



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**PROYECTO DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN GEOTÉRMICA
EN EL ECUADOR**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA
ELÉCTRICA**

ANA LUCÍA PIEDRA LARA

analu-55@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. MARCELO JARAMILLO

mjaramc@yahoo.com

Quito, Noviembre 2011

DECLARACIÓN

Yo Ana Lucía Piedra Lara, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Ana Lucía Piedra Lara

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Ana Lucía Piedra Lara, bajo mi supervisión.

Ing. Marcelo Jaramillo
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios quien ha sido ese ser espiritual y maravilloso que ha sabido conducir mi vida y me ha permitido siempre alcanzar mis objetivos.

A mi madre por ser ese pilar fundamental en mi vida, por darme las fuerzas y las ganas de continuar cuando muchas veces las circunstancias de la vida me han hecho perder la fe.

A mis hermanos por el apoyo constante e incondicional, por ayudarme en todo y estar pendientes siempre de mi, porque el tenerles a ustedes es el mejor regalo de mi vida.

Al Ing. Marcelo Jaramillo por la ayuda tiempo, dedicación y la predisposición en todo el desarrollo, gracias por todo.

A todas las personas que me han ayudado en este trayecto les llevaré en mi corazón.

DEDICATORIA

A mi madre hermosa, Lawrita, quien más allá de ser una madre excelente es la que me da las fuerzas para seguir adelante, ha sido y siempre será el motivo de mis logros.

A mis preciosos hermanos: Paty, Freddy, Garde y Yesee por el amor que me demuestran en cada detalle, por enseñarme las mejores cosas de mi vida, por llenar tan solo con su presencia cada espacio de mi ser.

Tras muchos años comprendí que los planes de Dios tienen una razón y las circunstancias que se suscitan uno tiene que saber sobrellevarlas. Las personas que se adelantan siempre dejan una huella imborrable en nuestro corazón y aunque me ha hecho demasiada falta se que ha estado conmigo a los largo de este tiempo, aunque no físicamente. Para mi padre.

. Con todo mi cariño y amor para ustedes

“...Dos caminos se bifurcaban en un bosque y yo, Yo tomé el menos transitado, Y eso hizo toda la diferencia...” Robert Frost

CONTENIDO

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

1.1	INTRODUCCIÓN.....	13
1.2	OBJETIVOS.....	14
1.2.1	OBJETIVO GENERAL.....	14
1.2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
1.3	ANTECEDENTES.....	15
1.3.1	ANÁLISIS DE MERCADO Y DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	15
1.3.1.1	DEMANDA HISTÓRICA DE POTENCIA.....	15
1.3.1.2	DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA.....	16
1.3.1.3	DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	18
1.3.1.4	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA.....	20
1.3.1.5	ENTRADA EN OPERACIÓN DE NUEVOS PROYECTOS.....	25
1.3.2	COMPORTAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	28

CAPÍTULO II

CONCEPTOS BÁSICOS DE GENERACIÓN GEOTÉRMICA E INVENTARIO DE PROYECTOS EXISTENTES

2.1	MARCO TEÓRICO.....	31
2.1.1	GEOTERMIA.....	31
2.1.1.1	FLUJO DE CALOR DE LA TIERRA Y GRADIENTE GEOTÉRMICO	31
2.1.2	DEFINICIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA.....	32
2.1.2.1	ESTRUCTURA DE UN RESERVORIO GEOTÉRMICO CONVENCIONAL.....	33
2.1.2.2	CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS.....	35
2.1.2.2.1	YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS DE ALTA ENTALPÍA.....	35
2.1.2.2.2	YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS DE MEDIA ENTALPÍA.....	35
2.1.2.2.3	YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS DE BAJA ENTALPÍA.....	35
2.1.2.2.4	YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS DE MUY BAJA ENTALPÍA.....	36
2.1.2.3	TIPOS DE SISTEMAS GEOTÉRMICOS.....	36
2.1.2.3.1	SISTEMAS CONVECTIVOS HIDROTERMALES.....	36
2.1.2.3.2	SISTEMAS GEOTÉRMICOS MEJORADOS.....	37
2.1.2.3.3	SISTEMAS GEOTÉRMICOS GEOPRESURIZADOS.....	38
2.1.2.3.4	SISTEMAS MARINOS.....	38
2.1.2.3.5	SISTEMAS MAGMÁTICOS.....	38
2.1.2.4	APLICACIONES DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA.....	39
2.1.2.4.1	USOS DIRECTOS.....	39
2.1.2.4.2	GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	41
2.1.2.4.2.1	TIPOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN GEOTÉRMICA.....	41
2.1.2.4.2.1.1	CENTRAL FLASH O EVAPORACIÓN SÚBITA.....	41
2.1.2.4.2.1.2	CENTRAL DE VAPOR SECO.....	42
2.1.2.4.2.1.3	CENTRAL DE CICLO BINARIO.....	43
2.2	ANTECEDENTES DE LA GEOTERMIA EN EL ECUADOR.....	44
2.3	SITUACIÓN ACTUAL DE LA GEOTERMIA EN ECUADOR.....	46

