose en un pilar fundamental. A cada una de las personas que con sus consejos me ayudaron a seguir en este duro camino.

A mis profesores por haber compartido conmigo su sabiduría y conocimientos.

Andrés Bolívar Magallón Romero.

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios y a mi familia, a mis amigos y profesores. Su apoyo y motivación han sido de gran bendición y fortaleza en mi vida.

Nubia Carolina Cabrera García.

Dedico este trabajo a mi madre Rosa Romero Macías y mi abuela Aurora Vargas, su amor, cuidado y consejos han servido para formarme y alcanzar esta importante meta. A mi familia por la motivación impartida durante estos años siendo una fuente de apoyo incondicional.

Andrés Bolívar Magallón Romero.

## TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

---

**MSc. Iván Endara**

PROFESOR EVALUADOR

---

**MSc. Jorge Montealegre**

PROFESOR EVALUADOR

## DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual".

---

Nubia Carolina Cabrera García

---

Andrés Bolívar Magallón Romero

## RESUMEN

Ecuador, en su propósito de fomentar la diversificación de la matriz energética, ha creado estrategias para desarrollar mayor participación de fuentes de energía limpia y renovable, potenciando la seguridad energética y disminuyendo la dependencia de generación basada en combustibles fósiles. Al ser un país privilegiado por sus condiciones geográficas que presentan alto potencial de recursos renovables con fines de generación eléctrica, se expone un plan para la expansión de la matriz de generación en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) por el ingreso de energías renovables no convencionales.

En base a lo expuesto en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (PME) y los diversos atlas presentados por el CENACE, se propone la inclusión de 8 centrales, mismas que hacen uso de recursos solares, eólicos y geotérmicos; donde en el caso de recursos solares se escogieron zonas cercanas a la costa ecuatoriana debido a la radiación presentada, para los recursos eólicos se utilizó el estudio de Minas de Huascachaca con modificación en el punto de conexión, y para la geotermia el PME detalla calderas que cuentan con estudios de pre-factibilidad tales como Chacana, Chachimbiro, Tufiño-Chiles, Chalpatán, además de aquellas que se encuentran en etapa de exploración.

Mediante el uso de la herramienta PSAT (Power System Analysis Toolbox) del software MATLAB, se modeló las centrales de energía renovable no convencionales, además se definió las subestaciones y líneas de transmisión necesarias para llevar a cabo la conexión de las centrales propuestas al SNI, con lo cual se analizó el comportamiento del mismo y las afectaciones que se presentan luego de una falla.

Finalmente, se presentan tres casos de economía, tomando en cuenta las etapas de construcción de las centrales y sus costos estándar de inversión, operación y mantenimiento, con lo que se definió el tiempo de recuperación de la inversión para cada uno de los casos.

## ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO .....	ii
DEDICATORIA .....	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN .....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA .....	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL .....	vii
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Formulación del problema .....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.2.1. Objetivo general .....	2
1.2.2. Objetivos específicos .....	2
1.3. Justificación .....	2
1.4. Alcance .....	2
1.5. Marco Teórico .....	3
1.5.1. Entidades del sector eléctrico nacional del Ecuador .....	3
1.5.2. Energías Renovables .....	4
1.5.3. Factor de Planta.....	9
1.6. Recursos Renovables con alto potencial en Ecuador.....	10
CAPÍTULO 2.....	12
2. DISEÑO DE CENTRALES DE GENERACIÓN RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	12
2.1. Centrales Fotovoltaicas de Generación.....	12

2.1.1.	Central de Generación Fotovoltaica “San Lorenzo” .....	12
2.2.	Centrales Geotérmicas de Generación.....	19
2.2.1.	Central Geotérmica Chacana .....	20
2.2.2.	Central Geotérmica Chalpatán .....	24
2.3.	Centrales Eólicas de Generación .....	26
2.3.1.	Central Eólica Minas de Huascachaca .....	26
2.4.	Centrales de generación mediante recursos renovables no convencionales a incluirse en el SNI .....	29
2.5.	Metodología para el Plan de Expansión .....	29
2.5.1.	Casos de Expansión: Economía .....	31
CAPITULO 3.....		32
3.	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE EXPANSIÓN. ....	32
3.1.	Análisis de Flujo de Potencia.....	32
3.1.1.	Caso de Expansión: Economía Alta .....	32
3.1.2.	Caso de Expansión: Economía Media.....	37
3.1.3.	Caso de Expansión: Economía Baja .....	42
3.2.	Análisis Dinámico.....	47
3.2.1.	Barra Cuenca 69 kV .....	47
3.2.2.	Barra Ibarra 69 kV .....	48
3.2.3.	Barra Ibarra 138 kV .....	49
3.2.4.	Barra Tulcán 69 kV .....	50
3.2.5.	Barra Santa Elena 69 kV .....	52
3.2.6.	Barra Posorja 69 kV .....	53
3.2.7.	Barra Booster_2 138 kV .....	54
3.3.	Costos estándares por central de ERNC .....	55
3.3.1.	Central SFV .....	55



3.3.2. Central Geotérmica .....	55
3.3.3. Central Eólica.....	57
3.4. Ingresos por energía .....	58
3.5. Flujo efectivo por ingreso de centrales ERNC .....	60
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	64
BIBLIOGRAFÍA.....	66
ANEXOS .....	70

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Radiación Solar [3].....	6
Figura 1.2: Modelo de Central Solar Fotovoltaica de conexión a red [4].....	6
Figura 1.3: Modelo de Central Eólica [5].....	7
Figura 1.4: Diagrama de una central de ciclo binario [7].....	8
Figura 1.5: Diagrama de una central de evaporación súbita o Flash [7].....	9
Figura 2.1: Ubicación de la central fotovoltaica .....	12
Figura 2.2: Distancia entre columnas de soporte de paneles [10] .....	15
Figura 2.3. Ubicación de la S/E de Central “San Lorenzo” .....	19
Figura 2.4: Ubicación de reservorios geotérmicos Chacana; A1: Cachiyacu; A2: Jamanca [12].....	20
Figura 2.5: Recorrido L/T Central Cachiyacu hacia la S/E Booster 2.....	23
Figura 2.6: Recorrido L/T Central Chacana-Jamanca hacia la S/E Booster 2 .....	24
Figura 2.7: Ubicación calderas de proyecto Chalpatán [15].....	24
Figura 2.8: Recorrido L/T Chalpatán.....	26
Figura 2.9: Recorrido de L/T Minas de Huascachaca .....	28
Figura 3.1: Perfil de voltajes al 2019 con centrales.....	34
Figura 3.2: Perfil de voltajes del SNI al 2020 con centrales.....	36
Figura 3.3: Perfil de voltajes del SNI al 2021 con centrales.....	37
Figura 3.4: Perfil de voltajes del SNI al 2022 con centrales.....	39
Figura 3.5: Perfil de voltajes del SNI al 2025 con centrales.....	40
Figura 3.6: Perfil de voltajes del SNI al 2028 con centrales.....	41
Figura 3.7: Perfil de voltajes del SNI al 2019 con centrales.....	42
Figura 3.8: Perfil de voltajes del SNI al 2020 con centrales.....	43
Figura 3.9: Perfil de voltajes del SNI al 2023 con centrales.....	44
Figura 3.10: Perfil de voltajes del SNI al 2025 con centrales.....	44
Figura 3.11: Perfil de voltajes del SNI al 2028 con centrales.....	45

Figura 3.12: Perfil de voltaje en la barra Cuenca 69 kV; antes, durante y después de una falla .....	47
Figura 3.13: Perfil de voltaje en la barra Ibarra 69 kV; antes, durante y después de una falla .....	48
Figura 3.14: Perfil de voltaje en la barra Ibarra 138 kV; antes, durante y después de una falla .....	49
Figura 3.15: Perfil de voltaje en la barra Tulcán 69 kV; antes, durante y después de una falla .....	50
Figura 3.16: Perfil de voltaje en la barra Sta. Elena 69 kV; antes, durante y después de una falla .....	52
Figura 3.17: Perfil de voltaje en la barra Posorja 69 kV; antes, durante y después de una falla .....	53
Figura 3.18: Perfil del voltaje en la barra Booster_2 138 kV; antes, durante y después de una falla .....	54
Figura 0.1: Elementos de diseño .....	78
Figura 0.2: Esquema general para el modelamiento del sistema FV .....	79
Figura 0.3: Elementos de modelamiento de aerogeneradores .....	80
Figura 0.4: Esquema general para el modelamiento de sistemas eólicos ....	80
Figura 0.5: Elementos para el modelamiento de sistemas geotérmicos .....	81
Figura 0.6: Esquema general para el modelamiento de sistemas geotérmicos .....	81
Figura 0.7: Parámetros del Generador de Central SFV PIMAN 25 MW (Módulos FVs).....	82
Figura 0.8: Parámetros del Bloque PV.....	83
Figura 0.9: Parámetros de Transformador de Potencia Central PIMAN 25 MW .....	83
Figura 0.10: Parámetros de L/T de Central SFV PIMAN 25 MW .....	84
Figura 0.11: Parámetros del Generador de Central Geotérmica Chachimbiro .....	85

Figura 0.12: Parámetros del Bloque PV de Central Geotérmica Chachimbiro .....	86
Figura 0.13: Parámetros de Transformador de Potencia de Central Geotérmica Chachimbiro.....	87
Figura 0.14: Parámetros de la Línea de Transmisión .....	87
Figura 0.15: Parámetros para modelar el viento de la zona .....	88
Figura 0.16: Parámetros de la Turbina de viento o Aerogenerador .....	89
Figura 0.17: Parámetros del Bloque PV.....	90
Figura 0.18: Parámetros de Transformadores;(a) 20/36 kV; (b) 36/69 kV .....	90
Figura 0.19: Parámetros de la Línea de Transmisión .....	91

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Modelos de centrales geotérmicas, según rango de temperatura. ...	8
Tabla 2: Cuadro comparativo de distintos tipos de centrales de energías renovables [8] .....	10
Tabla 3: Cuadro de radiación solar del sitio, datos obtenidos por medio de Meteonorm7 .....	13
Tabla 4: Características módulo fotovoltaico KYOCERA 320W KD320GH-4YB .....	14
Tabla 5: Características del inversor SUNNY CENTRAL 1MW .....	16
Tabla 6: Detalle de características de reservorios Cachiyacu y Jamanco. ...	21
Tabla 7: Pozos por reservorio. ....	22
Tabla 8: Características del transformador de 13.8/138 kV Cachiyacu. ....	22
Tabla 9: Características del transformador 13.8/138 kV Jamanco.....	23
Tabla 10: Características del transformador .....	25
Tabla 11: Clase de Aerogenerador según Norma IEC 61400-1 .....	27
Tabla 12: Características del transformador elevador 690V/36kV .....	28
Tabla 13: Características del transformador de potencia 36/69 kV.....	28
Tabla 14: Detalle de centrales a analizar .....	29
Tabla 15: Voltajes p.u. ante el ingreso de la central eólica al 2019 .....	33
Tabla 16: Voltajes p.u. ante el ingreso de la central fotovoltaica al 2019.....	33
Tabla 17: Voltajes p.u. de barras aledañas a Booster 2 al 2020.....	35
Tabla 18: Voltajes p.u. de barras cercanas a los puntos de conexión de centrales fotovoltaicas al 2020.....	35
Tabla 19: Voltajes p.u. de barras aledañas a Tulcán 69 kV al 2020 .....	36
Tabla 20: Voltajes p.u. de barras aledañas a Booster 2 al 2021.....	37
Tabla 21: Voltajes p.u. antes y después del ingreso de centrales SFV San Lorenzo y Santa Elena al 2022 .....	38

Tabla 22: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Booster 2 al 2025 .....	40
Tabla 23: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Tulcán 69 kV al 2025 .....	40
Tabla 24: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Booster 2 al 2028 .....	41
Tabla 25: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Tulcán 69 kV al 2028 .....	41
Tabla 26: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Cuenca 69 kV al 2019 .....	42
Tabla 27: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Ibarra 69 kV al 2019 .....	43
Tabla 28: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Santa Elena 69 kV al 2023 .....	43
Tabla 29: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Posorja 69 kV al 2025 .....	44
Tabla 30: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Booster 138 kV al 2028 .....	45
Tabla 31: Voltajes p.u. ante el ingreso de central geotérmica Cachiyacu .....	46
Tabla 32: Voltajes p.u. ante el ingreso de central geotérmica Chalpatán y Chachimbiro .....	46
Tabla 33: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Cuenca 69 kV .....	47
Tabla 34: Aportaciones de corriente de falla en barra Cuenca 69 kV .....	48
Tabla 35: Voltajes p.u. antes, durante y después de la falla en Ibarra 69 kV .....	49
Tabla 36: Aportaciones de corriente de la falla en Ibarra 69 kV .....	49
Tabla 37: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Ibarra 138 kV .....	50
Tabla 38: Aportaciones de Corrientes de falla en barra Ibarra 138 kV .....	50

Tabla 39: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Tulcán 69 kV.....	51
Tabla 40: Aportaciones de Corrientes de falla en barra Tulcán 69 kV .....	51
Tabla 41: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Sta. Elena 69 kV.....	52
Tabla 42: Aportaciones de Corrientes de falla en barra Santa Elena 69 kV .	52
Tabla 43: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Posorja 69 kV.....	53
Tabla 44: Aportaciones de Corrientes de falla en barra Posorja 69 kV.....	53
Tabla 45: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Booster_2 138 kV .....	54
Tabla 46: Aportaciones de Corrientes de falla en barra Booster_2 138 kV ..	54
Tabla 47: Costos de Inversión de centrales Solar Fotovoltaica .....	55
Tabla 48: Costos de Inversión para centrales geotérmicas según tecnología .....	56
Tabla 49: Costos de las 3 centrales geotérmicas según CI y O&M .....	57
Tabla 50: Costos de inversión central eólica Minas de Huascachaca .....	57
Tabla 51: Costos estándares por central ERNC .....	58
Tabla 52: Precios por energía medida en el punto de entrega .....	58
Tabla 53: Ingresos por energía, según tipo de central.....	59
Tabla 54: Flujo efectivo en escenario de Economía Alta .....	61
Tabla 55: Flujo efectivo en escenario de Economía Media.....	62
Tabla 56: Flujo efectivo en escenario de Economía Baja .....	63

## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO # 1: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	70
ANEXO # 2: CONDUCTOR 500 MCM.....	71
ANEXO # 3: MODELO SST-400 GEO 10MW.....	72
ANEXO # 4: CONDUCTOR 266.8 AWG.....	73
ANEXO # 5: MM87 - REPOWER 2MW .....	74
ANEXO # 6: ECONOMÍA ALTA.....	75
ANEXO # 7: ECONOMÍA MEDIA.....	76
ANEXO # 8: ECONOMÍA BAJA.....	77
ANEXO # 9: MODELAMIENTO DE CENTRALES EN PSAT.....	78



# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN.

Actualmente, Ecuador se encuentra dentro del ranking de los países de mayor seguridad energética [1] en el cual el Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés) por el trilema energético evalúa 3 aspectos: la seguridad del suministro energético, equidad en el acceso al mismo, y sostenibilidad al medio ambiente. Ecuador, en su propósito de diversificar su matriz energética, ha creado estrategias fundamentales para lograr alcanzar mayor participación de fuentes de energía limpia y renovable.

Se ha proyectado reemplazar gradualmente la producción de energía por quema de combustibles fósiles con el objetivo de incrementar la independencia energética aprovechando las condiciones geográficas que el país posee, para obtener un alto margen de utilización a menor coste. Por tanto, se desea planificar dicha modificación mediante estudios que permitan reorientar la matriz energética, sustentando el mejor de los escenarios en cuanto al uso de energías renovables; asegurando calidad, confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico ecuatoriano.

### 1.1. Formulación del problema

En Ecuador, la matriz de generación está compuesta, predominantemente, por generación hidroeléctrica, seguida de la térmica y varios proyectos con energías renovables no convencionales tales como biomasa, eólica y solar.

Gran parte de las centrales térmicas e hidroeléctricas tienen décadas en funcionamiento, por lo cual su vida útil se ha visto afectada por diferentes motivos tales como sobrecargas, ineficientes planes de mantenimiento, entre otros.

Ante la salida de aquellas centrales, en su mayoría térmicas, se ha planificado reemplazarlas por generación renovable no convencional, de tal forma que la capacidad de generación retirada sea suplida por ellas. Por esto, se debe realizar un estudio para el diseño de las centrales y decidir la ubicación en la

que se pueda obtener su máximo aprovechamiento.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

) Analizar un escenario futuro de la matriz de generación mediante el ingreso de Energías Renovable No Convencionales en el Sistema Nacional Interconectado (ANEXO# 1).

### **1.2.2. Objetivos específicos**

) Diseñar nuevas centrales de Energías Renovables no convencionales y presentar costos estándares de las mismas.

) Analizar y proponer soluciones en el flujo de potencia del SNI proyectado.

) Realizar simulaciones para estudiar el comportamiento del sistema ante la presencia de posibles fallas.

## **1.3. Justificación**

Ante el desafío de desarrollo sostenible de la matriz energética del Ecuador, se han tomado acciones como el impulso de generación eléctrica diversificada por medio de centrales que utilizan energía limpia, dado que en el país existe un enorme potencial de fuentes sostenibles. Por tanto, es necesario realizar un análisis de las posibles variaciones que presentaría el SNI. Se busca consolidar la matriz de generación en base a viabilidad técnica, económica y ambiental, manteniendo la hidroelectricidad como cimiento sólido, además del incremento de proyectos de energías renovables no convencionales, garantizando la confiabilidad y la calidad del servicio ante el ingreso de dichas centrales.

Bajo este propósito, el país alcanzaría también a contribuir en una reducción de emisiones de gas invernadero para efectividad de mitigación del cambio climático.

## **1.4. Alcance**

Este estudio tiene como finalidad determinar la mejor ubicación para la construcción de centrales no convencionales–renovables, utilizando el mapa de

radiación solar para las centrales fotovoltaicas y el atlas eólico para la ubicación de las centrales eólicas.

Realizar el flujo de potencia para determinar las nuevas condiciones de nuestro SNI, mediante la herramienta MATLAB, ante el ingreso de las centrales no convencionales-renovables.

Realizar un estudio dinámico y estático para analizar las condiciones del SNI ante una falla.

## **1.5. Marco Teórico**

### **1.5.1. Entidades del sector eléctrico nacional del Ecuador**

#### **) Sistema Nacional Interconectado (SNI)**

El sistema total que integra al Sistema Nacional de Transmisión y las instalaciones eléctricas de todo el país conectadas entre sí. Incluyendo empresas encargadas de generación y distribución de la energía eléctrica, permitiendo producción y transferencia entre centros de generación y de consumo.

#### **) Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER)**

Creado el 9 de julio de 2007, es la entidad rectora del sector eléctrico ecuatoriano y energía renovable. Se responsabiliza de satisfacer las necesidades generadas en el país, formulando normativas, planes de desarrollo y aprovechando eficientemente los recursos del país mediante políticas sectoriales, garantizando que la provisión eléctrica está dada dentro de marcos regulatorios y legales, brindando un servicio de calidad y seguridad integral.

#### **) Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)**

La ARCONEL, antes llamada CONELEC, es la entidad reguladora y controladora del sector eléctrico. Se responsabiliza del cumplimiento de disposiciones legales, reglamentarias, aspectos técnico-económicos y operativos de la electrificación de nuestro país por parte de las empresas eléctricas, considerando políticas de eficiencia energética e informando a inicios de año ante el MEER.

### ) **Operador Nacional de Electricidad (CENACE)**

El CENACE, de naturaleza jurídica, es el Operador Nacional de Electricidad cuyas funciones están relacionadas con la operación del SNI, administrando las transacciones energéticas y el continuo abastecimiento de energía eléctrica mediante el resguardo de condiciones de seguridad y calidad de operación del SNI, de acuerdo a regulaciones emitidas por la ARCONEL.

### ) **Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública (CELEC EP)**

Con fecha de fundación 26 de febrero de 2009, CELEC EP es una empresa estatal cuya función es proveer de servicio eléctrico al país bajo control de la ARCONEL, en la cual se fusionó, por decreto gubernamental, a 5 empresas privadas en el campo de generación y a TRANSELECTRIC.

Es encargada de la transmisión de electricidad, optimizando recursos de esas empresas formando unidades autónomas de negocio, manteniendo independencia administrativa, técnica y financiera respondiendo a los objetivos de la CELEC.

## **1.5.2. Energías Renovables**

Tipo de energía que no altera el equilibrio térmico de la Tierra, no genera residuos no recuperables y cuya velocidad de regeneración no supere a la de la fuente y de la materia prima que se utiliza en el mismo.

### ) **Convencionales**

Generación de electricidad utilizando como fuente primaria de energía a materiales de larga trayectoria de explotación y comercialización a nivel mundial, tales como: agua, combustibles fósiles, carbón, gas natural, derivados del petróleo, entre otros. [2]

#### - **Hidroeléctricas**

Es la conversión de energía por aprovechamiento del flujo de agua, cuyas instalaciones permiten embalsar masas de agua y así

aprovechar la energía potencial y cinética de la caída de las mismas.

Dichas centrales están compuestas principalmente por la presa, embalse, toma de agua, tubería de presión o tubería forzada, aliviaderos, casas de máquinas o sala de turbinas en donde se encuentra ubicados los grupos eléctricos para la producción de energía eléctrica, conjunto turbina-alternador, turbina y generador; transformadores y por último las líneas de transmisión para la conexión a la red.

### ) **No Convencionales**

Utilizan para su generación recursos energéticos que tienen como característica principal que su fuente de energía no se agota en ningún momento. Dichas energías provenientes del sol, viento, del interior de la tierra, agua, entre otros recursos naturales inagotables.

#### - **Solar Fotovoltaica**

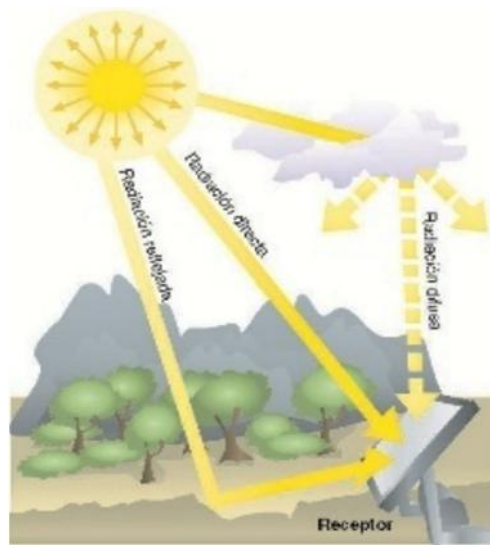
La energía solar fotovoltaica capta la radiación solar y la transforma en electricidad en forma de corriente continua, mediante dispositivos basados en efecto fotovoltaico llamados paneles solares, cuya estructura está dada por células fotovoltaicas que admiten radiación directa o difusa.

Por lo cual, se debe tomar en cuenta las siguientes definiciones, ya que con ellas se inicia el modelamiento de la energía solar aprovechable en un sitio en específico.

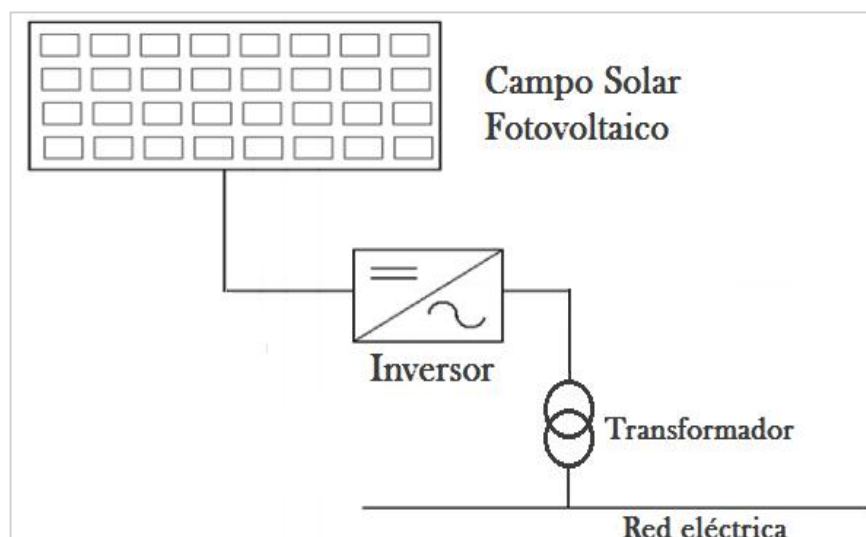
**Radiación difusa:** es aquella que proviene de la atmosfera, por dispersión de parte de la radiación solar en ella.

**Radiación Directa:** es aquella que proviene directamente del sol.

**Radiación Reflejada:** es la que se refleja en la superficie terrestre, la misma que depende del coeficiente de reflexión de la superficie.



**Figura 1.1: Radiación Solar [3]**



**Figura 1.2: Modelo de Central Solar Fotovoltaica de conexión a red [4]**

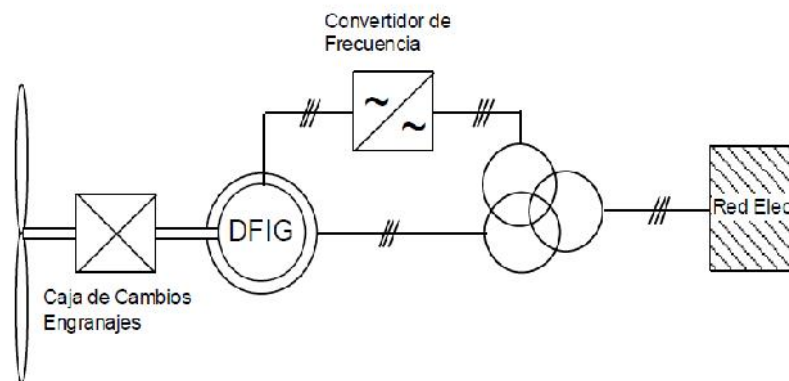
La conexión a red de los sistemas fotovoltaicos es una solución idónea para cubrir la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a la atmósfera. Ya que esta aplicación se ajusta a la curva de demanda.

Cuando mayor es la demanda de electricidad, es cuando los paneles obtienen su mayor potencia de generación ya que existe mayor luz solar entre las 9 y 15 horas.

## - Eólica

Este tipo de centrales aprovechan la energía captada por los vientos y la transforman en electricidad por medio de aerogeneradores que aprovechan las corrientes de aire.

El aerogenerador eléctrico es una máquina que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Esta transformación se da gracias a las palas que conforman las hélices y que transmiten la energía del viento al rotor de un generador.



**Figura 1.3: Modelo de Central Eólica [5]**

## - Geotermia [6]

Este tipo de energía es aprovechada por la extracción del calor del interior del planeta a altas temperaturas ( $>150^{\circ}\text{C}$ ), por medio de excavaciones donde se colocan 2 tubos en los cuales uno sirve de inyección de agua y el otro para el transporte de vapor a las turbinas, cuyo movimiento genera electricidad en el alternador y finalmente se enfría dicho vapor para ser reutilizado para inyección.

En la selección del modelo geotérmico, debemos basarnos en el rango de temperatura que maneja el yacimiento, ya que según esto se define el tipo de central a utilizar, como lo vemos a continuación:

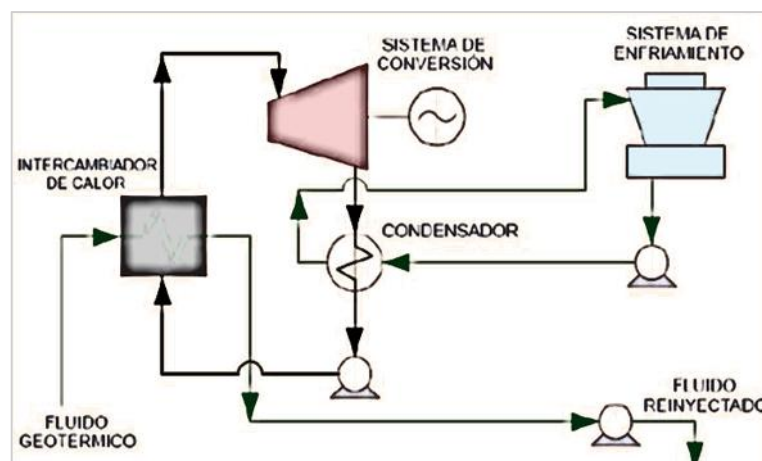
RANGO DE TEMPERATURA	TIPO DE RECURSO	MODELO DE PLANTA	RANGO DE POTENCIA
80-150	Media entalpía	Planta binaria	0.1-10
150-390	Alta entalpía	Planta híbrida	10-100
		Planta flash	
		Planta de vapor	
>390	Súper crítico (no conveniente)	Planta de vapor	>100
		Planta sobrecalentada	

**Tabla 1: Modelos de centrales geotérmicas, según rango de temperatura.**

### ) Ciclo Binario:

Este tipo de tecnología es aplicable cuando la temperatura del recurso geotérmico es menor a los 150°C. El agua geotérmica calienta otro líquido (isopentano, isobutano, propano, etc.) que posee menor punto de ebullición al del agua y alta presión a baja temperatura.

Se emplea un circuito cerrado donde se separan los dos líquidos mediante un intercambiador de calor, transfiriendo el calor al fluido secundario el cual se expande en vapor gaseoso y por su fuerza propicia el giro de la turbina-generator, para luego ser condensado y reinyectado al yacimiento.



**Figura 1.4: Diagrama de una central de ciclo binario [7]**



### ) Single Flash:

Este tipo de tecnología es empleada cuando la temperatura del recurso geotérmico está entre 150 - 360°C. El agua caliente geotérmica se rocía en un tanque de destello ubicado en la superficie, lo que causa una rápida separación entre el vapor y agua caliente a baja presión. El líquido es bombeado y reinyectado al subsuelo, mientras que el vapor es dirigido al acoplamiento turbina-generador para luego ser condensado y reinyectado al subsuelo.

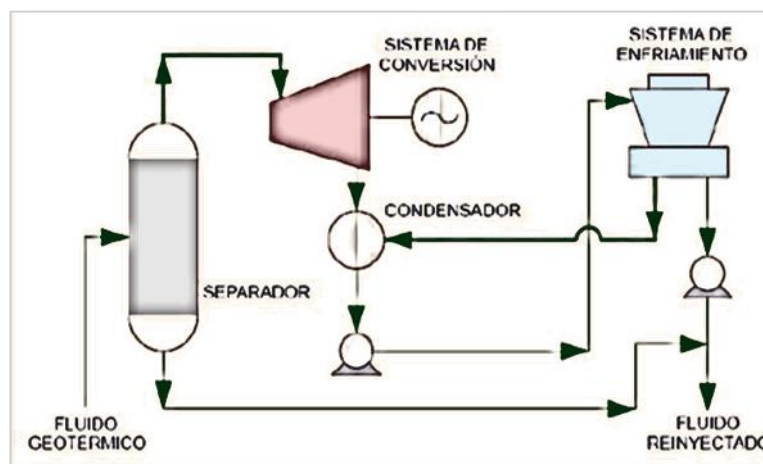


Figura 1.5: Diagrama de una central de evaporación súbita o Flash [7]

### - Biomasa

La energía por biomasa se atribuye al aprovechamiento de materia orgánica, como desechos de agricultura o restos de madera que, son quemadas por medio de calderas y producen energía más económica y con menor cantidad de emisiones por la forma en la que se combustiona.

#### 1.5.3. Factor de Planta

También llamado “Factor de Capacidad Neto”, es un indicador del grado de utilización de una central eléctrica, el cociente entre la energía real emitida para la energía a plena carga. Dichos factores, varían de acuerdo tipo de recurso que se emplea y del diseño de la planta. Según lo expuesto por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, por

sus siglas) en la Tabla 2 podemos visualizar datos comparativos de distintos tipos de centrales de energías renovables, donde dichos datos están sujetos a nivel de Ecuador.

EVALUACIÓN	SOLAR FV	PEQ. HIDROEL.	EÓLICA	GEOTER	BIOMASA
FACTOR DE PLANTA APRÓX.	10-30%	40-55%	20-40%	85%	75%
COSTO DE PRODUCCIÓN [ctvs/kWh]	52.04	5-5.80	9.39	9.28	9.67
CONTAMINACIÓN	Calor Residual	Mínima	Visual	Columnas de Vapor (H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> , NH <sub>3</sub> )	Partículas CO
ASPECTOS AMBIENTALES	Moderado	Moderado a Grande	Pequeño	Pequeño	Moderado

**Tabla 2: Cuadro comparativo de distintos tipos de centrales de energías renovables [8]**

### 1.6. Recursos Renovables con alto potencial en Ecuador

Ecuador posee un alto potencial de recursos renovables no convencionales con fines de generación. Tales son los casos de recursos como: geotermia, eólica, solar y biomasa. Dentro del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 [9] se encuentran posibles proyectos que aprovechan dichos recursos, en el caso de:

#### ) Solar

La radiación solar en el país es homogénea durante el año, y esto reduce considerablemente problemas de variaciones aleatorias de este parámetro, por lo que esta tecnología es confiable y rentable en distintas aplicaciones.

#### ) Eólico

Debido a la presencia de la Cordillera de Los Andes y la cercanía del Océano Pacífico, Ecuador dispone de zonas con alto interés eólico, donde el MEER expone en el Atlas Eólico que Ecuador tiene un potencial eólico bruto de 1671 MW. Los sitios con mayor potencial eólico, según el PME son: Huascachaca, Villonaco Fase II, Salinas, García Moreno y Las Chinchas.

## ) **Geotermia**

Como vimos en la Tabla 2, este tipo de centrales posee un alto factor de planta, lo que lo hace muy llamativo para su explotación. Se dispone de un potencial hipotético total del Ecuador de 6500 MW, con 4 proyectos prospectos principales que abarcarían aproximadamente 952 MW, estos son Tufiño-Chiles, Chachimbiro, Chalupas y Chacana.

## CAPÍTULO 2

### 2. DISEÑO DE CENTRALES DE GENERACIÓN RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

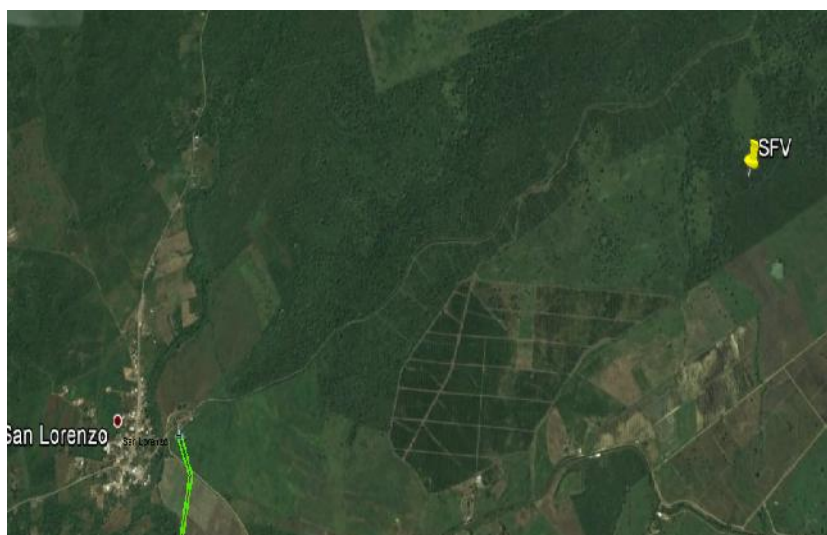
#### 2.1. Centrales Fotovoltaicas de Generación

##### 2.1.1. Central de Generación Fotovoltaica “San Lorenzo”

Esta central estará ubicada en la provincia del Guayas, ya que basados en el Atlas Solar del Ecuador publicado por el MEER, existe una alta radiación solar que puede ser aprovechada para generación.

Las coordenadas de la ubicación de la central son:

Latitud:  $2^{\circ}49'73.90''S$  ; Longitud:  $80^{\circ}26'80.36''O$



**Figura 2.1: Ubicación de la central fotovoltaica**

Como se muestra en la Figura 2.1, la central fotovoltaica estará ubicada aproximadamente a 4 km de la comuna San Lorenzo, con un terreno que posee un nivel homogéneo, y no se presenta vegetación o montañas que puedan causar sombra.

Por medio del software computacional Meteonorm 7, obtuvimos la radiación solar que existe durante todo el año en el sitio. Los datos obtenidos por medio de Meteonorm7 se encuentran detallados en la

siguiente tabla:

	<b>Gh</b>	<b>Dh</b>	<b>Bn</b>	<b>Ta</b>	<b>Td</b>	<b>FF</b>
	<b>kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>°C</b>	<b>°C</b>	<b>m/s</b>
<b>Enero</b>	143	81	92	26,4	20,2	1,3
<b>Febrero</b>	145	82	90	26,1	21,3	1
<b>Marzo</b>	179	80	138	26,4	21,8	1,1
<b>Abril</b>	159	64	137	26,7	21,2	1,3
<b>Mayo</b>	155	68	131	25,8	20,2	1,5
<b>Junio</b>	134	73	96	24,2	18,9	2,1
<b>Julio</b>	123	66	88	23,6	18,4	2,4
<b>Agosto</b>	138	82	78	23,5	18,1	2,6
<b>Septiembre</b>	160	76	121	23,7	18	2,7
<b>Octubre</b>	160	79	115	24	18,2	2,7
<b>Noviembre</b>	145	70	108	24,6	18,2	2,5
<b>Diciembre</b>	158	71	127	25,9	18,7	2,1
<b>Total</b>	1800	894	1322	25,1	19,4	1,9

**Tabla 3: Cuadro de radiación solar del sitio, datos obtenidos por medio de Meteonorm7**

Donde:

Gh: Radiación horizontal global.

Dh: Radiación difusa.

Bn: Radiación normal directa.

Ta: Temperatura Ambiente

### ) **Paneles fotovoltaicos**

El panel escogido es el módulo fotovoltaico policristalino KYOCERA KD320GH-4YB. Con certificados IEC61215 – IEC61730. Estos paneles presentan una garantía de 10 años, lo que incluye una garantía de rendimiento del 90% los 10 primeros años y un 80% al menos los primeros 20 años.

A continuación, se presentan sus características técnicas y mecánicas de dicho módulo.

<b>Tipo de módulo PV</b>	<b>KD320GH-4YB</b>
<b>a 1000 W/m<sup>2</sup> (STC)</b>	
<b>Potencia nominal P [W]</b>	320
<b>Tensión máxima del sistema [V]</b>	1000
<b>Tensión máxima de potencia [V]</b>	40,1
<b>Corriente de máxima potencia [A]</b>	7,99
<b>Tensión de circuito abierto [V]</b>	49,5
<b>Corriente de cortocircuito [A]</b>	8,60
<b>Nivel de eficiencia [%]</b>	14.5
<b>A 800 W/m<sup>2</sup> (NOCT)</b>	
<b>Potencia nominal P [W]</b>	230
<b>Tensión máxima de potencia [V]</b>	36,1
<b>Corriente de máxima potencia [A]</b>	6,40
<b>Tensión de circuito abierto [V]</b>	45,3
<b>Corriente de cortocircuito [A]</b>	6,96
<b>NOCT [°C]</b>	45
<b>Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito</b>	-0,36
<b>Coeficiente de temperatura de la corriente de</b>	0,06
<b>Coeficiente de temperatura a Pmax [%/K]</b>	-0,46
<b>Dimensiones [mm]</b>	1662x1320x46
<b>Peso [kg]</b>	27,5

**Tabla 4: Características módulo fotovoltaico KYOCERA 320W KD320GH-4YB**

La orientación de los paneles será escogida de tal forma que la radiación solar sea aprovechada a su mayor capacidad, definida mediante el ángulo llamado “azimut”, el cual se toma de la proyección del sol hacia la horizontal de la normal de la superficie del módulo y meridiano del lugar.

La inclinación de los paneles (  $\theta$  ), es otro parámetro importante al momento de optimizar el rendimiento del sistema, y se podrá calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\theta_{opt} = 3,7 + 0,69 * \text{Latitud del lugar} \quad (2.1)$$

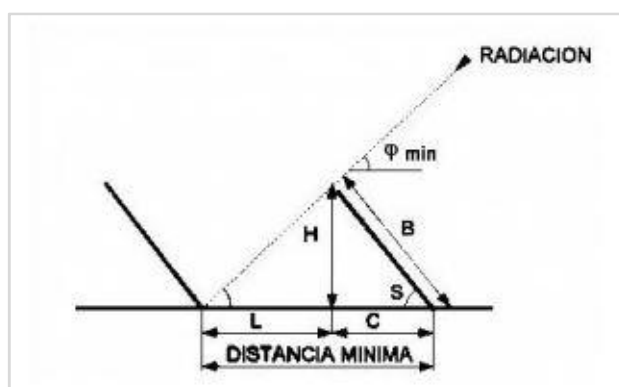
Entonces el ángulo de inclinación del panel según la latitud escogida, 2°49'73.90"S, será:

$$\theta = 3,7 + 0,69 * 2^\circ$$

$$\theta = 5,08^\circ$$

A fin de evitar la acumulación de suciedad en la superficie de los paneles, se tomará un ángulo de inclinación mayor o igual a  $10^\circ$  para su instalación, dado especificaciones del fabricante para su uso eficiente.

Posteriormente se debe considerar la distancia entre paneles, ya que de encontrarse demasiado cerca entre sí es posible que se produzca sombra sobre el panel. El ángulo de inclinación juega un papel importante, ya que entre más inclinado se encuentre el panel, mayor deberá ser la separación entre las columnas de los paneles.



**Figura 2.2: Distancia entre columnas de soporte de paneles [10]**

La distancia mínima se la puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$H = s_i \cdot \alpha * d \quad d \quad p \quad (2.2)$$

$$h = 9 - l_1 \quad d \quad l_1 \quad - 2.5^\circ \quad (2.3)$$

Donde h es la altura mínima solar

$$D_{\min} = L * \left( c \quad \alpha + \frac{s_i \cdot \alpha}{t \quad h} \right) \quad (2.4)$$

Las dimensiones del panel escogido son 1662x1320x46 [mm].

$$h = 9 + 2 - 2.5^\circ = 68.5$$

$$D_{\min} = 1.6 * \left( c \quad + \frac{s_i \cdot 1}{t \quad 68.5} \right) = 1.6$$

Lo que nos resulta en una separación mínima entre paneles

fotovoltaicos de 1.68 m.

### ) Inversor

El inversor por utilizar es SUNNY CENTRAL - 1 MW, en cuya ficha técnica se detalla todas sus características; siendo las más esenciales aquellas mostradas en la siguiente tabla:

Modelo	SUNNY CENTRAL
Max. PV Power, ( $P_{pv}$ )	1160 kWp
DC Voltage range, MPPT ( $V_{DC}$ )	450 V – 820 V
Max. Permissible DC voltage ( $V_{dc}$ ,	880 V
Max. Permissible DC voltage ( $V_{dc}$ ,	1000 V
Max. Permissible DC current Max.	4*591 A
Number of DC inputs/ terminal	4 / DC*busbar + 8 x SMB or 4*SMB*C
Nominal AC output power ( $P_{AC}$ )	1000 kW
Operating grid voltage	20 kV
Nominal AC current ( $I_{AC, nom}$ )	28.8 A
Operating range, grid frequency	50 – 60 Hz
Harmonic distortion of grid current	<3% at nominal power
Power factor (cos )	0.99 at nominal power
Max. Efficiency $P_{AC, máx}$	97.8%

Tabla 5: Características del inversor SUNNY CENTRAL 1MW

### ) Cálculo de número máximo y mínimo de módulos en serie

El número máximo de paneles en serie depende de la tensión máxima admisible del inversor en DC ( $V_{máx, DC}$ ).

$$N_{máx} = \frac{V_{máx, DC}}{V} \quad (2.5)$$

$$N_{máx} = \frac{8}{4.5}$$

$$N_{máx} = 1.7$$

Se debe tener en cuenta el mínimo rango de seguimiento de potencia (MPPT), ya que si el inversor no localiza el punto de máxima potencia dentro de su rango este se desconecta, asumiendo que no existe suficiente radiación solar, resultando en pérdidas de horas de sol productivas.



$$N_m = \frac{V}{v} \quad (2.6)$$

$$N_{mín} = \frac{4}{4.3}$$

$$N_{mín} = 9.9$$

En base a los cálculos, se define una cantidad de 17 módulos en serie, en donde la tensión final se encuentra dentro del valor de tensión admisible por el inversor en DC.

### ) Cálculo de número de módulos en paralelo

Para dimensionar el número de paneles en paralelo, se trabaja a partir de la corriente máxima admisible de entrada por el inversor y la corriente de máxima potencia del panel fotovoltaico, dado por la siguiente expresión:

$$N_p = \frac{I_i}{I_{i,p}} \quad (2.7)$$

$$N_p = \frac{2}{7.9}$$

$$N_p = 2.8$$

### ) Análisis de cortocircuito

Con los datos obtenidos anteriormente, se obtiene una tensión de salida por bloque:

$$V_s = 40.1 \cdot 17 = 681.17 \text{ V ; (tensión nominal de trabajo)}$$

$$V_o = 49.5 \cdot 17 = 841.5 \text{ V ; (tensión a circuito abierto)}$$

Así mismo, los valores de corrientes de salida de cada instalación, y que debe soportar el inversor son:

$$I_s (\text{máx}) = 8.60 \cdot 295 = 2537 \text{ A}$$

Dado que la corriente de cortocircuito excede el máximo permitido por el inversor, según lo mencionado en características del mismo, se escogió que el número de paneles en paralelo sea de 210, siendo así

que:

$$I_s (\text{máx}) = 8.60 \cdot 210 = 1806 \text{ A}$$

Finalmente, la potencia total de un bloque de 1MW será:

$$P_{(p)} = 320 \cdot 17 \cdot 210 = 1.14 \text{ M}$$

Siendo la potencia nominal de la instalación de 1 MW, y ya que la central de generación fotovoltaica tendrá una capacidad de generación de 50 MW, resulta el uso de 178500 paneles.