CAPÍTULO III

GENERACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN GEOTÉRMICA

3.1	GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN GEOTÉRMICA.....	50
3.1.1	ÁREA GEOTÉRMICA DE TUFÍÑO-CHILES.....	50
3.1.1.1	GENERALIDADES.....	50
3.1.1.2	MODELO GEOTÉRMICO PRELIMINAR.....	51
3.1.1.3	POTENCIAL ELÉCTRICO E INFORMACIÓN ADICIONAL.....	54
3.1.2	ÁREA GEOTÉRMICA DE CHACHIMBIRO.....	56
3.1.2.1	GENERALIDADES.....	56
3.1.2.2	MODELO GEOTÉRMICO PRELIMINAR.....	57
3.1.2.3	POTENCIAL ELÉCTRICO E INFORMACIÓN ADICIONAL.....	59
3.1.3	ÁREA GEOTÉRMICA DE CHACANA.....	61
3.1.3.1	GENERALIDADES.....	61
3.1.3.2	MODELO GEOTÉRMICO PRELIMINAR.....	62
3.1.3.3	POTENCIAL ELÉCTRICO E INFORMACIÓN ADICIONAL.....	64
3.2	SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN GEOTÉRMICA.....	64
3.2.1	POTENCIAL ENERGÉTICO.....	64
3.2.2	MÉTODOS DE SELECCIÓN.....	67
3.2.2.1	MÉTODO DEL FLUJO TÉRMICO SUPERFICIAL.....	67
3.2.2.2	MÉTODO DE FRACTURAS PLANAS.....	69
3.2.2.3	MÉTODO DEL ÁREA.....	69
3.2.2.4	MÉTODO DE APORTE DE CALOR MAGMÁTICO.....	69
3.2.2.5	MÉTODOS VOLUMÉTRICOS.....	70
3.2.3	TEMPERATURA, PRESIÓN Y ENTALPÍA.....	73
3.2.4	DISTANCIA A LA RED.....	74
3.2.5	DISPONIBILIDAD DE INFRAESTRUCTURA.....	76
3.2.6	ANÁLISIS DE LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVA.....	78

CAPÍTULO IV

DISEÑO Y DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO GEOTÉRMICO

4.1	EXPLORACIÓN.....	81
4.2	PERFORACIÓN.....	86
4.3	DISEÑO.....	87
4.3.1	PARÁMETROS DE DECISIÓN DEL TIPO DE CENTRAL.....	87
4.3.2	EQUIPOS COMPONENTES DE LA CENTRAL GEOTÉRMICA FLASH.....	97
4.3.2.1	SISTEMA PRINCIPAL DE VAPOR.....	98
4.3.2.1.1	POZOS PRODUCTORES (PP).....	98
4.3.2.1.2	SILENCIADOR (S).....	99
4.3.2.1.3	COLECTOR DE VAPOR (C).....	99
4.3.2.1.4	TUBERÍAS DE VAPOR Y LÍNEAS DE AGUA (VP).....	100
4.3.2.1.5	SEPARADOR DE VAPOR (SP).....	100
4.3.2.1.6	SECADOR (SC).....	102
4.3.2.2	SISTEMA DE VAPOR DE LA TURBINA.....	102
4.3.2.2.1	TURBINA (T).....	102
4.3.2.3	SISTEMA DE ENFRIAMIENTO PRINCIPAL.....	104
4.3.2.3.1	CONDENSADOR (C).....	104

4.3.2.3.2	TORRE DE ENFRIAMIENTO (TE).....	106
4.3.2.3.3	POZOS RE-INYECCIÓN (PR).....	107
4.3.2.4	SISTEMA DE VACÍO DE CONDENSADOR.....	107
4.3.2.4.1	EYECTORES DE VAPOR (SISTEMA HÍBRIDO) (EY).....	107
4.3.3	CICLO TERMODINÁMICO.....	108
4.3.3.1	PROCESO TERMODINÁMICO EN CENTRALES TÉRMICAS....	108
4.3.3.2	PROCESO TERMODINÁMICO EN CENTRALES GEOTÉRMICA	109
4.3.4	METODOLOGÍA DE CÁLCULO.....	113
4.3.4.1	CÁLCULO DE LOS POZOS PRODUCTORES.....	113
4.3.4.2	CÁLCULO DEL SEPARADOR.....	114
4.3.4.3	CÁLCULO A LA SALIDA DEL SEPARADOR.....	116
4.3.4.4	CÁLCULO DEL SECADOR.....	116
4.3.4.5	CÁLCULO DE LA TURBINA.....	117
4.3.4.6	CÁLCULO DEL CONDENSADOR.....	119
4.3.4.7	CÁLCULO DE LOS EYECTORES.....	120
4.3.4.8	CÁLCULO DE LA TORRE DE ENFRIAMIENTO.....	121
4.3.5	BALANCE DE ENERGÍA.....	124
4.3.6	GENERADOR.....	139
4.3.7	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	143
4.3.8	PARÁMETROS DE DISEÑO.....	154
4.3.8.1.	CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS DEL EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO.....	154