### ) Dimensiones de la central fotovoltaica

El área precisada para una central SFV de 1 MW es de:

$$A_{ti} = \#p \cdot A_p \quad (2.8)$$

$$A_{ti} = 3 \cdot 4.4 \text{ m}^2$$

$$A_{ti} = 1 \cdot 7 \text{ m}^2 \text{ ó } 1.5$$

Por lo tanto, el área total aproximada, para la generación de 50 MW, será aproximadamente de 80 has, tomando en cuenta que se necesita espacio para la S/E y el cuarto de equipos.

### ) Producción de energía anual

Tenemos que la radiación anual recibida en la superficie inclinada del panel mostrada en la Tabla 3, es de  $G_d(\beta) = 1800 \text{ kWh/m}^2$ ; teniendo en cuenta que la irradiación en condiciones estándares es  $\text{ISTC} = 1 \text{ kWh/m}^2$ ; el factor de pérdidas por sombreado  $\text{FS} = 1$ ; y la eficiencia de la instalación  $\text{PR} = 0.75$

$$E = P_G \cdot \frac{G_d(\beta)}{I_s} \cdot F \cdot P \quad (2.9)$$

$$E = 57 \cdot \frac{1 \frac{\text{k}}{\text{m}}}{1 \frac{\text{k}}{\text{m}}} \cdot 1 \cdot 0.7$$

$$E = 7 \cdot k \cdot A$$

$$E = 7 \cdot 0 \cdot G \cdot A$$

### ) Subestación Eléctrica central fotovoltaica “San Lorenzo”

Para realizar la conexión de la central planteada al SNI se requiere el diseño de una subestación que permita elevar el nivel de tensión de los 20 kV a 69 kV, con las respectivas protecciones y cuarto de control de la misma. Se utilizará un transformador de 50 MVA de 20/69 kV.

De forma adicional se debe diseñar la línea de sub-transmisión a nivel de 69 kV, la misma que tendrá como punto de llegada la subestación reductora “San Lorenzo” con niveles de tensión de 69/13.8 kV.



**Figura 2.3. Ubicación de la S/E de Central “San Lorenzo”**

El conductor por utilizar será el 500 MCM de 4.5 km, dicha línea de sub-transmisión será de un circuito, garantizando un margen de cargabilidad de la línea las especificaciones se muestran en el ANEXO# 2.

## 2.2. Centrales Geotérmicas de Generación

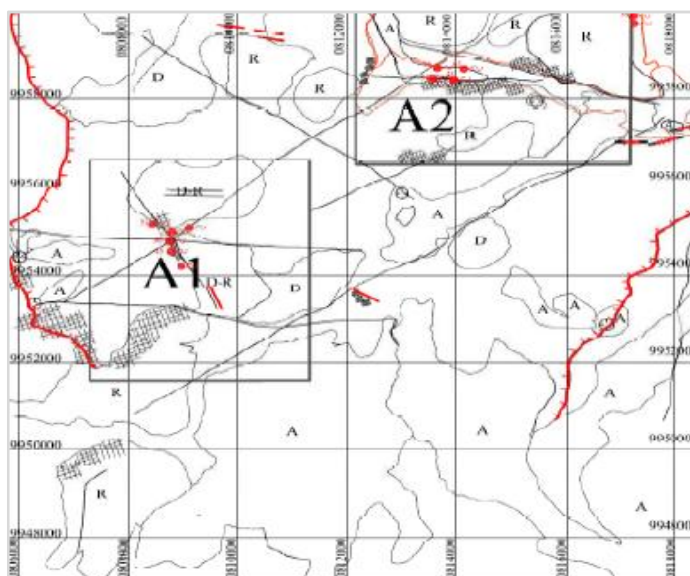
En este trabajo tomaremos como base de tecnologías a la “CENTRAL GEOTÉRMICA CHACHIMBIRO”, misma que fue anteriormente desarrollada detalladamente en la tesis “Diseño de generación eléctrica por fuentes geotérmicas en la zona norte del país-Chachimbiro” [11], la cual aporta con 30 MW a la generación eléctrica nacional y está ubicada en la provincia de

Imbabura. En dicho documento se describe los tres tipos de centrales.

Habiendo mencionado esto, es preciso indicar que el sistema turbina-generador de la tesis mencionada, SST-400 GEO de 10 MW (ANEXO# 3), será el mismo que se empleará en las centrales geotérmicas propuestas. El conductor por utilizar en dichas centrales será el 266.8 AWG (ANEXO# 4). Además, el transformador de Chachimbiro será empleado únicamente para la Central Geotérmica Jamanco.

### 2.2.1. Central Geotérmica Chacana

La caldera Chacana se encuentra ubicada en la parte superior de la Cordillera Real a una altura de 4500 msnm, en la provincia de Napo. Por medio de los diferentes estudios realizados en la parte sur de la caldera, se han identificado dos áreas con gran potencial geotérmico: Cachiyacu (A1) y Jamanco (A2).



**Figura 2.4: Ubicación de reservorios geotérmicos Chacana; A1: Cachiyacu; A2: Jamanco [12]**

Dichos estudios demuestran que los yacimientos geotérmicos se encuentran en dos fases (vapor y líquido), con predominio líquido. Se estima una temperatura superior a los 200 °C, por lo que permite concluir que la tecnología Flash es la más óptima para su implantación [12].

En el proyecto “Estudio Geovulcanológico de la zona sur de la caldera Chacana, provincia de NAPO-PICHINCHA” [13] se detalla una asunción de que sólo el 13% de la energía térmica (MWt) del reservorio se convierte en electricidad, considerando un período de vida útil de 30 años. A continuación, se detallan características de los dos reservorios:

<b>Características</b>	<b>Cachiyacu</b>	<b>Jamanco</b>
<b>Ubicación</b>	4 km SO El Tambo	Entre El Tambo y Papallacta
<b>Área (km<sup>2</sup>)</b>	20	20
<b>Temperatura (°C)</b>	>200	200-230
<b>Potencial geo-termoeléctrico</b>	171	142
<b>Factor de recuperación</b>	25%	25%
<b>Capacidad de generación (MW)</b>	40	30

**Tabla 6: Detalle de características de reservorios Cachiyacu y Jamanco.**

En los estudios realizados por CELEC EP se menciona que en el reservorio Cachiyacu se puede generar hasta 83 MW, por ello se puede plantear una expansión del proyecto para aumentar la capacidad de generación.

Dado que ambos reservorios muestran características similares en cuanto a temperatura, como se mencionó anteriormente, se empleará la tecnología Single Flash para cada uno de ellos.

Según lo expuesto en el “Manual de Geotermia” [14], se considera que todo pozo exitoso de producción emite suficiente vapor o líquido para producir 5 MW de energía eléctrica en la central. Los pozos deben tener capacidad entre 2.5 MW y 5 MW, ya que en caso de que el pozo sea de menor capacidad este es considerado infructuoso.

$$\# d p \quad p = \frac{P}{P} \frac{a i}{p \quad p} \quad (2.10)$$

Además, se debe disponer de pozos de inyección que dan soporte al yacimiento, realizándolos en lugares que no afecten al yacimiento geotérmico por enfriamiento; la inyección se podría dar con la mitad de la cantidad de pozos de producción.

El sistema de inyección será de tipo cerrado, mediante el cual se puede inyectar los gases no condensados y la salmuera. Este resulta más adecuado para el diseño porque consta de una tubería que conserva la temperatura de la salmuera antes de ser inyectada al reservorio.

Por lo expuesto, cada reservorio resultaría en lo siguiente:

	<b>Cachiyacu</b>	<b>Jamanco</b>
Pozos productores	8	6
Pozos de inyección de salmuera	4	3

**Tabla 7: Pozos por reservorio.**

### ) **Subestación Eléctrica**

Por cada reservorio se ubicará una central, y estas para ser incluidas al SNI necesitan del levantamiento de una L/T de 138 kV, por lo cual se necesita diseñar una S/E de transmisión elevadora de 13.8/138 kV.

#### - **Cachiyacu**

Ya que esta central entregará 40 MW al SNI, se utilizará un transformador que cubra la máxima generación. A continuación, se muestran las características más importantes del transformador:

<b>CONEXIÓN</b>	DELTA-ESTRELLA
<b>CAPACIDAD INSTALADA</b>	40/50 MVA
<b>TRANSFORMADOR</b>	13.8/138 kV
<b>REFRIGERACIÓN</b>	ONAF
<b>TAP</b>	2.5%
<b>DEFASE</b>	30°
<b>CORRIENTE DE</b>	0.5%
<b>IMPEDANCIA</b>	12.5%

**Tabla 8: Características del transformador de 13.8/138 kV Cachiyacu.**

Ante el posible aumento de la capacidad de generación es necesario el ingreso de uno o varios transformadores dependiendo la generación que se proyecte.

#### - **Jamanco**

Debido a que esta central entregará 30 MW al SNI, se requiere de un

transformador que cubra la máxima generación. A continuación, se muestran las características más importantes del transformador:

<b>CONEXIÓN</b>	DELTA-ESTRELLA
<b>CAPACIDAD INSTALADA</b>	30/37.5 MVA
<b>TRANSFORMADOR</b>	13.8/138 kV
<b>REFRIGERACIÓN</b>	ONAN/ONAF
<b>TAP</b>	2.5%
<b>DEFASE</b>	30°
<b>NBI PRIMARIO</b>	550 kV
<b>NBI SECUNDARIO</b>	110 kV

**Tabla 9: Características del transformador 13.8/138 kV Jamanco**

### ) Diseño de Línea de Transmisión

El punto de llegada de las líneas de transmisión que permitirán la conexión con el SNI se dará por medio de la S/E Booster 2 con nivel de tensión de 138 kV, perteneciente a la empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento de Quito (EPMAPS).

#### - **Cachiyacu**

La línea que unirá la S/E del reservorio Cachiyacu con la S/E Booster 2, tendrá aproximadamente un recorrido de 9 km, la parte final del recorrido será en paralelo con respecto a la línea de 138 kV existente en el lugar.



**Figura 2.5: Recorrido L/T Central Cachiyacu hacia la S/E Booster 2**



### - **Jamanco**

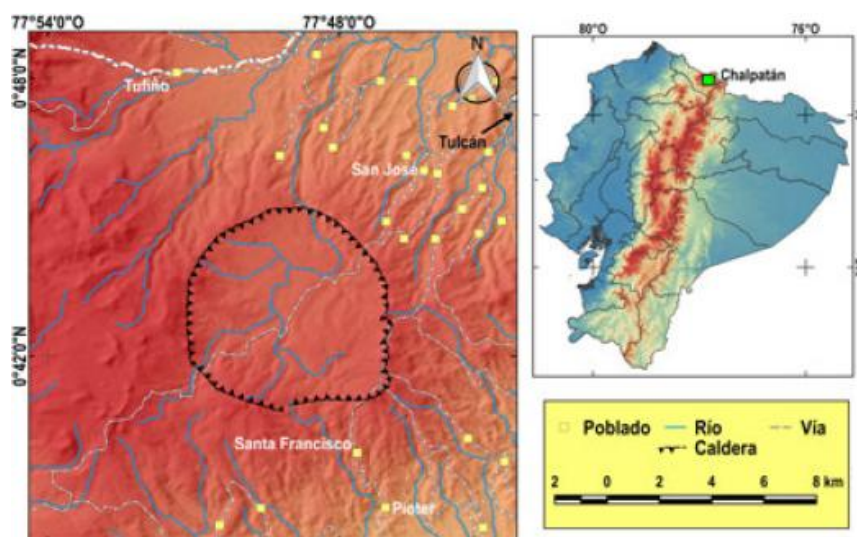
La línea que unirá la S/E del reservorio Jamanco con la S/E Booster 2, tendrá aproximadamente un recorrido de 3 km.



**Figura 2.6: Recorrido L/T Central Chacana-Jamanco hacia la S/E Booster 2**

### 2.2.2. Central Geotérmica Chalpatán

El proyecto comprende los cantones de Espejo y Tulcán en la provincia de Carchi, con un área aproximada de 130 km<sup>2</sup>.



**Figura 2.7: Ubicación calderas de proyecto Chalpatán [15]**



### ) Sistema de generación

Estudios realizados determinaron que las temperaturas estimadas están entre 70 - 120°C, lo que lo convierte en un proyecto viable para diversos usos, dado sus temperaturas estimadas, se usará tecnología de ciclo binario.

El potencial geo-termoeléctrico que posee este yacimiento es de 130 MW, el cual con un factor de recuperación de recurso del 25% podrá generar 30 MW.

### ) Subestación Eléctrica

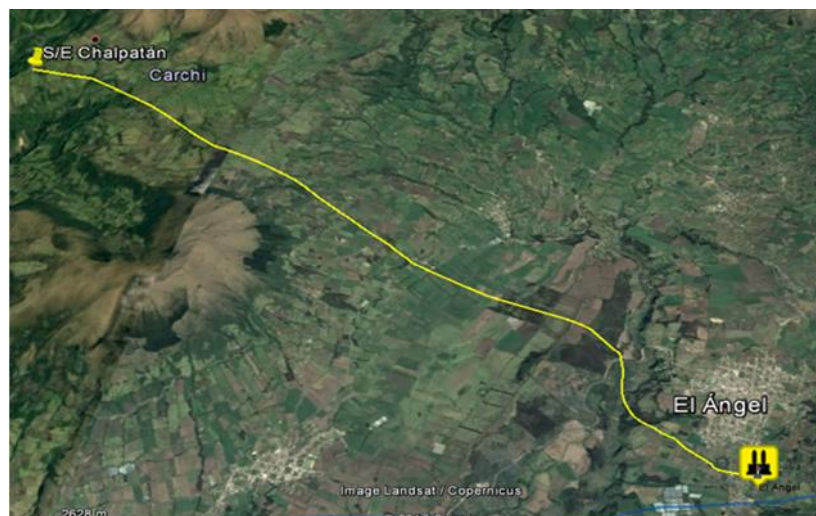
Esta central entregará 30 MW al SNI, por lo que requiere de un transformador que cubra la máxima generación. A continuación, se muestran las características más importantes del transformador:

<b>CONEXIÓN</b>	DELTA-ESTRELLA
<b>CAPACIDAD INSTALADA</b>	30/37.5 MVA
<b>TRANSFORMADOR ELEVADOR</b>	13.8/69 kV
<b>REFRIGERACIÓN</b>	ONAF
<b>TAP</b>	2.5%
<b>DEFASE</b>	30°
<b>CORRIENTE DE EXCITACIÓN</b>	0.25%
<b>IMPEDANCIA</b>	12.5%

**Tabla 10: Características del transformador**

### ) Diseño de la línea de transmisión

Para el diseño de la línea de sub-transmisión entre la S/E de la central de generación geotérmica y la S/E El Ángel con niveles de tensión de 13.8/69 kV, se tendrá en cuenta las áreas protegidas, además de zonas montañosas. La nueva S/E estará ubicada a una distancia aproximada de 13 Km de la S/E El Ángel.



**Figura 2.8: Recorrido L/T Chalpatán**

## **2.3. Centrales Eólicas de Generación**

### **2.3.1. Central Eólica Minas de Huascachaca**

Se encuentra ubicado a 84 km al suroeste de la ciudad de Cuenca por la vía Girón -Pasaje en la Provincia de Loja, en la parroquia San Sebastián de Yúluc del cantón Saraguro.

El sitio presenta poca vegetación con mesetas relativamente plana, en donde por estudios de factibilidad y complementarios, se ha determinado que el proyecto eólico estaría constituido por 25 generadores de 2 MW cada uno, con una altura de buje de 80 m, para un total de 50 MW [16].

La simulación de la ubicación de los aerogeneradores se presenta en las siguientes imágenes.

#### **) Selección de Aerogenerador**

Para la selección del aerogenerador, se debe tomar en cuenta la zona de emplazamiento para determinar qué clase de aerogenerador se utilizará. Para esto vemos la norma IEC 61400-1 que proporciona una relación entre la clase del aerogenerador y la velocidad del viento en el emplazamiento, como se puede observar en la Tabla 11:

Clase de aerogenerador		I	II	III	S
Vref	(m/s)	50	42.5	37.5	Valores especificados por el diseñador
A	Iref(-)	0,16			
B	Iref(-)	0,14			
C	Iref(-)	0,12			

**Tabla 11: Clase de Aerogenerador según Norma IEC 61400-1**

Donde Vref es la velocidad de referencia que se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$V = \frac{V_m \cdot a}{0.2} \quad (2.11)$$

El lugar de emplazamiento del parque eólico presenta una velocidad media anual de 5.99 m/s con lo cual se obtiene una Vref= 29.955 m/s, eligiendo así un aerogenerador de clase III.

En “Análisis de la integración de parque eólicos a la red de transmisión ecuatoriana. Aplicación al proyecto Huascachaca” [5] se detalla el aerogenerador a emplear MM87 2MW del fabricante REPOWER clase III (ANEXO# 5).

### ) Centro de transformación

La energía generada por el aerogenerador a 690 V será elevada mediante un transformador de 2.5 MW, con niveles de tensión de 690V/36 kV. Dicho transformador se encuentra en la parte inferior de la torre del aerogenerador, cuyos circuitos eléctricos soterrados de 36 kV se encargan de transportar la energía eléctrica hasta la S/E transformadora de 36/69 kV. Esta S/E dispondrá de un transformador de potencia 40/50 MVA, y se denominará S/E Uchucay.

<b>Potencia aparente nominal</b>	2,5 MVA
<b>Relación de tensión Nominal</b>	690 / 36000 V
<b>Frecuencia</b>	60 Hz
<b>Número de fases</b>	3
<b>Voltaje de cortocircuito</b>	6 %
<b>Grupo de conexión</b>	Yy (YN-yn)
<b>Sistema de Refrigeración</b>	Natural

**Tabla 12: Características del transformador elevador 690V/36kV**

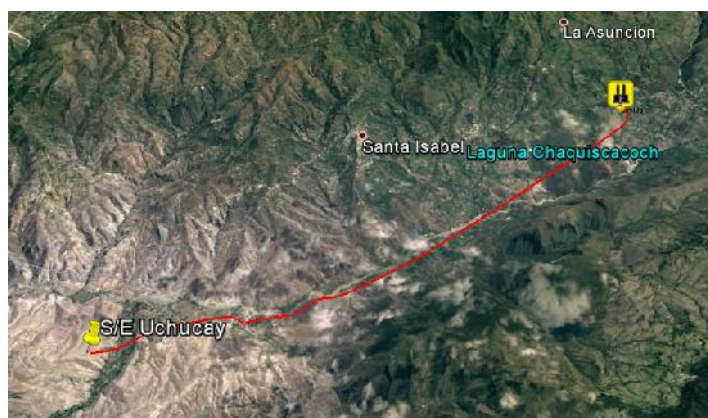
<b>CONEXIÓN</b>	ESTRELLA-ESTRELLA
<b>CAPACIDAD INSTALADA</b>	40/50 MVA
<b>TRANSFORMADOR</b>	36/69 kV
<b>REFRIGERACIÓN</b>	ONAN/ONAF
<b>TAP</b>	2.5%
<b>DEFASE</b>	30°
<b>IMPEDANCIA</b>	10%

**Tabla 13: Características del transformador de potencia 36/69 kV**

### ) Línea de Transmisión

La conexión con el SNI se dará mediante la S/E Lentag perteneciente a la provincia de Azuay, la misma que presenta niveles de tensión de 69/22kV.

Para el diseño de la línea de sub-transmisión se tendrá en cuenta la gran cantidad de montañas y las poblaciones que se existen entre ambas subestaciones. Ante esto se presenta el recorrido de la línea de sub-transmisión, con una longitud aproximada de 20 km.



**Figura 2.9: Recorrido de L/T Minas de Huascachaca**

#### 2.4. Centrales de generación mediante recursos renovables no convencionales a incluirse en el SNI

Proyecto	Tipo de generación	Capacidad [MW]
Central Solar FV PIMAN	Solar Fotovoltaica	25
Central Solar FV Santa Elena	Solar Fotovoltaica	50
Central Solar FV San Lorenzo	Solar Fotovoltaica	50
Central Geotérmica Cachiyacu	Geotérmica	40
Central Geotérmica Jamanca	Geotérmica	30
Central Geotérmica Chalpatán	Geotérmica	30
Central Geotérmica Chachimbiro	Geotérmica	30
Central Eólica Minas de Huascachaca	Eólica	50
<b>Total</b>		<b>305</b>

Tabla 14: Detalle de centrales a analizar

#### 2.5. Metodología para el Plan de Expansión

El plan de expansión de la matriz de generación presentará varios escenarios con diferentes condiciones y situaciones del SNI. Ante esto, se parte con un escenario base, el cual se encuentra actualmente modelado en el software MATLAB mediante la caja de herramientas PSAT (Power System Analysis Toolbox) que permite realizar análisis de sistemas de potencia.

Dentro del diseño del plan de expansión se considera el tiempo de construcción de las diferentes centrales de Energías Renovables No Convencionales, y así determinar el cronograma de ingreso de cada una de las centrales al SNI, donde hemos compactado las fases de desarrollo de construcción según el tipo de central, mismo que se detalla a continuación

##### ) Centrales SFV [17]

- Cimentaciones, accesos y vías: movimiento de tierras, construcción de vías, excavación y relleno, construcción de cunetas y drenajes.
- Caseta para equipos: construcción caseta.
- Ensamble de estructuras: instalación de estructuras en cimientos.
- Montaje de paneles solares: montaje paneles en estructuras, inversores y

controladores en caseta.

- Ruteo de cableado de equipos: conexión de cableado entre equipos, y de equipos con paneles.
- Configuraciones de equipos: configuración inversores y string boxes.
- S/E + transmisión: construcción S/E y líneas de transmisión.
- Puesta en marcha: Sincronización de inversores, equipos de monitoreo con software y programación de alarma de equipo contra evento.

#### ) **Centrales Geotérmicas [14]**

- Perforaciones de pozos de producción e inyección: perforaciones de pozos y estimulación de los mismos.
- Tuberías de vapor/agua caliente: tuberías de conexión entre pozos y turbina-generator.
- Equipamiento turbina-generator: montaje de turbina-generator y demás componentes.
- S/E + transmisión: construcción S/E y líneas de transmisión.
- Puesta en marcha: pruebas y puesta en servicio.

#### ) **Centrales Eólicas [18]**

- Cimentaciones, accesos y vías: movimiento de tierras, construcción de vías, excavación y relleno, construcción de cunetas y drenajes.
- Cableado exterior: conexión de cableado entre equipos.
- Montaje de aerogeneradores: colocación segmentos metálicos de torres, y aerogeneradores.
- S/E + transmisión: construcción S/E y líneas de transmisión.
- Puesta en marcha: pruebas y puesta en servicio, cables de media tensión y aerogeneradores.

Paralelamente, se analiza el crecimiento de la demanda del SNI ya que según cómo se encuentre planificado su año de ingreso la demanda habrá evolucionado y no sería la misma utilizada en las simulaciones del escenario base. Ante esto se propone un crecimiento anual de la demanda de 5%, teniendo en cuenta que la misma dependerá de diversos factores como son la incorporación de cargas industriales, transporte, programas de eficiencia energética, así como la inclusión de sectores que se encuentran sin suministro

eléctrico por medio del Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM); parámetros planteados en el Plan Maestro de Electrificación que presenta CELEC EP.

### **2.5.1. Casos de Expansión: Economía**

Partimos asumiendo que, se presentan diferentes situaciones en la economía de Ecuador, que afectará el proceso de construcción de las centrales:

#### **) Economía alta**

En este escenario se plantea que Ecuador posee todos los recursos tanto monetarios como legales, a tal punto, que es posible construir las 8 centrales al mismo tiempo.

Esto se daría en un plazo de aproximadamente 3 años, ver planificación en ANEXO# 6.

#### **) Economía media**

En este escenario se plantea que el país distribuye sus recursos, de tal manera que promueve la inclusión de las ERNC, construyendo 2 centrales a la vez, al término de ambas se empieza la construcción del siguiente par de centrales.

Esto se daría en un plazo de aproximadamente 11 años, ver planificación en ANEXO# 7.

#### **) Economía baja**

En este escenario se plantea la construcción de una central a la vez.

Esto se daría en un plazo de aproximadamente 20 años, ver planificación en ANEXO# 8.

## CAPITULO 3

### 3. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE EXPANSIÓN.

#### 3.1. Análisis de Flujo de Potencia

A continuación, se realiza un flujo de potencia del SNI para cada caso económico de expansión, se analiza las afectaciones o mejorías que se presenten en el sistema según lo planteado en los diagramas de Gantt.

##### 3.1.1. Caso de Expansión: Economía Alta

En base a lo mencionado en la sección 2.5.1 de este documento, Ecuador cuenta con altos ingresos económicos, lo cual permite dar inicio a la construcción de todas las centrales al mismo tiempo, recordando que cada una de ellas difiere en su fecha de finalización.

Se analiza el SNI en los años: 2019,2020 y 2021, donde vemos la variación de la demanda por el crecimiento anual que esta sufre.

##### ) Análisis al 2019:

Debido a que la construcción y puesta a marcha de la central Eólica culmina casi a inicios del año 2019, se analizará desde este año cómo afecta la central eólica al SNI, junto al ingreso de la central Fotovoltaica PIMAN.

Al 2019, la carga ha tenido un incremento total del 10%, por lo que es necesario realizar ciertas modificaciones.

Aumento de capacidad de subestaciones:

- S/E Babahoyo 138/69 kV, con capacidad instalada de 126 MVA a 266.7 MVA, ante esto se debe sustituir un transformador de 60MVA por uno de 100MVA con características similares al existente en la S/E Machala.
- S/E Posorja 138/69 kV, aumento de la capacidad de 66 MVA hasta los 132 MVA, incrementando un transformador de 66 MVA de



similares características al existente.

Al realizar el flujo de potencia, el voltaje en la barra de Cuenca 69 kV es de 1.01 p.u. Mientras que con el ingreso de la central eólica este presenta un leve incremento de voltaje en la barra de 1.024 p.u. De igual manera se analiza el efecto que sufre la barra de Ibarra 69 kV, misma que presentaba un voltaje de 0.9277 p.u. se proponen dos posibles soluciones contra el bajo voltaje, una es el aumento de la capacidad de la subestación Ibarra, y la segunda, misma que se aplicó en este proyecto, es el ingreso de la central fotovoltaica donde se aprecia un notable incremento a 0.9467 p.u.

Adicionalmente, se analiza la afectación producida en las barras más cercanas al punto de conexión de la central eólica, siendo estas Cuenca 138 kV, Cuenca\_ind 69 kV, Sinincay 69 kV, y la barra donde existe la generación conjunta de la C. Descanso, C. Saucay y C.Saymirin, mientras que para el ingreso de la central fotovoltaica se analizarán las barras de Ibarra será a 138 kV y 34.5 kV, Tulcán 138 kV y 69 kV.

	<b>S/E Cuenca (138 kV)</b>	<b>S/E Cuenca_ind (69 kV)</b>	<b>S/E Sinincay (69 kV)</b>	<b>S/E Des_Sau_Say (69 kV)</b>
SIN CENTRAL EÓLICA	1.0029	1.01	1.0025	1.05
CON CENTRAL EÓLICA	1.023	1.01	1.003	1.059

**Tabla 15: Voltajes p.u. ante el ingreso de la central eólica al 2019**

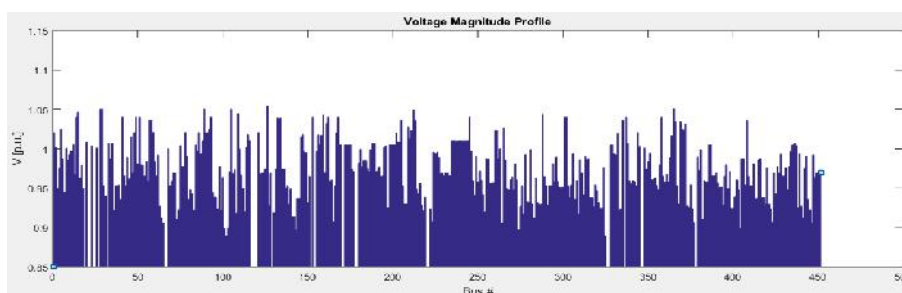
	<b>S/E Ibarra (138 kV)</b>	<b>S/E Ibarra (34.9 kV)</b>	<b>S/E Tulcán (138 kV)</b>	<b>S/E Tulcán (69 kV)</b>
SIN CENTRAL SFV	0.9784	0.9803	0.9983	1.02
CON CENTRAL SFV	0.9844	0.9862	1.001	1.0187

**Tabla 16: Voltajes p.u. ante el ingreso de la central fotovoltaica al 2019**

En la Tabla 15 y 16, se observa el beneficio que se obtiene al ingreso de la Central Eólica Minas de Huasachaca y la Central Fotovoltaica

PIMAN al SNI, mejorando el nivel de voltaje en las barras cercanas.

En la Figura 3.1, se muestran los niveles de voltaje en cada barra del sistema, una vez ingresadas las centrales eólicas y SFVs, mismos que se encuentran dentro 10% del voltaje nominal.



**Figura 3.1: Perfil de voltajes al 2019 con centrales**

### ) Análisis al 2020:

En este año se presenta el ingreso de las centrales fotovoltaicas San Lorenzo, Santa Elena y centrales geotérmicas Chachimbiro, Chalpatán y Jamanco.

Fijando el incremento de carga a este año y los ajustes ya mencionados al 2019, en este año se procede a incrementar la capacidad de la S/E Portoviejo 138/69 kV hasta los 175 MVA.

Al realizar el flujo de potencia vemos que en las barras Ibarra 138 kV se presenta inicialmente un voltaje de 0.9781 p.u., y posterior al ingreso de la Central Geotérmica Chachimbiro el voltaje presenta un incremento a 0.9828 p.u.

En la barra Posorja 69 kV existe un voltaje de 0.9867 en p.u., y con el ingreso de la central fotovoltaica San Lorenzo el voltaje presenta un aumento a 1.003 p.u.

En la barra Sta. Elena 69 kV, existe un voltaje de 0.9804 p.u., luego del ingreso de la central fotovoltaica Santa Elena el voltaje presenta un aumento a 0.991 p.u.

Al ingresar la central geotérmica Chalpatán, el nivel de voltaje en la

barra Tulcán 69 kV aumentó a 1.0236 p.u., el mismo que anteriormente era de 1.006 p.u.

De igual manera, con el ingreso de la Central Geotérmica Jamanco el nivel de voltaje en la barra Booster 2 presenta una mejoría de 0.9707 p.u. a 0.9853 p.u.

Como se observa en algunas barras, el aumento de voltaje está por encima de 1 p.u. debido a que las centrales están aportando toda su capacidad de generación al SNI. Como esto ocurre en el mejor de los casos, el voltaje en dicha barra estará alrededor del 1 p.u. cuando las centrales aporten menos de su capacidad de generación.

Adicionalmente, se analiza la afectación que tendrán las barras aledañas al punto de conexión de las diferentes centrales.

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Booster_1	0.983	0.9853
Recuperadora	0.984	0.9854
Inga_230	0.997	0.997
Inga_138	0.984	0.995
Alangasi_138	0.9839	0.9853
Quinche_138	0.9839	0.9853
Tababela_138	0.9839	0.9853

**Tabla 17: Voltajes p.u. de barras aledañas a Booster 2 al 2020**

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Posorja_138	0.9881	1.00
Sta. Elena_138	0.9839	0.9853

**Tabla 18: Voltajes p.u. de barras cercanas a los puntos de conexión de centrales fotovoltaicas al 2020**

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Ibarra_34,5	0.9806	0.9846
Pomasqui_138	0.9805	0.9825
Pomasqui.EEQ_138	0.9958	1.03
Tulcan_138	0.9867	1.008

Tabla 19: Voltajes p.u. de barras aledañas a Tulcán 69 kV al 2020

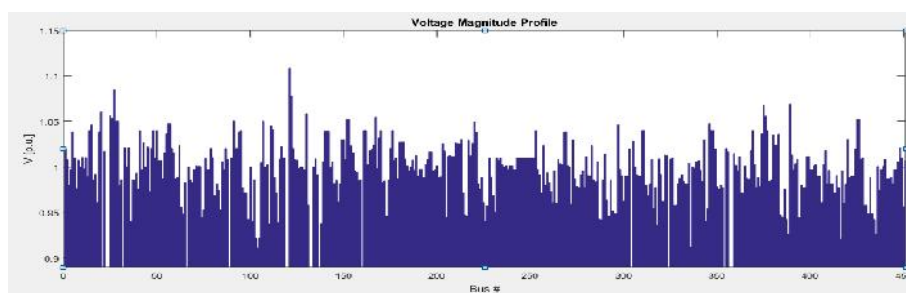


Figura 3.2: Perfil de voltajes del SNI al 2020 con centrales

### ) Análisis al 2021:

En este año se da el ingreso de la central Geotérmica Cachiyacu, realizando el incremento de capacidad de diferentes S/E, como la de S. Domingo y Duran, con capacidades de 167 MVA y 165 MVA, respectivamente.

También se propone la construcción de tres nuevas líneas de transmisión:

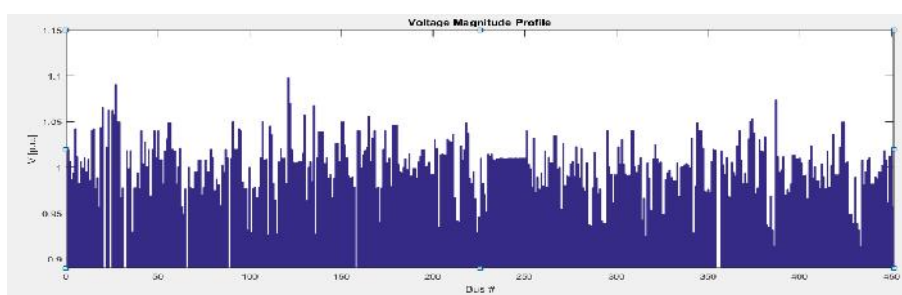
- L/T Milagro – Babahoyo a un nivel de tensión de 138 kV
- L/T Daule Peripa – Chone a un nivel de tensión de 138 kV
- L/T Quevedo – San Gregorio a un nivel de tensión de 230 kV

Al realizar el flujo de potencia, el voltaje en la barra Booster 2 138 kV es de 0.9635 p.u., mientras que con el ingreso de la central Geotérmica Cachiyacu este presenta una mejoría, obteniendo un voltaje en la barra de 0.9777 p.u.

De igual manera, a continuación, se analiza la afectación que se da en las barras cercanas al punto de conexión.

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Booster_1	0.9635	0.9777
Recuperadora	0.9635	0.9776
Inga_230	0.9832	0.9937
Inga_138	0.9635	0.9776
Alangasi_138	0.9635	0.9776
Quinche_138	0.9635	0.9776
Tababela_138	0.9635	0.9776

**Tabla 20: Voltajes p.u. de barras aledañas a Booster 2 al 2021**



**Figura 3.3: Perfil de voltajes del SNI al 2021 con centrales**

En la Figura 3.3 se observa el perfil de voltaje por el ingreso de las centrales de ERNC; manteniendo voltajes dentro del límite reglamentario según lo realizado para este corto período de análisis cuya demanda no presenta un incremento relevante para la generación existente.

### 3.1.2. Caso de Expansión: Economía Media

Para este estudio se han seleccionado los años en donde se realiza el estudio en 2019, 2022, 2025 y 2028, que es donde se da el ingreso de las centrales de energía renovables al SNI especificado en el diagrama de Gantt mostrado en ANEXO# 7.

El análisis para el año 2019, donde se presenta el ingreso de la central eólica Minas de Huascachaca y la fotovoltaica PIMAN, similar al realizado para el caso de expansión de economía alta.

### ) **Análisis al 2022:**

Debido a que la demanda del SNI crece aceleradamente con respecto al crecimiento de la generación eléctrica, se incluyen todas las centrales de generación para mantener los niveles de voltajes dentro de los límites permisibles. Además, se incorporan nuevas L/T y se provee de aumento en capacidad de varias subestaciones.

- S/E Duran (230/69 kV) de 165 MVA a 225 MVA
- S/E Babahoyo (138/69 kV) de 166 MVA a 200 MV
- L/T Milagro - Babahoyo a nivel de 138 kV
- L/T Daule Peripa – Chone a nivel de 138 kV
- L/T Santo Domingo – Esmeralda a nivel de 138 kV

Una vez realizadas y verificadas todas las variaciones dentro de los límites permitidos por el ARCONEL analizamos la afectación en las barras de conexión de las centrales SFV Santa Elena y San Lorenzo.

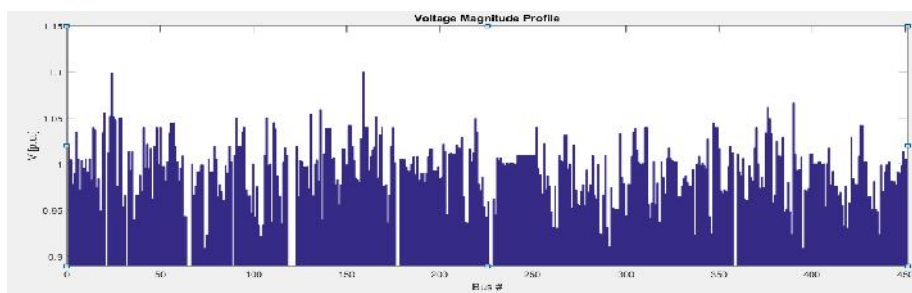
En la barra de Santa Elena se tiene inicialmente un voltaje 0.9932 p.u., mientras que con el ingreso de la central SFV este aumenta hasta 1.001 p.u.

La barra Posorja 69 kV inicialmente se encuentra a 0.9847 p.u., pero con el ingreso de la central SFV este aumenta a 1.004 p.u.

Los voltajes en las barras de 138 kV de las S/E Sta. Elena y Posorja presentan una mejoría pasando estos a 1.015 y 1.009 p.u. para cada S/E, respectivamente.

<b>Barra</b>	<b>Voltaje p.u. (antes)</b>	<b>Voltaje p.u. (después)</b>
Sta. Elena 138 kV	1.0031	1.015
Sta. Elena 69 kV	0.9932	1.0018
Posorja 138 kV	0.9848	1.0096
Posorja 69 kV	0.9847	1.0041

**Tabla 21: Voltajes p.u. antes y después del ingreso de centrales SFV San Lorenzo y Santa Elena al 2022**



**Figura 3.4: Perfil de voltajes del SNI al 2022 con centrales**

### ) Análisis al 2025:

Como se mencionó en el análisis anterior, debido a que las propuestas de generación de energías renovables no son a grandes escalas, y la demanda generación del SNI y su crecimiento no van de la mano, se presentan voltajes de algunas barras cerca del límite permitido del  $\pm 10\%$ , por lo tanto, se realiza la propuesta de construcción de nuevas líneas de transmisión y aumento de capacidad de subestaciones que ya no son capaces de suplir la demanda que tienen conectada.

Aumento de la capacidad de las subestaciones:

- S/E Quevedo (138/69 kV) a 224 MVA
- S/E Caraguay (138/69 kV) de 225 MVA a 291MVA incorporando un transformador de 66 MVA
- S/E Santo Domingo (138/69 kV) de 167 MVA a 224 MVA.
- S/E Ibarra (138/69 kV) de 132 MVA a 198 MVA, incorporando un transformador de 66 MVA de similares características a los existentes en dicha subestación.

Construcción de líneas de transmisión a un nivel de 230 kV:

- L/T Quevedo - Chorrillos.
- L/T Quevedo – San Gregorio

Al haber realizado las modificaciones mencionadas, se procede a correr el flujo de potencia obteniendo los siguientes voltajes en las barras Tulcán a 69 kV de 1.0044 y Booster 2 a 138 kV de 0.9304.

En la Tabla 22 se aprecia cómo afecta el ingreso de las centrales

geotérmicas a las barras aledañas a la barra de conexión.

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Booster_1	0.9163	0.9304
Recuperadora	0.9164	0.9304
Inga_230	0.95	0.9514
Inga_138	0.92	0.9304
Alangasi_138	0.9163	0.9304
Quinche_138	0.9163	0.916
Tababela_138	0.9163	0.926

Tabla 22: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Booster 2 al 2025

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Ibarra_138	0.9212	0.9263
Ibarra_34,5	0.9235	0.9281
Pomasqui_138	0.921	0.926
Tulcan_138	1.002	1.0038

Tabla 23: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Tulcán 69 kV al 2025

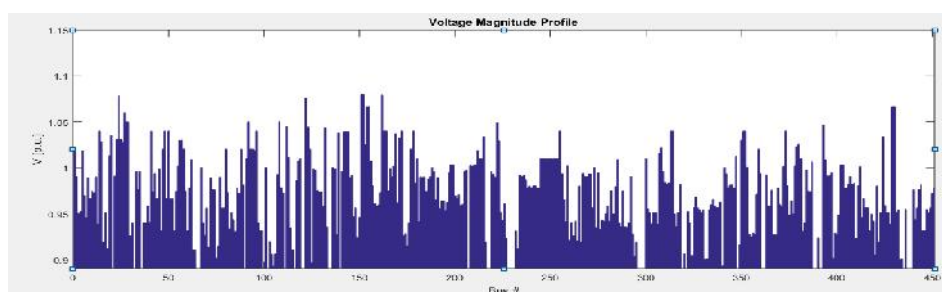


Figura 3.5: Perfil de voltajes del SNI al 2025 con centrales

### ) Análisis al 2028:

En este año de análisis se realiza el ingreso de las centrales geotérmicas Chachimbiro y Cachiyacu en las barras de Ibarra 138 kV y Booster 2 respectivamente.

Luego de realizar el flujo de potencia, se observa que el voltaje en la barra Ibarra 138 kV es de 0.9381 p.u. mientras que en la barra Booster 2 es de 0.9507. con el ingreso de ambas centrales los voltajes en



dichas barras presentan una mejoría, en la barra Ibarra el voltaje es de 0.9462 p.u. y en Bostear 2 es de 0.9551 p.u.

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Booster_1	0.9507	0.9551
Recuperadora	0.9507	0.9551
Inga_230	0.954	0.9678
Inga_138	0.942	0.9551
Alangasi_138	0.9507	0.955
Quinche_138	0.9507	0.955
Tababela_138	0.9507	0.950

Tabla 24: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Booster 2 al 2028

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Ibarra_138	0.9381	0.9462
Ibarra_34,5	0.9399	0.9481
Pomasqui_138	0.9383	0.9454
Tulcan_138	1.008	1.013

Tabla 25: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Tulcán 69 kV al 2028

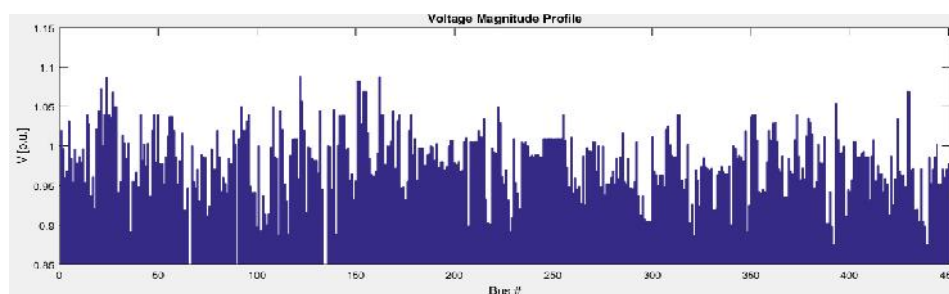


Figura 3.6: Perfil de voltajes del SNI al 2028 con centrales

La Figura 3.6 muestra el perfil de voltaje ante el ingreso de las centrales no convencionales, se aprecia los voltajes están dentro del rango límite estipulado por la norma.

### 3.1.3. Caso de Expansión: Economía Baja

En el último escenario a analizar Ecuador dispone de recursos económicos limitados, por lo que sólo se realiza la construcción de una central a la vez, es decir, al término de construcción de la anterior inicia la construcción de la siguiente y así sucesivamente.

#### ) Análisis al 2019

En este año, se realiza el ingreso de la central Eólica Minas de Huascachaca con una potencia de generación nominal de 50 MW.

Como resultado, se presenta mejoría en el voltaje de la barra Cuenca 69 kV que va de 1.0175 p.u. a 1.0232 p.u. Además, se analiza el punto de conexión de la central eólica, al percatarse de una pequeña mejoría en el voltaje en las barras aledañas.

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Cuenca_138 kV	1.005	1.0105
Cuenca_ind 69 kV	1.01	1.01
Sinincay 69 kV	1.002	1.0028
Des_Sau_Say	1.0539	1.0594

Tabla 26: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Cuenca 69 kV al 2019

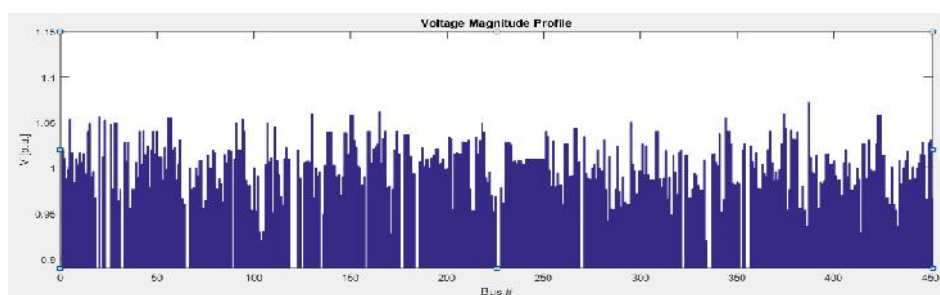


Figura 3.7: Perfil de voltajes del SNI al 2019 con centrales

### ) Análisis al 2020

Con el ingreso de la central SFV PIMAN, el voltaje de la barra Ibarra 69 kV presenta un incremento a 0.9494 p.u., el mismo que antes del ingreso de la central se encontraba en 0.9281 p.u. Presentando, también, mejoría en los niveles de voltaje de las barras aledañas a la de análisis.