CAPÍTULO V

EVALUCIÓN ECONÓMICA

5.1	COSTOS DE LA CENTRAL GEOTÉRMICA.....	155
5.1.1	COSTOS DE INVERSIÓN.....	155
5.1.1.1	COSTOS DE EXPLORACIÓN Y PERFORACIÓN.....	157
5.1.1.2	COSTOS DE EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO.....	161
5.1.1.3	COSTOS DE GENERACIÓN.....	164
5.1.1.3.1	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	164
5.2	BENEFICIOS DE LA CENTRAL GEOTÉRMICA.....	168
5.2.1	CÁLCULO DE LA ENERGÍA ANUAL GENERADA.....	168
5.2.2	VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	168
5.3	EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	169
5.3.1	FLUJO DE CAJA.....	171
5.4	COSTO NIVELADO.....	175
5.5	CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN.....	178
5.6.	COSTOS EVITADOS.....	180

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1	CONCLUSIONES.....	181
6.2	RECOMENDACIONES.....	183
	BIBLIOGRAFÍA.....	184
	ANEXO 1.....	186
	ANEXO 2.....	189
	ANEXO 3.....	195
	PLANOS.....	198

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1	Demanda en el Sistema Nacional Interconectado.....	15
Gráfica 1.2	Tasa de crecimiento anual de la energía eléctrica.....	16
Gráfica 1.3	Tasa de anual de variación del P.I.B y la energía eléctrica.....	17
Gráfica 1.4	Energía disponible en bornes de generación.....	17
Gráfica 1.5	Potencia efectiva instalada según fuente de energía.....	19
Gráfica 1.6	Energía producida por tipo de central mas interconexión.....	20
Gráfica 1.7	Proyección de la energía disponible en bornes de generación.....	23
Gráfica 1.8	Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación..	24
Gráfica 1.9	Entrada de proyectos a corto y mediano plazo.....	27
Gráfica 1.10	Oferta y demanda. Entrada de la central geotérmica.....	30
Gráfica 2.1	Esquema de un reservorio geotérmico.....	34
Gráfica 2.2	Clasificación de la energía geotérmica según su entalpía.....	36
Gráfica 2.3	Utilización de fluidos geotérmicos de acuerdo a la temperatura.....	40
Gráfica 2.4	Diagrama de una central de evaporación súbita o flash.....	42
Gráfica 2.5	Diagrama de una central de vapor seco.....	42
Gráfica 2.6	Diagrama de una central de ciclo binario.....	43
Gráfica 2.7	Mapa de Ecuador con los recursos geotérmicos existentes.....	47
Gráfica 2.8	Prospectos geotérmicos en desarrollo en el país.....	49
Gráfica 3.1	Localización del área geotérmica de interés Tufiño-Chiles.....	51
Gráfica 3.2	Modelo geotérmico del área de interés Tufiño-Chiles.....	53
Gráfica 3.3	Localización del área geotérmica de interés Chachimbiro.....	56
Gráfica 3.4	Modelo geotérmico del área de interés Chachimbiro.....	58
Gráfica 3.5	Localización del área geotérmica de interés Chacana.....	61
Gráfica 3.6	Clasificación Francesa de Recursos y Reservas Geotérmicas.....	65
Gráfica 3.7	Clasificación de Recursos y Reservas Geotérmicas.....	66
Gráfica 3.8	Diagrama de McKelvey.....	67
Gráfica 4.1	Estado de desarrollo de cada tecnología dentro de la energía geotérmica.....	88
Gráfica 4.2	Evolución del punto de evaporación del agua con la presión.....	89
Gráfica 4.3	Ciclo Rankine para centrales térmicas.....	108
Gráfica 4.4	Diagrama Temperatura- entropía para centrales single-flash.....	110
Gráfica 4.5	Diagrama esquemático del balance de masa/separador de vapor..	115
Gráfica 4.6	Diagrama esquemático del balance de energía/ turbina.....	117
Gráfica 4.7	Diagrama esquemático del balance de energía/ torre de enfriamiento.....	121
Gráfica 4.8	Diagrama del balance de una central flash.....	124
Gráfica 5.1	Riesgo en el desarrollo de una central geotermia.....	157
Gráfica 5.2	Saldo del flujo de caja versus años de vida útil.....	174