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Ibarra_138	0.9819	0.9873
Ibarra_34,5	0.9837	0.9891
Pomasqui_138	0.9828	0.987
Tulcan_138	1.03	1.041

Tabla 27: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Ibarra 69 kV al 2019

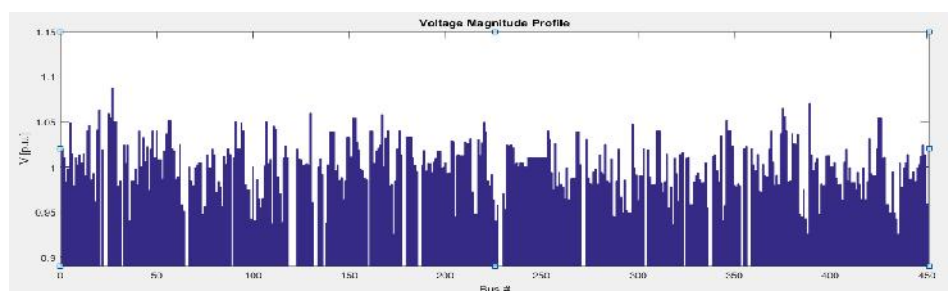


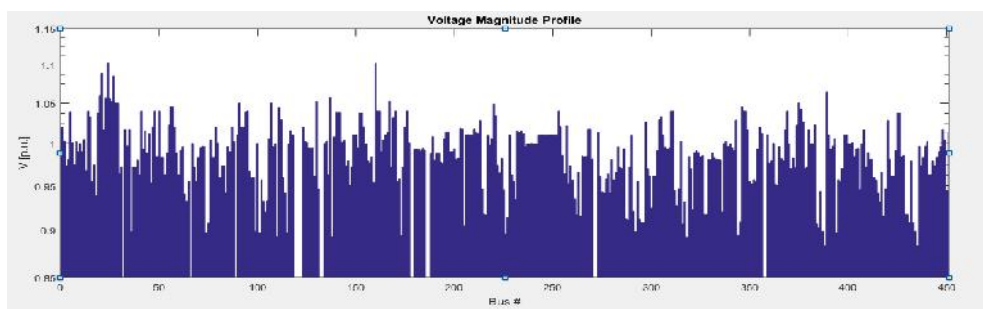
Figura 3.8: Perfil de voltajes del SNI al 2020 con centrales

### ) Análisis al 2023

En este año, se da el ingreso de la central SFV Santa Elena, donde se percibe incremento en el voltaje de la barra Santa Elena 69 kV de 0.9882 p.u. a 1.0009 en p.u.

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
S. Elena_69	0.9866	0.9956
S. Elena_138	0.9882	1.009

Tabla 28: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Santa Elena 69 kV al 2023



**Figura 3.9: Perfil de voltajes del SNI al 2023 con centrales**

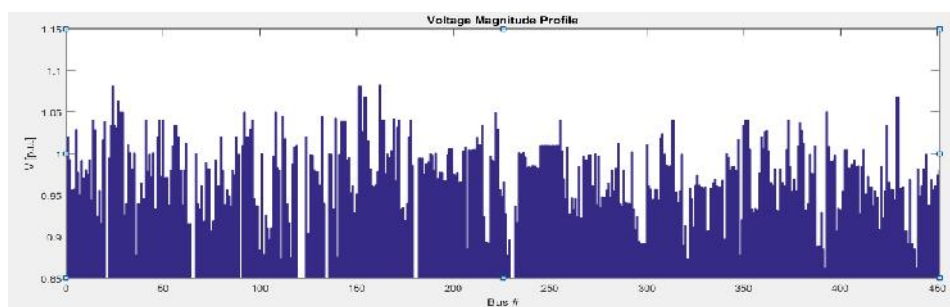
En la Figura 3.9, se aprecia como existen barras que están en el límite del rango de voltaje permitido ( $\pm 10\%$  voltaje nominal), estas barras son pertenecientes a la zona de Quito, donde la falta de generación y el excesivo incremento de la demanda es causante de estos niveles de voltajes.

### ) Análisis al 2025

Al ingreso de la central SFV San Lorenzo, el voltaje presente en la barra Posorja 69 kV existe una notable mejoría dado que va de 0.9643 p.u. a 0.9964 p.u.

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Posorja 69	0.9623	0.9927
Posorja 138	0.9643	0.9964

**Tabla 29: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Posorja 69 kV al 2025.**



**Figura 3.10: Perfil de voltajes del SNI al 2025 con centrales**

Como se mencionó anteriormente, los bajos niveles de tensión en las

barras del SNI se deben a la falta de generación y al incremento de la carga, por lo que a partir de este punto sólo se analiza cómo se comporta el sistema en las barras en donde se realiza la conexión de las centrales restantes.

### ) Análisis al 2028

Siguiendo la planificación de ingreso de centrales ya especificada para este caso de economía, se da el ingreso de la central geotérmica Chacana-Jamanco, resultando un incremento en la barra Booster 2 de 0.9425 p.u. a 0.95 p.u. Además, de la afectación que tienen las barras aledañas a la barra de punto de conexión de la central geotérmica con el SNI.

Barra	Voltaje p.u. (antes)	Voltaje p.u. (después)
Booster_1	0.9425	0.95
Recuperadora	0.9425	0.95
Inga_230	0.9594	0.9627
Inga_138	0.9426	0.955
Alangasi_138	0.9425	0.95
Quinche_138	0.9425	0.9499
Tababela_138	0.9425	0.95

Tabla 30: Voltajes p.u. antes y después de barras aledañas a Booster 138 kV al 2028

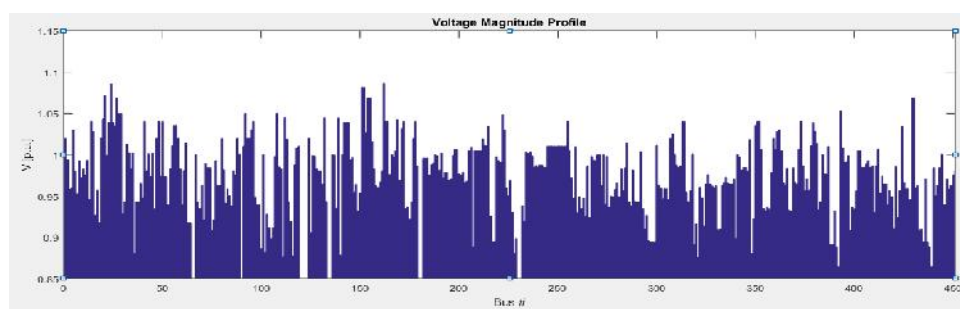


Figura 3.11: Perfil de voltajes del SNI al 2028 con centrales

### ) Análisis al 2031

Antes del ingreso de la geotérmica Chalpatán, la barra Tulcán 69 kV contaba con voltaje 0.889 p.u., incrementando notablemente cuando se da el ingreso llegando a 0.98 p.u.

Dado que se experimenta un acelerado crecimiento en demanda, en contraste al ingreso de potencia de generación, los voltajes del SNI se encuentran fuera del límite estipulado por la norma CONELEC vigente para los años que restan de análisis (2031, 2033 y 2037).

Por lo tanto, se analiza el ingreso del resto de centrales, Chalpatán, Chachimbiro y Chacana-Cachiyacu al año 2028, caso para lo cual en la Tabla 31 y 32 se muestran los voltajes en p.u. en cada una de las barras de conexión y las barras aledañas. Estos voltajes serían similares al análisis hecho en el caso de economía media para el año 2028.

Barra	Voltaje p.u.
Booster_1	0.9551
Recuperadora	0.9551
Inga_230	0.9678
Inga_138	0.9551
Alangasi_138	0.9551
Quinche_138	0.955
Tababela_138	0.955

**Tabla 31: Voltajes p.u. ante el ingreso de central geotérmica Cachiyacu**

Barra	Voltaje p.u.
Ibarra_138	0.9462
Ibarra_34,5	0.9481
Ibarra_69	0.932
Pomasqui_138	0.9454
Tulcan_138	1.0129
Tulcan_69	1.0357

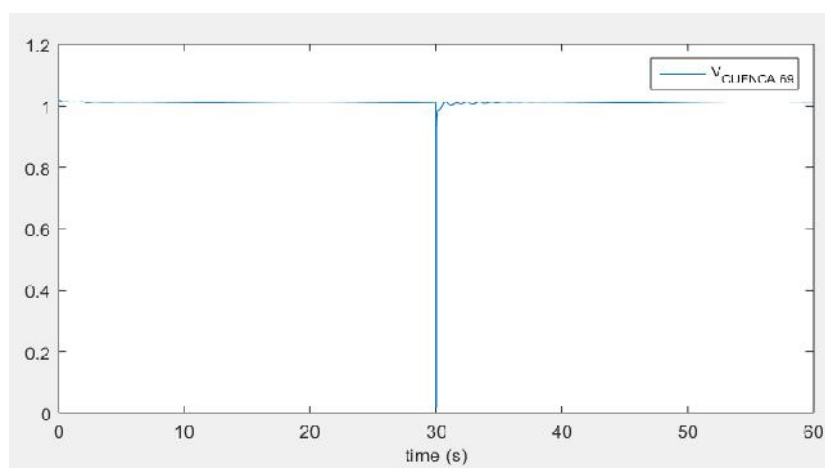
**Tabla 32: Voltajes p.u. ante el ingreso de central geotérmica Chalpatán y Chachimbiro**

### 3.2. Análisis Dinámico

Con este análisis podemos ver cómo reacciona el sistema al producirse una falla en las diferentes barras de punto de conexión de las centrales de energías renovables no convencionales.

A continuación, se mostrarán los distintos perfiles de voltaje y las variaciones que sufre antes, durante y después de la falla simulada en la barra de conexión de central. Además, se presentan las aportaciones de corriente de falla en el lugar de origen.

#### 3.2.1. Barra Cuenca 69 kV



**Figura 3.12: Perfil de voltaje en la barra Cuenca 69 kV; antes, durante y después de una falla**

La falla se origina a los 30 segundos de iniciada la simulación, observamos que al segundo 30.05 se despeja la falla y el voltaje se repone.

	Tiempo [s]	V_Cuenca 69 [p.u.]
<b>Voltaje pre-falla</b>	30.00	1.0111
<b>Voltaje de falla</b>	30.04	0.01780
<b>Voltaje pos-falla</b>	30.05	0.92905
<b>Voltaje estabilizado</b>	34.22	1.01135

**Tabla 33: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Cuenca 69 kV**

La Tabla 33 muestra los valores de voltaje que presenta la barra antes, durante y después de la falla, además se aprecia el tiempo en que el voltaje se repone. Donde a los 30.05325 [s] el voltaje ya está dentro de los límites permitidos por la norma y a los 30.59 [s], el voltaje presenta una magnitud similar a la existente previo al origen de la falla.

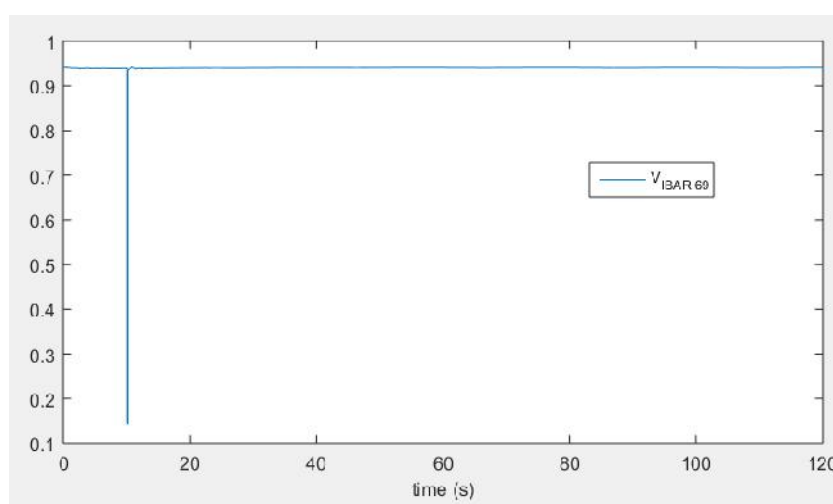
En la tabla 34, podemos visualizar el comportamiento de la corriente durante la falla de las diversas líneas de transmisión por la que circule corriente de aportación a la falla.

	If [p.u.]	If [kA]
L/T Cuenca_ind	3.84	3.213
L/T DES_SAU_SAY	3.2	2.677
L/T a nivel de 138 Kv	7.14	5.974
L/T Minas de Huascachaca	2.01	1.681

**Tabla 34: Aportaciones de corriente de falla en barra Cuenca 69 kV**

### 3.2.2. Barra Ibarra 69 kV

En la Figura 3.13 se muestra el comportamiento del voltaje ante estas condiciones, se observa como este decae a un valor cercano a cero y luego se restaura hasta estabilizarse en un valor cercano al existente antes de que se origine la falla.



**Figura 3.13: Perfil de voltaje en la barra Ibarra 69 kV; antes, durante y después de una falla**



En la Tabla 35 se presenta los tiempos en la que se da todas estas condiciones y cuánto tiempo le toma al voltaje en estabilizarse.

	Tiempo	V_Ibarra 69
<b>Voltaje pre-falla</b>	10.00	0.93864
<b>Voltaje de falla</b>	10.05	0.14163
<b>Voltaje pos-falla</b>	10.06667	0.92885
<b>Voltaje estabilizado</b>	11.238	0.93859

**Tabla 35: Voltajes p.u. antes, durante y después de la falla en Ibarra 69 kV**

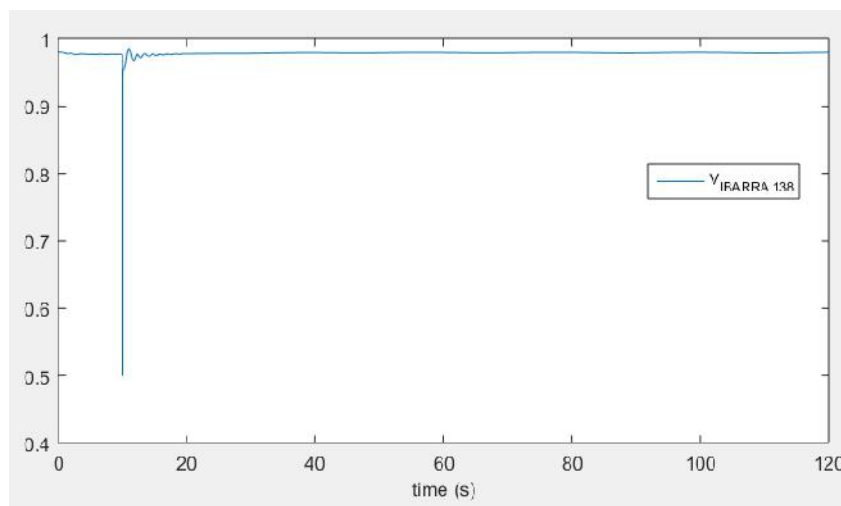
A continuación, se presenta las aportaciones que existen desde el sistema hacia el punto de la falla en este caso la barra Ibarra 69 kV.

	If [p.u]	If [kA]
<b>L/T Piman – Ibarra</b>	2.068	1.73
<b>L/T a nivel de 138 kV</b>	6.176	5.167

**Tabla 36: Aportaciones de corriente de la falla en Ibarra 69 kV**

### 3.2.3. Barra Ibarra 138 kV

Al resultar una falla en la barra de Ibarra 138 kV se producen los cambios vistos en la Figura 3.14. en la onda de perfil de voltaje durante la simulación.



**Figura 3.14: Perfil de voltaje en la barra Ibarra 138 kV; antes, durante y después de una falla**

	Tiempo [s]	V_barra 138 [p.u.]
<b>Voltaje pre-falla</b>	10.00	0.97658
<b>Voltaje de falla</b>	10.05	0.49937
<b>Voltaje pos-falla</b>	10.06667	0.92866
<b>Voltaje estabilizado</b>	19.238	0.97713

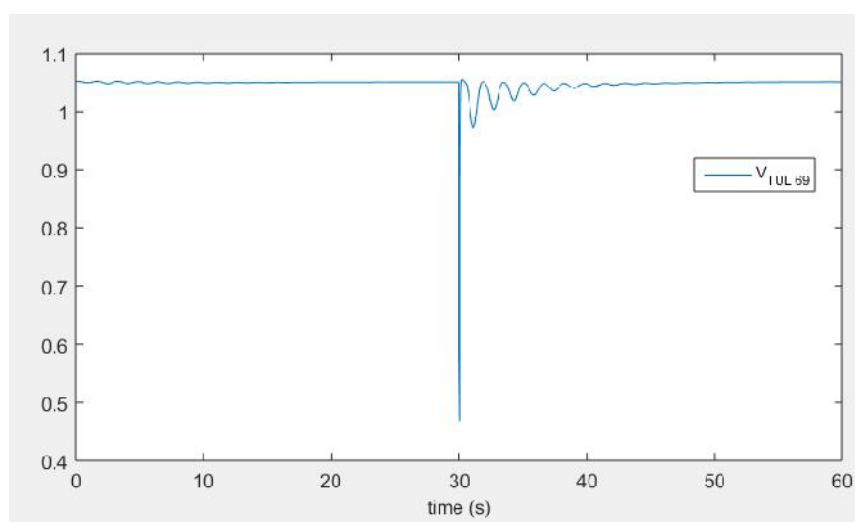
**Tabla 37: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Ibarra 138 kV**

En la Tabla 38 se presentan las aportaciones de corriente de falla que existen desde el sistema hacia el punto de la falla.

	If [p.u]	If [kA]
<b>L/T Pomasqui- Ibarra</b>	21.5	8.994
<b>L/T Ibarra – Tulcán</b>	1.74	0.727
<b>L/T Chachimbiro - Ibarra</b>	1.37	0.573
<b>Aportación Ibarra 69 kV</b>	6.16	2.577
<b>Aportación Ibarra 34.5</b>	0.7	0.292

**Tabla 38: Aportaciones de Corrientes de falla en barra Ibarra 138 kV**

### 3.2.4. Barra Tulcán 69 kV



**Figura 3.15: Perfil de voltaje en la barra Tulcán 69 kV; antes, durante y después de una falla**

En el caso de la barra Tulcán 69 kV, el perfil de voltaje muestra que luego de la falla, el voltaje empieza a oscilar más acentuadamente hasta

reestablecerse al valor que existía en la barra de Tulcán antes de simularse la falla.

Donde, las oscilaciones se deben a la falta de generación en la zona norte del país además de que la pequeña generación actual en esa zona no posee un control de voltaje lo suficientemente robusto para limitar las oscilaciones y el tiempo en que el voltaje se estabiliza.

	Tiempo [s]	V_Tulcán [p.u.]
<b>Voltaje pre-falla</b>	30.00	1.05095
<b>Voltaje de falla</b>	30.05	0.46776
<b>Voltaje pos-falla</b>	30.06667	0.84365
<b>Voltaje estabilizado</b>	45.11314	1.04830

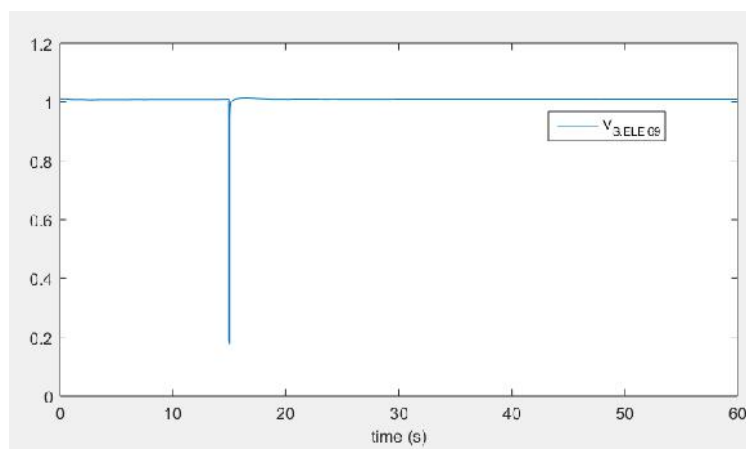
**Tabla 39: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Tulcán 69 kV**

A continuación, se visualizan las aportaciones que existen desde el sistema hacia el punto de la falla de la barra Tulcán 69 kV.

	If [p.u]	If [kA]
<b>L/T Tulcán – Chalpatán</b>	1.82	0.761
<b>Generación a 69 kV</b>	3.15	1.317
<b>Aportación Tulcán 138 kV</b>	0.8	0.334

**Tabla 40: Aportaciones de Corrientes de falla en barra Tulcán 69 kV**

### 3.2.5. Barra Santa Elena 69 kV



**Figura 3.16: Perfil de voltaje en la barra Sta. Elena 69 kV; antes, durante y después de una falla**

La Tabla 41 presenta los tiempos y el voltaje p.u. durante la falla y se puede apreciar el tiempo en que se repone el voltaje después de la falla.

	Tiempo [s]	V_Sta. Elena [p.u.]
<b>Voltaje pre-falla</b>	15.00	1.00929
<b>Voltaje de falla</b>	15.05	0.17527
<b>Voltaje pos-falla</b>	15.05	0.95023
<b>Voltaje estabilizado</b>	18.59	1.00978

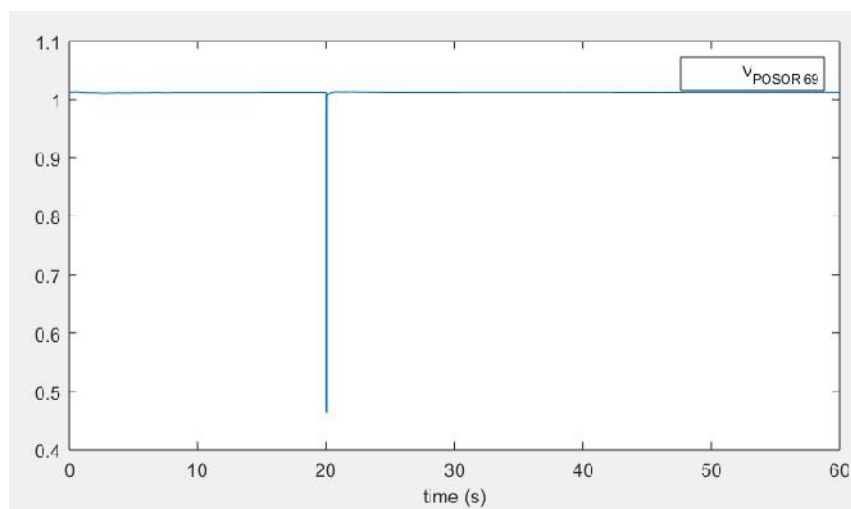
**Tabla 41: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Sta. Elena 69 kV**

En la Tabla 42 se presenta las aportaciones desde el sistema hacia el punto de la falla en la barra Santa Elena 69 kV.

	If [p.u]	If [kA]
<b>L/T SFV – Santa Elena</b>	3.11	2.602
<b>Generación Sta. Elena 3</b>	1.46	1.221
<b>Aportación Sta. Elena 138 kV</b>	6.92	5.79

**Tabla 42: Aportaciones de Corrientes de falla en barra Santa Elena 69 kV**

### 3.2.6. Barra Posorja 69 kV



**Figura 3.17: Perfil de voltaje en la barra Posorja 69 kV; antes, durante y después de una falla**

En la Tabla 43 se presentan los tiempos y voltajes p.u. durante la falla y es notable el tiempo de reposición.

	Tiempo [s]	V_Posorja [p.u.]
<b>Voltaje pre-falla</b>	20.00	1.0116
<b>Voltaje de falla</b>	20.05	0.46261
<b>Voltaje pos-falla</b>	20.0667	1.00537
<b>Voltaje estabilizado</b>	20.2557	1.0101

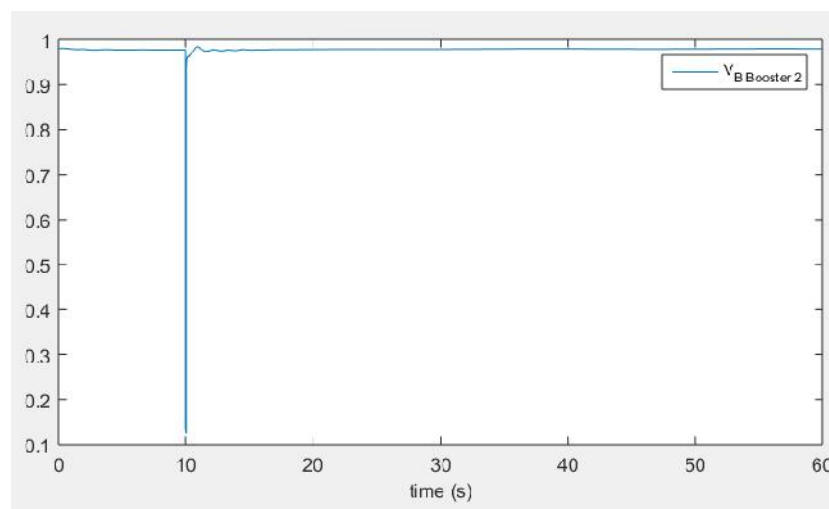
**Tabla 43: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Posorja 69 kV**

En la Tabla 44 se presenta las aportaciones que existe desde el sistema hacia el punto de la falla en este caso la barra Posorja 69 kV.

	If [p.u]	If [kA]
<b>L/T S. Lorenzo – Posorja</b>	2.2	1.84
<b>Aportación Posorja 138 kV</b>	4.23	3.539

**Tabla 44: Aportaciones de Corrientes de falla en barra Posorja 69 kV**

### 3.2.7. Barra Booster\_2 138 kV



**Figura 3.18: Perfil del voltaje en la barra Booster\_2 138 kV; antes, durante y después de una falla**

En la Tabla 45 se presentan los tiempos y el voltaje p.u. durante la falla y en qué tiempo el voltaje después de la falla es similar al existente antes de la falla.

	Tiempo [s]	V_Booster_2 [p.u.]
<b>Voltaje pre-falla</b>	10.00	0.97788
<b>Voltaje de falla</b>	10.04	0.12614
<b>Voltaje pos-falla</b>	10.05	0.92972
<b>Voltaje estabilizado</b>	16.596	0.97823

**Tabla 45: Voltajes p.u. antes, durante y después de una falla en la barra Booster\_2 138 kV**

En la Tabla 46 se presenta las aportaciones dadas desde el sistema hacia el punto de la falla.

	If [p.u]	If [kA]
<b>Aportación del SNI</b>	20.95	8.764
<b>L/T Cachiyacu- Booster 2</b>	2.18	0.912
<b>L/T Jamanca – Booster 2</b>	1.82	0.761

**Tabla 46: Aportaciones de Corrientes de falla en barra Booster\_2 138 kV**

### 3.3. Costos estándares por central de ERNC

Los costos estándares de las centrales, son identificadas por Costes de Inversión (CI) y, costes de Operación y Mantenimiento (O&M). Definiendo que en los Costos de Inversión inicial de una central se encuentra la compra de equipos, que representan una mayoría en porcentaje en lo que respecta a la construcción de una planta.

#### 3.3.1. Central SFV

El costo de una central fotovoltaica, se obtiene según los rubros detallados a continuación:

Descripción	Costo para 25 MW (\$)	Costo para 50MW (\$)	Porcentaje (%)
Trámites y permisos	3,735,200	7,470,400	4
Equipos (módulos fv)	65,366,000	130,732,000	70
Obra civil	11,205,600	2,241,100	12
Obra eléctrica	7,470,400	14,940,000	8
L/T y puesta en marcha	5,602,800	11,205,600	6
	93,380,000	186,760,000	100

**Tabla 47: Costos de Inversión de centrales Solar Fotovoltaica**

Los datos presentados en la Tabla 47 se refieren al CI para centrales fotovoltaicas, tanto para PIMAN 25 MW (\$93,380,000) como para San Lorenzo y Santa Elena 50 MW (\$186,760,000).

En cuanto a los costos de O&M, se considera un costo fijo de 17.75 \$/kW-año [19], lo cual sería \$443,750 en PIMAN (25 MW) y \$887,500 en San Lorenzo y Sta. Elena (50 MW).

#### 3.3.2. Central Geotérmica

Basado en estudios realizados en otros países, el costo referencial para una central de tecnología Single Flash de capacidad de 20 MW hasta 50 MW, es de 2100 \$/kW a 2600 \$/kW.

Tomando un modelo exponencial para la obtención del costo de inversión

se utiliza:

$$CI_{Si} -f h = 2500e^{0.0(P-5)} \quad (3.1)$$

Similarmente, en el caso de la planta de tecnología ciclo binario de 10 MW a 30 MW, el costo de inversión va de 3000 \$/kW a 3300 \$/kW.

$$CI_C -b = 3250e^{0.05(P-5)} \quad (3.2)$$

Así, el costo de inversión para las centrales de 30 MW: Jamanco y Chachimbiro se estima en 2661.24 \$/kW, y para la central de 40 MW Cachiyacu 2728.61 \$/kW. Y el costo estimado de Chalpatán sería 3459.61 \$/kW.

Descripción	Porcentaje (%)	Single flash		Ciclo binario
		Costo para 30 MW (\$/kW)	Costo para 40 MW (\$/kW)	Costo para 30 MW (\$/kW)
Reconocimiento y prefactibilidad	1	26.61	27.29	34.59
Factibilidad y permisos	3	79.84	81.86	103.79
Sondeos de producción	42	1,117.72	1,146.01	1,453.04
Central geotérmica e instalaciones en superficie	51	1,357.23	1,391.59	1,764.40
Línea de transmisión	3	79.84	81.86	103.79
	100	2,661.24	2,728.61	3,459.61

**Tabla 48: Costos de Inversión para centrales geotérmicas según tecnología**

El costo de O&M anual, para ambas tecnologías, se ha modelado como:

$$O\&M = 2e^{0.0(P-5)} \quad (3.3)$$

Dando así un costo de 2.13 \$/kW para las centrales de 30 MW y 2.18 \$/kW para la central de 40 MW [20].



Descripción	CI (\$)	O&M (\$/año)
Single Flash – 30 MW	79,837,200	63,900
Single Flash – 40 MW	109,144,400	87,200
Ciclo Binario – 30 MW	103,788,300	63,900
	292,769,900	215,000

**Tabla 49: Costos de las 3 centrales geotérmicas según CI y O&M**

### 3.3.3. Central Eólica

Dentro de los costes de inversión de centrales eólicas, el mayor porcentaje va dedicado a los aerogeneradores; por esto se ha planteado que se usen aerogeneradores de grande potencia (2MW) aplicando economía de escala. [21]

A continuación, se detallan los rubros porcentuales de costos de inversión aproximados:

Descripción	Costo para 50 MW (\$)	Porcentaje (%)
Trámites y permisos	2,409,000	4
Equipos (torres y aerogeneradores)	47,500,000	77.9
Obra civil	3,400,000	5.6
Obra eléctrica	4,500,000	7.35
L/T y puesta en marcha	3,156,000	5.15
	60,965,000	100

**Tabla 50: Costos de inversión central eólica Minas de Huascachaca**

En cuanto a los costos de operación y mantenimiento, se representa anualmente entre el 1%-3% de la inversión, por lo cual considerando el rango mínimo nos daría 609,650 \$/año.

Finalmente, en la Tabla 51, se muestran los costos estándares de cada central, recalcando que los costos de Operación y Mantenimiento se dan

anualmente.

Tipo de Central	Nombre	CI	O&M (anual)
SFV	PIMAN	\$ 93,380,000	\$ 443,750
	San Lorenzo	\$ 186,760,000	\$ 887,500
	Santa Elena	\$ 186,760,000	\$ 887,500
GEO	Chacana-Cachiyacu	\$ 109,144,400	\$ 87,200
	Chacana-Jamanco	\$ 79,837,200	\$ 63,900
	Chalpatán	\$ 103,788,300	\$ 63,900
	Chachimbiro	\$ 79,837,200	\$ 63,900
EÓL	Minas de Huascachaca	\$ 60,965,000	\$ 609,650
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 900,472,100</b>	<b>\$3,107,300</b>

**Tabla 51: Costos estándares por central ERNC**

### 3.4. Ingresos por energía

De acuerdo con la regulación CONELEC 009/06 [22], existen precios a reconocerse según el tipo de central renovable no convencional; donde, para centrales de generación cuya potencia instalada es mayor a 15 MW, se paga con los precios (ver Tabla 52) que se contemplan en dicha regulación a los primeros 15 MW, mientras que el excedente será comercializado convencionalmente, 0.615 \$/kWh (ARCONEL, 2015) [23].

CENTRALES	Precio (\$/kWh) – Territorio continental
EÓLICAS	0.0939
FOTOVOLTAICAS	0.5204
GEOTÉRMICAS	0.0928

**Tabla 52: Precios por energía medida en el punto de entrega**

Este ingreso está dado por la siguiente fórmula:

$$I_h = E \cdot \text{í}a = P \cdot P \cdot P \cdot h \quad (3.4)$$

Donde:

PI: potencia instalada

FP: factor de planta

PEn: precio de la energía

h: horas anuales

A continuación, se detallan los ingresos según el tipo de central:

Tipo de Central	Nombre	PI	PF	Pout	PEn	IE
SFV	PIMAN	25000	30%	7500	0.5204	\$ 34,190,280
	San Lorenzo	50000		15000		\$ 68,380,560
	Santa Elena	50000		15000		\$ 68,380,560
GEO	Chacana-Cachiyacu	40000	85%	34000	0.0928	\$ 105,917,160
	Chacana-Jamanco	30000		25500		\$ 60,124,260
	Chalpatán	30000		25500		\$ 60,124,260
	Chachimbiro	30000		25500		\$ 60,124,260
EÓL	Minas de Huascachaca	50000	40%	20000	0.0939	\$ 30,535,718

**Tabla 53: Ingresos por energía, según tipo de central**

Cabe recalcar que, como fue mencionado, los cálculos de Ingresos por Energía están sujetos a reconocer los primeros 15MW según Regulación y el excedente según el precio pagado a nivel de transmisión.

### **3.5. Flujo efectivo por ingreso de centrales ERNC**

En este estado financiero se presentan las variaciones de entrada y salida de efectivo en el período determinado por el ingreso de las 8 centrales propuestas. Dentro de este período, el porcentaje más alto de inversión se da al inicio de cada proyecto, ya que se necesita comprar los equipos y demás elementos para la construcción de las centrales, además se debe tomar en cuenta los valores de O&M a partir del segundo año de operación.

El tiempo de recuperación de la inversión está sujeto al valor anual de ingresos por energía; recordando que inicialmente se asumió que cada proyecto de construcción cuenta con los recursos económicos según el caso de economía aplicado.

A continuación, se presenta una tabla de flujo efectivo para cada escenario de economía.

- **Economía Alta**

El siguiente cuadro muestra los valores de inversión para la construcción de las centrales y los ingresos anuales por operación, restando el valor de O&M a partir del segundo año de operación, según este caso de economía. Dado que el costo de inversión total del proyecto es de \$900,420,100, se obtiene un tiempo de recuperación de aproximadamente 5 años, a partir del cual se encuentran las utilidades netas del proyecto.

ECO. ALTA	EÓLICA		SFVs				GEOTÉRMICAS				TOTAL DE INGRESOS
	MINAS DE HUASCACHACA	PIMAN	SANTA ELENA	SAN LORENZO	CHACANA-JAMANCO	CHALPATÁN	CHACHIMBIRO	CHACANA-CACHIYACU			
AÑO 1	\$ (60,965,000)	\$ (76,571,600)	\$ (153,143,200)	\$ (153,143,200)	\$ (59,877,900)	\$ (77,841,225)	\$ (59,877,900)	\$ (87,315,520)	\$ -		
AÑO 2	\$ 30,535,718	\$ (16,808,400)	\$ (18,676,000)	\$ (18,676,000)	\$ (11,975,580)	\$ (15,568,245)	\$ (11,975,580)	\$ (10,914,440)	\$ 30,535,718		
AÑO 3	\$ 29,926,068	\$ 34,190,280	\$ (14,940,800)	\$ (14,940,800)	\$ (7,983,720)	\$ (10,378,830)	\$ (7,983,720)	\$ (5,457,220)	\$ 94,652,065		
AÑO 4	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 68,380,560	\$ 68,380,560	\$ 60,124,260	\$ 60,124,260	\$ 60,124,260	\$ (5,457,220)	\$ 475,458,563		
AÑO 5	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 105,917,160	\$ 960,215,520		

**Tabla 54: Flujo efectivo en escenario de Economía Alta**

- **Economía Media**

En este caso de economía, los ingresos anuales se dan según la planificación de la construcción de las centrales, donde dichos ingresos se emplean para la inversión del par de centrales siguientes, resultando así en un tiempo de recuperación de aproximadamente 8 años, según el monto de inversión total de las 8 centrales propuestas.

ECO. MEDIA	EÓLICA		SFVs				GEOTÉRMICAS				TOTAL DE INGRESOS
	MINAS DE HUASCACHACA	PIMAN	SANTA ELENA	SAN LORENZO	CHACANA-JAMIANCO	CHALPATÁN	CHACHIMBIRO	CHACANA-CACHIYACU			
AÑO 1	\$ (60,965,000)	\$ (76,571,600)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
AÑO 2	\$ 30,535,718	\$ (16,808,400)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 30,535,718
AÑO 3	\$ 29,926,068	\$ 34,190,280	\$ (153,143,200)	\$ (153,143,200)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 94,652,065
AÑO 4	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ (18,676,000)	\$ (18,676,000)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 158,324,663
AÑO 5	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ (14,940,800)	\$ (14,940,800)	\$ (59,877,900)	\$ (77,841,225)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 221,997,260
AÑO 6	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 68,380,560	\$ 68,380,560	\$ (11,975,580)	\$ (15,568,245)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 422,430,978
AÑO 7	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ (7,983,720)	\$ (10,378,830)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 621,089,695
AÑO 8	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,124,260	\$ 60,124,260	\$ (59,877,900)	\$ (87,315,520)	\$ -	\$ -	\$ 939,996,933
AÑO 9	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ (11,975,580)	\$ (10,914,440)	\$ -	\$ -	\$ 358,304,271
AÑO 10	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ (7,983,720)	\$ (5,457,220)	\$ -	\$ -	\$ 677,083,708
AÑO 11	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 60,124,260	\$ (5,457,220)	\$ -	\$ -	\$ 1,055,987,406
AÑO 12	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 105,917,160	\$ -	\$ -	\$ 1,540,744,363
AÑO 13	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 105,829,960	\$ -	\$ -	\$ 2,025,414,121

**Tabla 55: Flujo efectivo en escenario de Economía Media**

## Economía Baja

En este caso de economía, los ingresos anuales se dan según la planificación de la construcción de las centrales, donde dichos ingresos se emplean para la inversión de la siguiente central y así sucesivamente hasta completar el paquete de 8 centrales propuestas, resultando así en un tiempo de recuperación de aproximadamente 10 años.

ECO. BAJA	EÓLICA		SFVs				GEOTÉRMICAS				TOTAL DE INGRESOS
	MINAS DE HUASCACHACA	PIMAN	SANTA ELENA	SAN LORENZO	CHACANA-JAMANCO	CHALPATÁN	CHACHIMBIRO	CHACANA-CACHIYACU			
AÑO 1	\$ (60,965,000)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
AÑO 2	\$ 30,535,718	\$ (76,571,600)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 30,535,718
AÑO 3	\$ 29,926,068	\$ (16,808,400)	\$ (153,143,200)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 60,461,785
AÑO 4	\$ 29,926,068	\$ 34,190,280	\$ (18,676,000)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 124,578,133
AÑO 5	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ (14,940,800)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 188,250,730
AÑO 6	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 68,380,560	\$ (153,143,200)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 320,303,888
AÑO 7	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ (18,676,000)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 451,469,545
AÑO 8	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ (14,940,800)	\$ (59,877,900)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 582,635,203
AÑO 9	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 68,380,560	\$ (11,975,580)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 782,181,420
AÑO 10	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ (7,983,720)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 980,840,138
AÑO 11	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,124,260	\$ (77,841,225)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 339,151,015
AÑO 12	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ (15,568,245)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 597,870,093
AÑO 13	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ (10,378,830)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 856,589,170
AÑO 14	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,124,260	\$ (59,877,900)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,175,432,508
AÑO 15	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ (11,975,580)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,494,211,945
AÑO 16	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ (7,983,720)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 1,812,991,383
AÑO 17	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 20,055,473	\$ (87,315,520)	\$ -	\$ -	\$ 2,151,826,293
AÑO 18	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 19,991,573	\$ (10,914,440)	\$ -	\$ -	\$ 2,490,597,304
AÑO 19	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 19,991,573	\$ (5,457,220)	\$ -	\$ -	\$ 2,829,368,314
AÑO 20	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 19,991,573	\$ (5,457,220)	\$ -	\$ -	\$ 3,168,139,325
AÑO 21	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 19,991,573	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3,506,910,335
AÑO 22	\$ 29,926,068	\$ 33,746,530	\$ 67,493,060	\$ 67,493,060	\$ 60,060,360	\$ 60,060,360	\$ 19,991,573	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 3,845,681,346

**Tabla 56: Flujo efectivo en escenario de Economía Baja**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Inicialmente, se propuso retirar de operación las centrales termoeléctricas que estén cercanas a cumplir su vida útil, pero al analizar el sistema mediante los casos de expansión de generación, se concluyó que estas son necesarias dentro del SNI debido a la falta recurrente de generación para cubrir la demanda total del país.

En base al actual proyecto de estudio se planteó que, es necesario realizar el diseño de nuevas líneas de transmisión que permitan la conexión de las centrales de energías renovables no convencionales con el SNI y mejorar la transferencia de potencia entre zonas, garantizando mínima contaminación visual y ambiental.

Para períodos cortos de análisis, se debe estudiar el comportamiento de la demanda ya que, si este continúa creciendo según el valor tendencial estipulado por el PME, la construcción de centrales de ERNC no representaría una mayor afectación en los niveles de voltaje.

Se debe establecer un control de voltaje más robusto en la zona norte del país ya que existen centrales de pequeña generación causantes de drásticas oscilaciones de voltaje al producirse una falla.

Los costos de inversión dependen del tipo de central y su capacidad de generación. Se presenta diferencias notables entre los costos de las capacidades y centrales analizadas, ya que en el diseño de cada una de ellas existen características y rubros distintos.

Dado que Ecuador dispone de recursos renovables con alto potencial de generación, es importante enfocarse en el factor de planta de cada tipo de central, ya que así se justificaría mejor el gran monto de inversión necesario para la construcción de las centrales.

Es recomendable unificar el presente proyecto con un estudio de planificación del crecimiento de la generación y repotenciación de las centrales existentes en el país, debido a que la generación total propuesta no es suficiente para suplir el incremento de la demanda esperada a partir del 2028.



En un futuro proponer estudios de posibles centrales micro-hidroeléctricas y de biomasa según zonas de mayor potencial energético.

Se insta evaluar el impacto ambiental en consecuencia del ingreso de la generación renovable no convencional propuesta.

Se debe enfatizar el uso de recursos solares para generación distribuida en usuarios, debido a los altos costos de generación a gran escala.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] «WEC Trilemma: Country Profile,» World Energy Council, 11 Octubre 2016. [En línea]. Available: <https://trilemma.worldenergy.org/#!/country-profile?country=Ecuador&year=2016>. [Último acceso: 18 Mayo 2017].
- [2] CONELEC-001/13, «La participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales,» 2013.
- [3] B. Yago, «Calculation Solar,» 2013. [En línea]. Available: <http://calculationsolar.com/blog/?cat=2>. [Último acceso: 30 08 2017].
- [4] J. A. Rodríguez González, *Energía solar fotovoltaica*, Sevilla: Universidad de Sevilla.
- [5] P. F. Chacho Ochoa, *Análisis de la integración de parques eólicos a la red de transmisión ecuatoriana. Aplicación al proyecto Huascachaca.*, Cuenca: Universidad de Cuenca, 2012.
- [6] «SostenibilidadEDP - Central Geotérmica,» EDP, [En línea]. Available: <https://www.sostenibilidadedp.es/pages/index/central-geotermica>. [Último acceso: 25 Mayo 2017].
- [7] A. L. Piedra Lara, *Proyecto de una central de generación geotérmica en el Ecuador*, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2011.
- [8] C. Parra M. y OLADE, «Situación de la Geotermia en Latinoamérica y el Caribe,» de *Taller sobre Energía Geotérmica - INER*, Quito - Ecuador, 2013.
- [9] CONELEC, «Aspectos de sustentabilidad y sostenibilidad social y ambiental,» *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*, vol. 4, pp. 287-292, 2013.
- [10] E. Sebastian, Eliseo Sebastian - Consultor en Gestión de Medio Ambiente, 2011. [En línea]. Available: <http://eliseosebastian.com/distancia-entre-paneles-fotovoltaicos/>. [Último acceso: 30 08 2017].

- [11] V. A. Bravo y S. G. Villacreses, *Diseño de generación eléctrica por fuentes geotérmicas en la zona norte del país-CHACHIMBIRO*, Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2017.
- [12] A. Meza Oleas, «ESTUDIO DE POSIBILIDADES GEOTÉRMICAS EN EL ÁREA DE PAPALLACTA-CALDERA CHACANA-ECUADOR,» Madrid, 2012.
- [13] F. M. Villares Jibaja, *Estudio Geovulcanológico de la zona sur de la caldera Chacana, provincias de NAPO-PICHINCHA*, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2010.
- [14] Energy Sector Management Assistance Program, «Manual de Geotermia: Cómo planificar y financiar la generación de electricidad.,» Professional Graphics Printing, Inc., 2012.
- [15] INER, «Plan de líneas de investigación para el desarrollo de la geotermia.,» Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Quito, 2015.
- [16] E. S.A., *PROYECTO EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA*, 2013.
- [17] M. A. Vela Ruiz, *IMPLEMENTACIÓN Y EJECUCIÓN DE UN SISTEMA DE ENERGÍA ALTERNATIVA (FOTOVOLTAICA) PARA INCREMENTAR LA CALIDAD DE VIDA DE SUS MORADORES EN LA COMUNIDAD DE PALMERAS*, Bogotá D.C.: Universidad Nacional Abierta y a Distancia, 2015.
- [18] E. Foweather, *Diseño de un parque de energía eólica. Aplicación en Calera de León, Badajoz.*, Valencia: Universitat Politècnica de Valencia; Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos., 2015.
- [19] A. P. Buendía, *Caracterización y evaluación económica para la inversión en plantas menores a 20 MW conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia a partir de fuentes de energías renovables eólica y solar*, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2014.
- [20] I. O. Jaimovich, «Costos de la Generación Geotérmica,» Editorial 02/07 - Geotermia, Buenos Aires, Argentina, 2007.

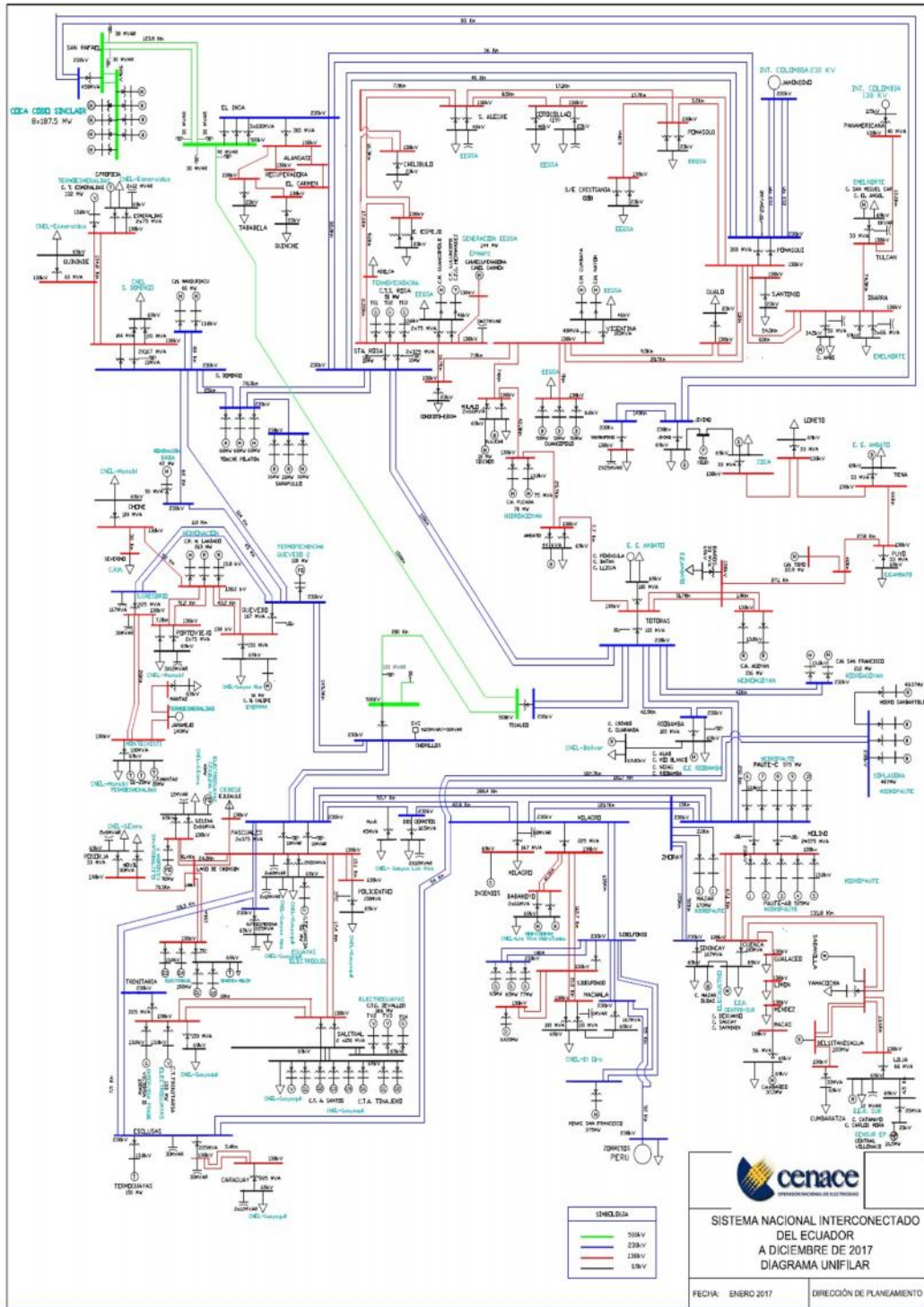
- [21] M. Villarrubia López, «Costes de un parque eólico,» de *Ingeniería de la Energía Eólica*, Barcelona, España, MARCOMBO S.A., 2013, pp. 252-527.
- [22] CONELEC-009/06,, «PRECIOS DE LA ENERGÍA PRODUCIDA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES,» 2006.
- [23] ARCONEL, «Regulación Eléctrica,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/Costo-del-servicio-el%C3%A9ctrico-2015.pdf>. [Último acceso: 15 08 2017].

## LISTA DE ABREVIACIONES

<b>CI</b>	Costo de inversión
<b>ERNC</b>	Energías Renovables No Convencionales
<b>FV</b>	Fotovoltaico
<b>L/T</b>	Línea de transmisión
<b>O&amp;M</b>	Operación y mantenimiento
<b>PME</b>	Plan Maestro de Electrificación
<b>PSAT</b>	Power System Analysis Toolbox
<b>S/E</b>	Subestación
<b>SFV</b>	Solar Fotovoltaico
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado

# ANEXOS

## ANEXO # 1: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO



**ANEXO # 2: CONDUCTOR 500 MCM**

Clave:	ACAR 500 MCM
Número de hilos de Al:	12
Número de hilos de aleación de Al:	7
Peso:	0.697 kg/m
Sección transversal:	253.35 mm <sup>2</sup>
Diámetro:	20.60 mm
Tensión de rotura:	5.352 kg
Capacidad de corriente:	633 Amp.
Resistencia eléctrica:	0.1198 /km.
Módulo de Elasticidad final:	6.400 kg/mm <sup>2</sup>
Módulo de Elasticidad inicial:	5.650 kg/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación:	0.000023 1/ C

## ANEXO # 3: MODELO SST-400 GEO 10MW



### SST-400 technical data

- Power output 50 or 60 Hz, up to 65 MW
- Speed range 3000–8000 rpm
- Live steam conditions  
Pressure up to 140 bara / 2030 psia  
Temperature up to 540°C / 1004°F
- Hot reheat conditions  
Pressure up to 30 bara / 435 psia  
Temperature up to 450°C / 842°F
- Bleed up to 60 bara / 870 psia
- Controlled extraction (single or double)  
Pressure up to 45 bara / 653 psia  
Temperature up to 450°C / 842°F
- Exhaust steam conditions  
Back pressure up to 25 bara / 363 psia  
District heating up to 3 bara / 43 psia  
Condensing up to 0.6 bara / 8.7 psia

### SST-400 GEO technical data

- Power output  
50 or 60 Hz, 5–55 MW (condensing)  
50 or 60 Hz, 5–60 MW (non-condensing)
- Speed range 3000–6000 rpm
- Live steam conditions  
Pressure up to 12 bara / 175 psia  
Temperature up to 250°C / 482°F
- Exhaust steam conditions  
Condensing up to 0.4 bara / 5.8 psia  
Non-condensing up to 1.4 bara / 20 psia

All data are approximate and project-related.



**ANEXO # 4: CONDUCTOR 266.8 AWG**

Calibre:	266,8 AWG o kcmil
Número de hilos Al:	26
Número de hilos de acero:	7
Peso:	545,4 kg/km
Carga de Ruptura:	50,22 kN
Resistencia Eléctrica:	0,214 /km
Ampacidad:	460 A

## ANEXO # 5: MM87 - REPOWER 2MW

<b>Fabricante:</b>	REPOWER
<b>Clasificación</b>	
<b>Tipo de velocidad</b>	Variable
<b>Tipo de control</b>	Pitch
<b>Potencia</b>	
<b>Potencia nominal</b>	2000 KW
<b>Velocidad de viento nominal</b>	11.2 m/a
<b>Velocidad de viento de arranque</b>	3 m/s
<b>Velocidad de viento de corte</b>	24 m/s
<b>Generador</b>	
<b>Tipo</b>	Doble alimentacion
<b>Velocidad</b>	720 a 1440 rpm
<b>Voltaje nominal</b>	690 V
<b>Conexión a la red</b>	Via convertidor
<b>Frecuencia</b>	50/60 Hz
<b>Torre</b>	
<b>Alturas</b>	68 / 80 / 100
<b>Tipo</b>	Acero Tubular
<b>Forma</b>	Cónica
<b>Protección a la corrosión</b>	si
<b>Certificaciones</b>	
<b>Clase</b>	IIA / IIA / IIIA

## ANEXO # 6: ECONOMÍA ALTA

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	2018				2019				2020				2021	
				T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1
1		<b>Parque Eólico Minas de Huasachaca</b>	<b>247 días</b>														
2		Cimentaciones, accesos y viales	125 días														
3		Cableado exterior	45 días														
4		Montaje de aerogeneradores	80 días														
5		S/E + transmisión	150 días														
6		Puesta en marcha	50 días														
7		<b>Central Solar FV Imbabura PIMAN</b>	<b>465 días</b>														
8		Cimentaciones, accesos y viales	250 días														
9		Caseta para equipos	50 días														
10		Ensamble de estructuras	125 días														
11		Montaje de paneles solares	125 días														
12		Ruteo de cableado de equipos	100 días														
13		Configuraciones de equipos	45 días														
14		S/E + transmisión	125 días														
15		Puesta en marcha	25 días														
16		<b>Central Solar FV Santa Elena</b>	<b>680 días</b>														
17		Cimentaciones, accesos y viales	400 días														
18		Caseta para equipos	80 días														
19		Ensamble de estructuras	150 días														
20		Montaje de paneles solares	150 días														
21		Ruteo de cableado de equipos	100 días														
22		Configuraciones de equipos	80 días														
23		S/E + transmisión	125 días														
24		Puesta en marcha	80 días														
25		<b>Central Solar FV San Lorenzo</b>	<b>680 días</b>														
26		Cimentaciones, accesos y viales	400 días														
27		Caseta para equipos	80 días														
28		Ensamble de estructuras	150 días														
29		Montaje de paneles solares	150 días														
30		Ruteo de cableado de equipos	100 días														
31		Configuraciones de equipos	80 días														
32		S/E + transmisión	125 días														
33		Puesta en marcha	80 días														
34		<b>Central Geotérmica Jamanco</b>	<b>715 días</b>														
35		Perforaciones de producción e inyección	450 días														
36		Tuberías de vapor/agua caliente	250 días														
37		Equipamiento turbina-generator	100 días														
38		S/E + transmisión	200 días														
39		Puesta en marcha	80 días														
40		<b>Central Geotérmica Chalpatán</b>	<b>715 días</b>														
41		Perforaciones de producción e inyección	450 días														
42		Tuberías de vapor/agua caliente	250 días														
43		Equipamiento turbina-generator	100 días														
44		S/E + transmisión	200 días														
45		Puesta en marcha	80 días														
46		<b>Central Geotérmica Chachimbiro</b>	<b>715 días</b>														
47		Perforaciones de producción e inyección	450 días														
48		Tuberías de vapor/agua caliente	250 días														
49		Equipamiento turbina-generator	100 días														
50		S/E + transmisión	200 días														
51		Puesta en marcha	80 días														
52		<b>Central Geotérmica Cachiyacu</b>	<b>822 días</b>														
53		Perforaciones de producción e inyección	600 días														
54		Tuberías de vapor/agua caliente	400 días														
55		Equipamiento turbina-generator	100 días														
56		S/E + transmisión	200 días														
57		Puesta en marcha	80 días														

	Tarea	Resumen inactivo	Tareas externas
	División	Tarea manual	Hito externo
	Hito	solo duración	Fecha límite
	Resumen	Informe de resumen manual	Progreso
	Resumen del proyecto	Resumen manual	Progreso manual
	Tarea inactiva	solo el comienzo	
Hito inactivo	solo fin		

## ANEXO # 7: ECONOMÍA MEDIA

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	2019				2026					
						T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	
1		<b>INGRESO CENTRALES ENERGÍA RENOVABLE</b>	<b>2682 días</b>	<b>lun 1/1/18</b>	<b>mar 4/11/28</b>										
2		<i>Parque Eólico Minas de Huascachaca</i>	<b>247 días</b>	<b>lun 1/1/18</b>	<b>mar 12/11/18</b>										
3		Cimentaciones, accesos y viales	125 días	lun 1/1/18	vie 6/22/18										
4		Cableado exterior	45 días	lun 5/21/18	vie 7/20/18										
5		Montaje de aerogeneradores	80 días	lun 6/11/18	vie 9/28/18										
6		S/E + transmisión	150 días	mar 5/8/18	lun 12/3/18										
7		Puesta en marcha	50 días	mié 10/3/18	mar 12/11/18										
8		<b>Central Solar FV Imbabura PIMAN</b>	<b>465 días</b>	<b>lun 1/1/18</b>	<b>vie 10/11/19</b>										
9		Cimentaciones, accesos y viales	250 días	lun 1/1/18	vie 12/14/18										
10		Caseta para equipos	50 días	lun 12/3/18	vie 2/8/19										
11		Ensamble de estructuras	125 días	lun 12/3/18	vie 5/24/19										
12		Montaje de paneles solares	125 días	lun 12/10/18	vie 5/31/19										
13		Ruteo de cableado de equipos	100 días	lun 1/28/19	vie 6/14/19										
14		Configuraciones de equipos	45 días	lun 6/17/19	vie 8/16/19										
15		S/E + transmisión	125 días	lun 4/15/19	vie 10/4/19										
16		Puesta en marcha	25 días	lun 9/9/19	vie 10/11/19										
17		<b>Central Solar FV Santa Elena</b>	<b>680 días</b>	<b>lun 10/14/19</b>	<b>vie 5/20/22</b>										
18		Cimentaciones, accesos y viales	400 días	lun 10/14/19	vie 4/23/21										
19		Caseta para equipos	60 días	lun 1/11/21	vie 4/2/21										
20		Ensamble de estructuras	150 días	lun 1/11/21	vie 8/6/21										
21		Montaje de paneles solares	150 días	lun 1/18/21	vie 8/13/21										
22		Ruteo de cableado de equipos	100 días	lun 4/5/21	vie 8/20/21										
23		Configuraciones de equipos	60 días	lun 8/23/21	vie 11/12/21										
24		S/E + transmisión	125 días	mié 9/8/21	mar 3/1/22										
25		Puesta en marcha	60 días	lun 2/28/22	vie 5/20/22										
26		<b>Central Solar FV San Lorenzo</b>	<b>680 días</b>	<b>lun 10/14/19</b>	<b>vie 5/20/22</b>										
27		Cimentaciones, accesos y viales	400 días	lun 10/14/19	vie 4/23/21										
28		Caseta para equipos	60 días	lun 1/11/21	vie 4/2/21										
29		Ensamble de estructuras	150 días	lun 1/11/21	vie 8/6/21										
30		Montaje de paneles solares	150 días	lun 1/18/21	vie 8/13/21										
31		Ruteo de cableado de equipos	100 días	lun 4/5/21	vie 8/20/21										
32		Configuraciones de equipos	60 días	lun 8/23/21	vie 11/12/21										
33		S/E + transmisión	125 días	mié 9/8/21	mar 3/1/22										
34		Puesta en marcha	60 días	lun 2/28/22	vie 5/20/22										
35		<b>Central Geotérmica Jamanco</b>	<b>715 días</b>	<b>lun 5/23/22</b>	<b>vie 2/14/25</b>										
36		Perforaciones de producción e inyección	450 días	lun 5/23/22	vie 2/9/24										
37		Tuberías de vapor/agua caliente	250 días	lun 9/4/23	vie 8/16/24										
38		Equipamiento turbina-generator	100 días	lun 8/19/24	vie 1/3/25										
39		S/E + transmisión	200 días	lun 5/6/24	vie 2/7/25										
40		Puesta en marcha	60 días	lun 11/25/24	vie 2/14/25										
41		<b>Central Geotérmica Chalpatán</b>	<b>715 días</b>	<b>lun 5/23/22</b>	<b>vie 2/14/25</b>										
42		Perforaciones de producción e inyección	450 días	lun 5/23/22	vie 2/9/24										
43		Tuberías de vapor/agua caliente	250 días	lun 9/4/23	vie 8/16/24										
44		Equipamiento turbina-generator	100 días	lun 8/19/24	vie 1/3/25										
45		S/E + transmisión	200 días	lun 5/6/24	vie 2/7/25										
46		Puesta en marcha	60 días	lun 11/25/24	vie 2/14/25										
47		<b>Central Geotérmica Chachimbiro</b>	<b>715 días</b>	<b>lun 2/17/25</b>	<b>vie 11/12/27</b>										
48		Perforaciones de producción e inyección	450 días	lun 2/17/25	vie 11/6/26										
49		Tuberías de vapor/agua caliente	250 días	lun 6/1/26	vie 5/14/27										
50		Equipamiento turbina-generator	100 días	lun 5/17/27	vie 10/1/27										
51		S/E + transmisión	200 días	lun 2/1/27	vie 11/5/27										
52		Puesta en marcha	60 días	lun 8/23/27	vie 11/12/27										
53		<b>Central Geotérmica Cachiyacu</b>	<b>822 días</b>	<b>lun 2/17/25</b>	<b>mar 4/11/28</b>										
54		Perforaciones de producción e inyección	600 días	lun 2/17/25	vie 6/4/27										
55		Tuberías de vapor/agua caliente	400 días	lun 12/8/25	vie 6/18/27										
56		Equipamiento turbina-generator	100 días	lun 6/21/27	vie 11/5/27										
57		S/E + transmisión	200 días	mar 6/29/27	lun 4/3/28										
58		Puesta en marcha	60 días	mié 1/19/28	mar 4/11/28										


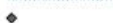


















	Tarea	Resumen inactivo	Tareas externas
	División	Tarea manual	Hito externo
	Hito	solo duración	Fecha límite
	Resumen	Informe de resumen manual	Progreso
	Resumen del proyecto	Resumen manual	Progreso manual
	Tarea inactiva	solo el comienzo	
	Hito inactivo	solo fin	



## ANEXO # 8: ECONOMÍA BAJA

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	2019		2026		2033	
						T3	T2	T1	T4	T3	T2
1		<b>INGRESO CENTRALES ENERGÍA RENOVABLE</b>	<b>4987 días</b>	<b>lun 1/1/18</b>	<b>mar 2/10/37</b>						
2		<i>Parque Eólico Minas de Huascachaca</i>	247 días	lun 1/1/18	mar 12/11/18						
3		Cimentaciones, accesos y viales	125 días	lun 1/1/18	vie 6/22/18						
4		Cableado exterior	45 días	lun 5/21/18	vie 7/20/18						
5		Montaje de aerogeneradores	80 días	lun 6/11/18	vie 9/28/18						
6		S/E + transmisión	150 días	mar 5/8/18	lun 12/3/18						
7		Puesta en marcha	50 días	mié 10/3/18	mar 12/11/18						
8		<i>Central Solar FV Imbabura PIMAN</i>	413 días	mié 12/12/18	vie 7/10/20						
9		Cimentaciones, accesos y viales	250 días	mié 12/12/18	mar 11/26/19						
10		Caseta para equipos	50 días	mié 9/18/19	mar 11/26/19						
11		Ensamble de estructuras	125 días	mié 9/18/19	mar 3/10/20						
12		Montaje de paneles solares	125 días	mié 9/25/19	mar 3/17/20						
13		Ruteo de cableado de equipos	100 días	lun 10/14/19	vie 2/28/20						
14		Configuraciones de equipos	45 días	lun 3/2/20	vie 5/1/20						
15		S/E + transmisión	125 días	jue 1/16/20	mié 7/8/20						
16		Puesta en marcha	25 días	lun 6/8/20	vie 7/10/20						
17		<i>Central Solar FV Santa Elena</i>	680 días	lun 7/13/20	vie 2/17/23						
18		Cimentaciones, accesos y viales	400 días	lun 7/13/20	vie 1/21/22						
19		Caseta para equipos	60 días	lun 10/11/21	vie 12/31/21						
20		Ensamble de estructuras	150 días	lun 10/11/21	vie 5/6/22						
21		Montaje de paneles solares	150 días	lun 10/18/21	vie 5/13/22						
22		Ruteo de cableado de equipos	100 días	lun 1/3/22	vie 5/20/22						
23		Configuraciones de equipos	60 días	lun 5/23/22	vie 8/12/22						
24		S/E + transmisión	125 días	mié 6/8/22	mar 11/29/22						
25		Puesta en marcha	60 días	lun 11/28/22	vie 2/17/23						
26		<i>Central Solar FV San Lorenzo</i>	680 días	lun 2/20/23	vie 9/26/25						
27		Cimentaciones, accesos y viales	400 días	lun 2/20/23	vie 8/30/24						
28		Caseta para equipos	60 días	lun 5/20/24	vie 8/9/24						
29		Ensamble de estructuras	150 días	lun 5/20/24	vie 12/13/24						
30		Montaje de paneles solares	150 días	lun 5/27/24	vie 12/20/24						
31		Ruteo de cableado de equipos	100 días	lun 8/12/24	vie 12/27/24						
32		Configuraciones de equipos	60 días	lun 12/30/24	vie 3/21/25						
33		S/E + transmisión	125 días	mié 1/15/25	mar 7/8/25						
34		Puesta en marcha	60 días	lun 7/7/25	vie 9/26/25						
35		<i>Central Geotérmica Jamanco</i>	715 días	lun 9/29/25	vie 6/23/28						
36		Perforaciones de producción e inyección	450 días	lun 9/29/25	vie 6/18/27						
37		Tuberías de vapor/agua caliente	250 días	lun 1/11/27	vie 12/24/27						
38		Equipamiento turbina-generator	100 días	lun 12/27/27	vie 5/12/28						
39		S/E + transmisión	200 días	lun 9/13/27	vie 6/16/28						
40		Puesta en marcha	60 días	lun 4/3/28	vie 6/23/28						
41		<i>Central Geotérmica Chalpatán</i>	715 días	lun 6/26/28	vie 3/21/31						
42		Perforaciones de producción e inyección	450 días	lun 6/26/28	vie 3/15/30						
43		Tuberías de vapor/agua caliente	250 días	lun 10/8/29	vie 9/20/30						
44		Equipamiento turbina-generator	100 días	lun 9/23/30	vie 2/7/31						
45		S/E + transmisión	200 días	lun 6/10/30	vie 3/14/31						
46		Puesta en marcha	60 días	lun 12/30/30	vie 3/21/31						
47		<i>Central Geotérmica Chachimbiro</i>	715 días	lun 3/24/31	vie 12/16/33						
48		Perforaciones de producción e inyección	450 días	lun 3/24/31	vie 12/10/32						
49		Tuberías de vapor/agua caliente	250 días	lun 7/5/32	vie 6/17/33						
50		Equipamiento turbina-generator	100 días	lun 6/20/33	vie 11/4/33						
51		S/E + transmisión	200 días	lun 3/7/33	vie 12/9/33						
52		Puesta en marcha	60 días	lun 9/26/33	vie 12/16/33						
53		<i>Central Geotérmica Cachiyacu</i>	822 días	lun 12/19/33	mar 2/10/37						
54		Perforaciones de producción e inyección	600 días	lun 12/19/33	vie 4/4/36						
55		Tuberías de vapor/agua caliente	400 días	lun 10/9/34	vie 4/18/36						
56		Equipamiento turbina-generator	100 días	lun 4/21/36	vie 9/5/36						
57		S/E + transmisión	200 días	mar 4/29/36	lun 2/2/37						
58		Puesta en marcha	60 días	mié 11/19/36	mar 2/10/37						

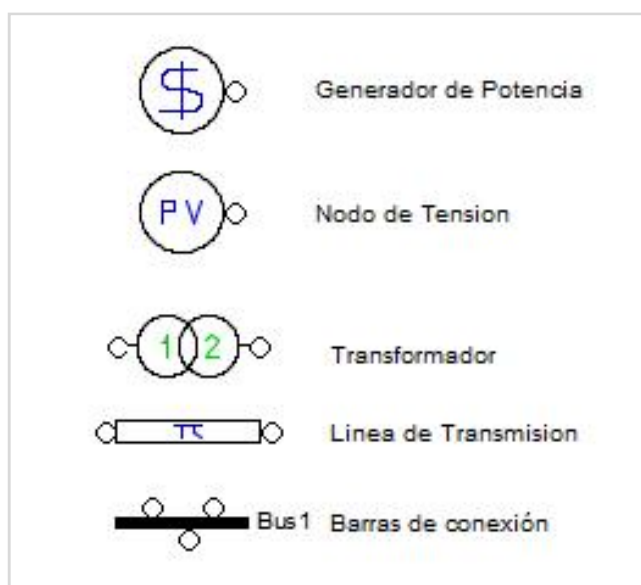
  

	Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
	División		Tarea manual		Hito externo	
	Hito		solo duración		Fecha límite	
	Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
	Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
	Tarea inactiva		solo el comienzo			
Hito inactivo		solo fin				

## ANEXO # 9: MODELAMIENTO DE CENTRALES EN PSAT

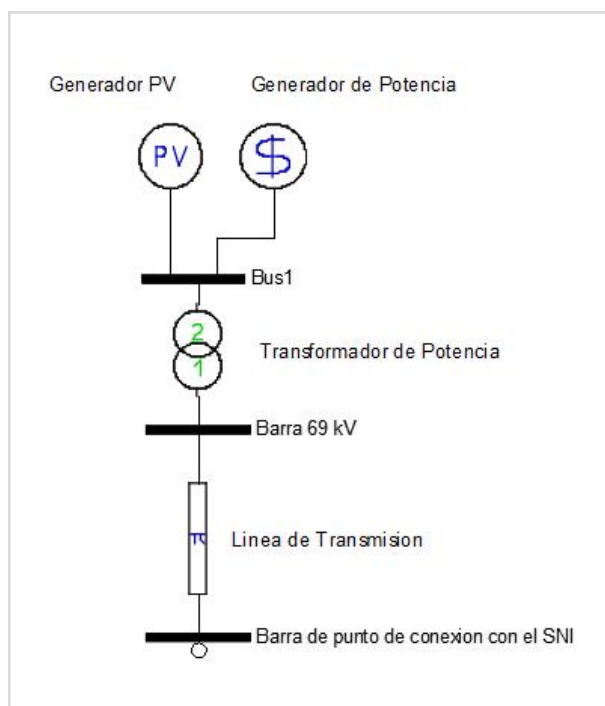
### ) CENTRALES SFV:

La herramienta PSAT cuenta con su propia librería en la cual se encuentran bloques para la simulación de diferentes componentes de un sistema eléctrico. En el caso de las centrales fotovoltaicas, se muestran en la Figura 2.11 los bloques a utilizar:



**Figura 0.1: Elementos de diseño**

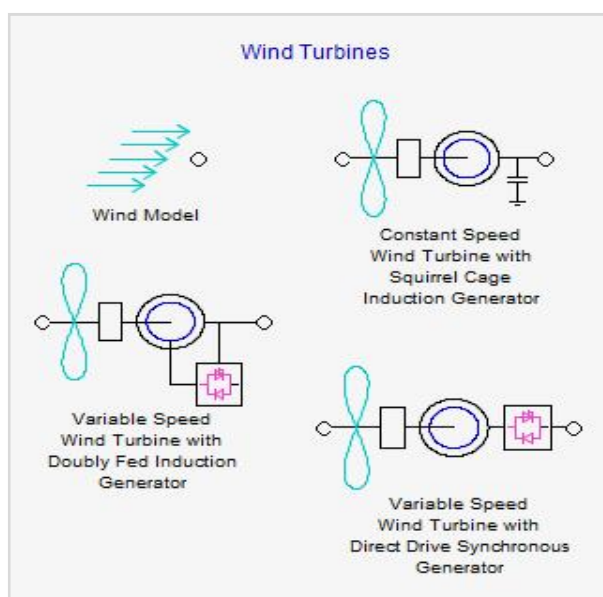
El generador de potencia nos dará la potencia activa (MW) que van a generar las diferentes centrales fotovoltaicas. Los nodos de tensión nos indicaran la potencia activa y potencia reactiva que proporcionara la central, para lo que se tendrá en cuenta el factor de potencia de los inversores a utilizar en las mismas. Los transformadores permitirán la elevación de tensión para la conexión al SNI, en este caso las centrales fotovoltaicas se conectarán a un nivel de tensión de 69 kV. Finalmente, el bloque de línea de transmisión tendrá las características del conductor a utilizar los mismo que fueron seleccionados anteriormente.



**Figura 0.2: Esquema general para el modelamiento del sistema FV**

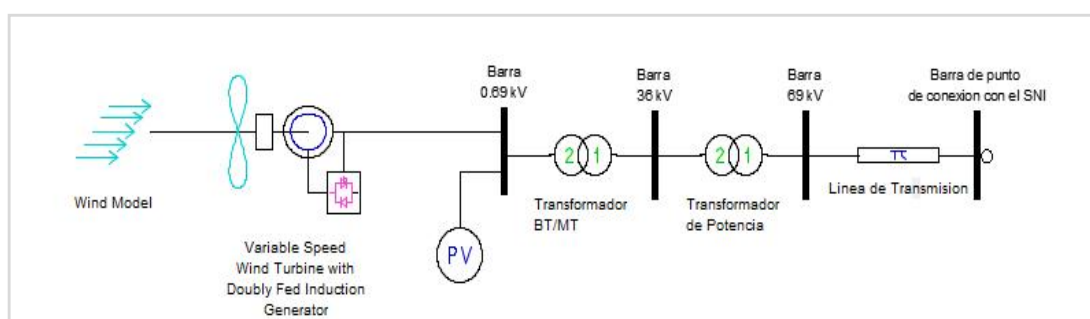
## CENTRALES EÓLICAS

Al tratarse de otro tipo de generación renovable no convencional se utilizará bloques existentes para el modelamiento de turbinas de viento o aerogeneradores, siendo estos los mostrados en la Figura 2.13 para el modelamiento del Parque Eólico Minas de Huascachaca.



**Figura 0.3: Elementos de modelamiento de aerogeneradores**

Dado que el aerogenerador en el Parque Eólico Minas de Huascachaca será de velocidad variable con doble alimentación se escogerá el modelo ya preestablecido en la librería de MATLAB, además de la utilización de transformador de potencia, líneas de transmisión, barras de conexión con la misma funcionalidad detallada anteriormente.

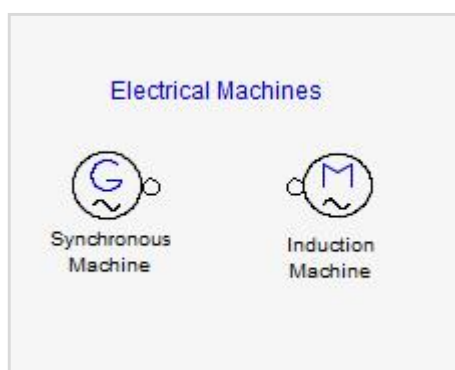


**Figura 0.4: Esquema general para el modelamiento de sistemas eólicos**



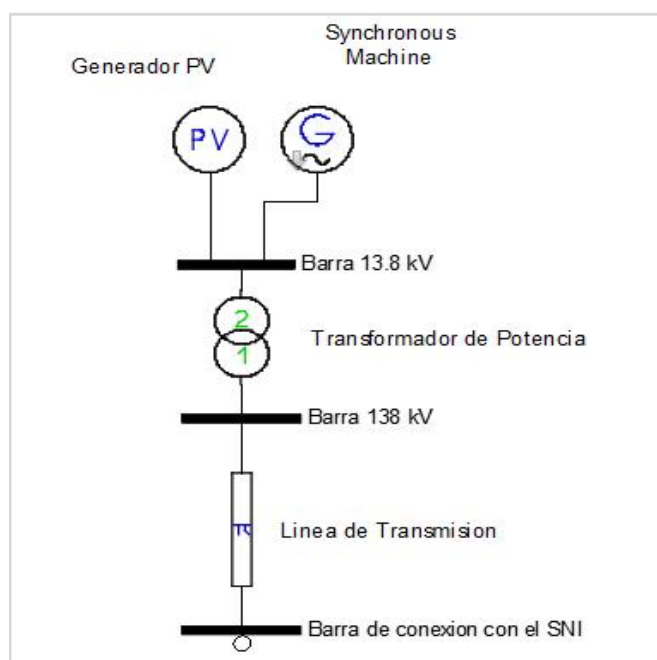
## ) CENTRALES GEOTÉRMICAS

En el modelamiento en PSAT de las centrales de generación Geotérmicas se utilizará un bloque adicional que es el modelo de maquina síncrona, la misma que ya se utiliza para simular la generación perteneciente a las centrales hidráulicas y térmicas en el SNI. Dicho bloque se muestra en la Figura 2.15.



**Figura 0.5: Elementos para el modelamiento de sistemas geotérmicos**

El esquema para el modelado de las centrales de generación geotérmicas planeadas a conectarse al SNI será el siguiente:



**Figura 0.6: Esquema general para el modelamiento de sistemas geotérmicos**

## PARÁMETROS DE CENTRALES DE GENERACIÓN

Como se mencionó en el capítulo anterior, en el modelado de las centrales de generación solar fotovoltaica, eólica y geotérmica a ingresar al SNI, es necesario el ingreso de los diversos parámetros que requieren cada uno de los bloques utilizados para el modelamiento de las mismas.

### ) Parámetros Centrales Fotovoltaicas

A continuación, se muestran los parámetros de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico, parámetros tales como el generador, transformador de potencia y líneas de transmisión.

Block Parameters: Supply

Supply (mask)  
This block defines a PV bus for bifurcation and market studies:

Parameters

Power Rating [MVA]  
1.00

Active Power [p.u.]  
0.25

Max and Min Power Supply [p.u. p.u.]  
[1.00 0.00]

Cost =  $a + b \cdot P + c \cdot P^2$  [\$/h, \$/MWh, \$/(MW)<sup>2</sup> h]  
[0.00 8.80 0.00]

Cost =  $a + b \cdot Q + c \cdot Q^2$  [\$/h, \$/MVarh, \$/(MVar)<sup>2</sup> h]  
[0.00 0.00 0.00]

Allow Unit Commitment

Tie Breaking Cost [\$/h]  
0

Loss participation factor

OK Cancel Help Apply

**Figura 0.7: Parámetros del Generador de Central SFV PIMAN 25 MW (Módulos FVs)**

Así mismo, se ajustará el valor del parámetro “Active Power” según la capacidad de cada central SFV, para la central PIMAN de 25 MW será de 0.25 p.u. y, en los casos de San Lorenzo y Santa Elena de 50 MW, será 0.50 p.u..

Block Parameters: PV41

PV (mask)

This block defines a PV bus for load flow studies:

$P = P_{cost}.$   
 $V = V_{des}.$

Parameters

Power and Voltage Ratings [MVA, kV]

Active Power [p.u.]

Voltage Magnitude [p.u.]

Qmax and Qmin [p.u. p.u.]

Vmax and Vmin [p.u. p.u.]

Loss Participation Factor

Connected

OK Cancel Help Apply

**Figura 0.8: Parámetros del Bloque PV**

Block Parameters: Transf25

Line (mask)

This block defines a transformer:

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]

Primary and secondary voltage ratio [kV/kV]

Resistance [p.u.]

Reactance [p.u.]

Imax, Pmax and Smax [p.u., p.u., p.u.]

Connected

OK Cancel Help Apply

**Figura 0.9: Parámetros de Transformador de Potencia Central PIMAN 25 MW**

Block Parameters: Line118

Line (mask)  
This block defines a pi model for a tree phase line.

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]  
[100 69 60]

Length of line [km] (0 for p.u. parameters)  
8

Resistance [p.u. (Ohms/km)]  
0.001

Reactance [p.u. (H/km)]  
0.01

Susceptance [p.u. (F/km)]  
1e-3

Imax, Pmax and Smax [p.u., p.u., p.u.]  
[0.0 0.0 0.0]

Connected

OK Cancel Help Apply

**Figura 0.10: Parámetros de L/T de Central SFV PIMAN 25 MW**

La Figura 3.4 muestra los parámetros de las características de la L/T de 8 km para la central SFV PIMAN, características correspondientes que se utilizarán para la L/T de las centrales San Lorenzo y Sta. Elena, de 5 km y 8 km, respectivamente.

## ) Parámetros Centrales Geotérmicas

Block Parameters: Gen4

Syn (mask)  
This block defines a fourth order synchronous machine.

Parameters

Power, voltage and frequency ratings [MVA, kV, Hz]  
[100 13.8 60]

Machine Dynamic Order 6

resistance ra and leakage reactance xl [p.u. p.u.]  
[0.00 0.00]

d-axis reactances Xd, X'd X''d [p.u.,p.u.,p.u.]  
[2.25 0.183 0.119]

d-axis open circuit time constants T'd0 and T''d0 [s, s]  
[8.97541 0.0307563]

q-axis reactances Xq, X'q, X''q [p.u. p.u. p.u.]  
[2.03 0.56 0.119]

q-axis open circuit time constants T'q0 and T''q0 [s s]  
[0.591467 0.03]

Inertia (M = 2H) and Damping [s, p.u.]  
[6 0 0 0]

OK Cancel Help Apply

Figura 0.11: Parámetros del Generador de Central Geotérmica Chachimbiro

Block Parameters: PV39

PV (mask)

This block defines a PV bus for load flow studies:

$P = P_{cost}$   
 $V = V_{des}$

Parameters

Power and Voltage Ratings [MVA, kV]  
[100 13.8]

Active Power [p.u.]  
0.3

Voltage Magnitude [p.u.]  
1.01

Qmax and Qmin [p.u. p.u.]  
[0.256 -0.1173333]

Vmax and Vmin [p.u. p.u.]  
[1.05 0.95]

Loss Participation Factor  
1

Connected

OK Cancel Help Apply

**Figura 0.12: Parámetros del Bloque PV de Central Geotérmica Chachimbiro**

El bloque PV permite que se regule la capacidad que tendrá la central geotérmica, variando el valor de "Active Power", según la capacidad de la central.

Block Parameters: Transf29

Line (mask)  
This block defines a transformer.

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]  
[30 138 60]

Primary and secondary voltage ratio [kV/kV]  
138/13.8

Resistance [p.u.]  
0.00454

Reactance [p.u.]  
0.09989

Imax, Pmax and Smax [p.u., p.u., p.u.]  
[0.0 0.0 0.0]

Connected

OK Cancel Help Apply

**Figura 0.13: Parámetros de Transformador de Potencia de Central Geotérmica Chachimbiro**

Block Parameters: Line131

Line (mask)  
This block defines a pi model for a tree phase line.

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]  
[100 138 60]

Length of line [km] (0 for p.u. parameters)  
3

Resistance [p.u. (Ohms/km)]  
0.208

Reactance [p.u. (H/km)]  
 $0.2888/(2 \cdot 3.1416 \cdot 60)$

Susceptance [p.u. (F/km)]  
0.0154

Imax, Pmax and Smax [p.u., p.u., p.u.]  
[0.0 0.0 0.0]

Connected

OK Cancel Help Apply

**Figura 0.14: Parámetros de la Línea de Transmisión**

Longitud de línea de transmisión para cada central es:

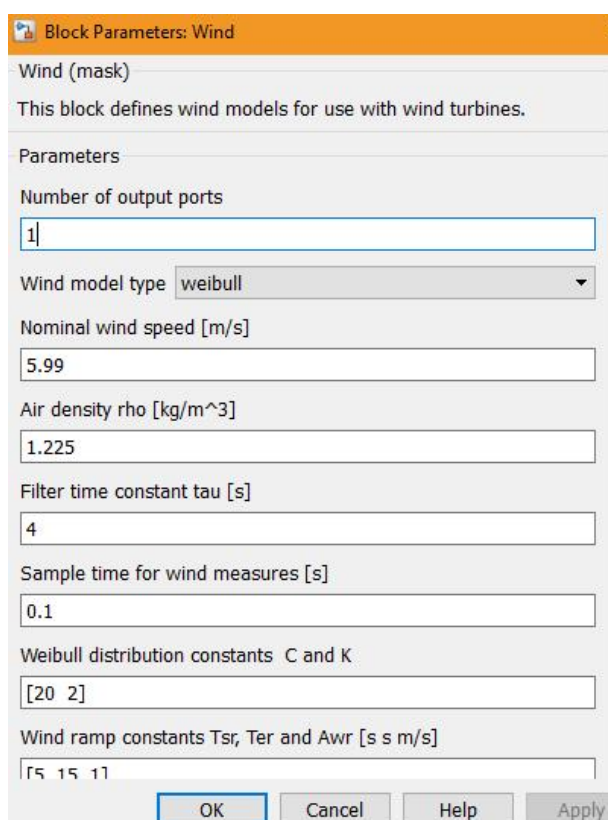
Chachimbiro: 13 km

Chalpatán: 13 km

Jamanco: 3 km

Cachiyacu: 9 km

### ) **Parámetros Central Eólica.**



Block Parameters: Wind

Wind (mask)  
This block defines wind models for use with wind turbines.

Parameters

Number of output ports  
1

Wind model type weibull

Nominal wind speed [m/s]  
5.99

Air density rho [kg/m<sup>3</sup>]  
1.225

Filter time constant tau [s]  
4

Sample time for wind measures [s]  
0.1

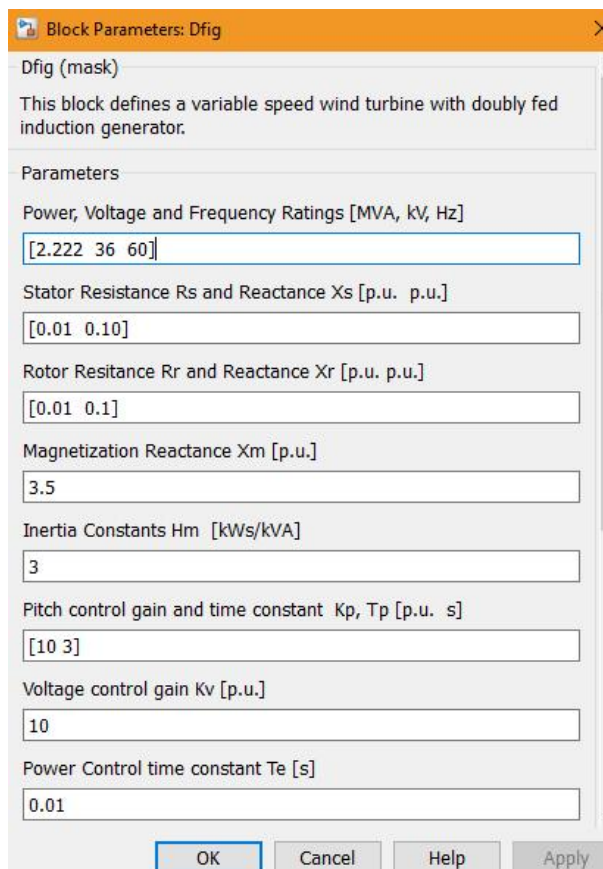
Weibull distribution constants C and K  
[20 2]

Wind ramp constants Tsr, Ter and Awr [s s m/s]  
[5 15 11]

OK Cancel Help Apply

**Figura 0.15: Parámetros para modelar el viento de la zona**





**Block Parameters: Dfig**

Dfig (mask)  
This block defines a variable speed wind turbine with doubly fed induction generator.

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]  
[2.222 36 60]

Stator Resistance  $R_s$  and Reactance  $X_s$  [p.u. p.u.]  
[0.01 0.10]

Rotor Resistance  $R_r$  and Reactance  $X_r$  [p.u. p.u.]  
[0.01 0.1]

Magnetization Reactance  $X_m$  [p.u.]  
3.5

Inertia Constants  $H_m$  [kWs/kVA]  
3

Pitch control gain and time constant  $K_p, T_p$  [p.u. s]  
[10 3]

Voltage control gain  $K_v$  [p.u.]  
10

Power Control time constant  $T_e$  [s]  
0.01

OK Cancel Help Apply

**Figura 0.16: Parámetros de la Turbina de viento o Aerogenerador**

Block Parameters: PV47

PV (mask)  
This block defines a PV bus for load flow studies:  
 $P = P_{cost}$   
 $V = V_{des}$

Parameters

Power and Voltage Ratings [MVA, kV]  
[100 0.69]

Active Power [p.u.]  
0.50

Voltage Magnitude [p.u.]  
1.00

Qmax and Qmin [p.u. p.u.]  
[0.11 -0.2]

Vmax and Vmin [p.u. p.u.]  
[1.1 0.9]

Loss Participation Factor  
1

Connected

OK Cancel Help Apply

**Figura 0.17: Parámetros del Bloque PV**

Block Parameters: Transf31

Line (mask)  
This block defines a transformer:

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]  
[50 36 60]

Primary and secondary voltage ratio [kV/kV]  
36/0.69

Resistance [p.u.]  
0.0004352

Reactance [p.u.]  
0.004776

Imax, Pmax and Smax [p.u., p.u., p.u.]  
[0.0 0.0 0.0]

Connected

OK Cancel Help Apply

Block Parameters: Transf30

Line (mask)  
This block defines a transformer:

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]  
[50 69 60]

Primary and secondary voltage ratio [kV/kV]  
69/36

Resistance [p.u.]  
0.004227

Reactance [p.u.]  
0.10991

Imax, Pmax and Smax [p.u., p.u., p.u.]  
[0.0 0.0 0.0]

Connected

OK Cancel Help Apply

**Figura 0.18: Parámetros de Transformadores; (a) 20/36 kV; (b) 36/69 kV**

Block Parameters: Line146

Line (mask)  
This block defines a pi model for a tree phase line.

Parameters

Power, Voltage and Frequency Ratings [MVA, kV, Hz]  
[100 69 60]

Length of line [km] (0 for p.u. parameters)  
20.7

Resistance [p.u. (Ohms/km)]  
0.119

Reactance [p.u. (H/km)]  
 $0.2757 / (2 * 3.1416 * 60)$

Susceptance [p.u. (F/km)]  
0.01642

Imax, Pmax and Smax [p.u., p.u., p.u.]  
[0.0 0.0 0.0]

Connected

OK Cancel Help Apply

Figura 0.19: Parámetros de la Línea de Transmisión