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Proyección de la demanda en bornes de generación de acuerdo al Plan Maestro de Electrificación del Conelec (2009-2020).....	22
Tabla 1.2	Proyección de la energía disponible en bornes de generación.....	23
Tabla 1.3	Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación....	24
Tabla 1.4	Proyectos de generación futuros a ser instalados.....	26
Tabla 2.1	Áreas geotérmicas prioritarias.....	44
Tabla 2.2	Tabla áreas de interés geotérmico en el Ecuador.....	45
Tabla 2.3	Antecedentes de la geotermia en el Ecuador.....	46
Tabla 2.4	Principales zonas geotérmicas de interés energético.....	48
Tabla 3.1	Valoración del potencial geotérmico en el área de Tufiño.....	55
Tabla 3.2	Valoración del potencial geotérmico en el área de Chachimbiro.....	60
Tabla 3.3	Resultados de la selección de la alternativa.....	80
Tabla 4.1	Fases más características de la investigación de recursos geotérmicos de alta entalpía.....	81
Tabla 4.2	Distintas fases de la etapa investigadora que utilizan diferentes técnicas de prospección.....	85
Tabla 4.3	Características de centrales tipo flash (1).....	95
Tabla 4.4	Características de centrales tipo flash (2).....	95
Tabla 4.5	Características para la central geotérmica Chachimbiro.....	96
Tabla 4.6	Principales equipos para los distintos tipos de centrales geotérmicas.....	97
Tabla 4.7	Características para la Central Geotérmica Chachimbiro	125
Tabla 4.8	Condiciones iniciales a boca de pozo (1).....	126
Tabla 4.9	Condiciones en el separador ciclónico (2).....	128
Tabla 4.10	Condiciones a la salida de separador (3).....	129
Tabla 4.11	Condiciones en el secador (2R).....	129
Tabla 4.12	Condiciones a la entrada de la turbina (4).....	134
Tabla 4.13	Condiciones a la salida de la turbina (5).....	134
Tabla 4.14	Condiciones del condensador (6) (7).....	135
Tabla 4.15	Datos de entrada para la determinación de la torre de enfriamiento...	136
Tabla 4.16	Condiciones de la torre de enfriamiento (9).....	139
Tabla 4.17	Características técnicas mínimas de los generadores.....	142
Tabla 4.18	Características técnicas mínimas de los transformadores.....	145
Tabla 4.19	Características técnicas mínimas de los disyuntores.....	147
Tabla 4.20	Características técnicas mínimas de los seccionadores.....	149
Tabla 4.21	Características técnicas mínimas de los T/C	150
Tabla 4.22	Características técnicas mínimas de los T/P.....	151
Tabla 4.23	Características técnicas mínimas del pararrayos.....	152
Tabla 5.1	Porcentaje de inversión para las dos etapas del proyecto.....	156
Tabla 5.2	Costo de exploración según algunos autores.....	158
Tabla 5.3	Factores que determinan los costos de un sistema geotérmico.....	161
Tabla 5.4	Costo detallado del equipamiento a instalar en el área geotérmica Chachimbiro.....	162
Tabla 5.5	Costo de inversión de la central geotérmica Chachimbiro.....	164
Tabla 5.6	Actividades que determinan los costos de operación y mantenimiento.....	165
Tabla 5.7	Costo de Op. & Mantenimiento de la central geotérmica Chachimbiro.....	167
Tabla 5.8	Costos de inversión y O&M para diferentes capacidades de planta...	167
Tabla 5.9	Precios preferentes energía renovables ctvs/kWh.....	169
Tabla 5.10	Flujo de caja para el caso de ingreso por de venta de energía.....	173
Tabla 5.11	Resultados de la evaluación económica.....	175
Tabla 5.12	Costo nivelado de generación para la central geotérmica Chachimbiro.....	175
Tabla 5.13	Costo nivelado-centrales convencionales y de energía renovable.....	178

RESUMEN

Frente a una demanda creciente, existe la necesidad de disponer de un abastecimiento energético oportuno, continuo, de calidad y a costo razonable, mediante la generación con tecnologías más limpias que permitan diversificar el parque de generación e impulsar el desarrollo de las fuentes renovables de energía aprovechando y promoviendo el uso más eficiente de los recursos naturales.

El presente proyecto contempla la implementación de una central de generación geotérmica en el Ecuador. Como primera instancia, se describe de manera general los antecedentes de la energía geotérmica haciendo énfasis en los procesos de generación eléctrica y señalando las características principales de la geotermia en el país.

Tomando en cuenta que Ecuador dispone de recursos energéticos derivados de fuentes de energía renovable no convencional y de un alto potencial geotérmico a ser aprovechado, se analiza las áreas en las cuales se han detectado manifestaciones geotérmicas mediante el estudio de la información técnica disponible. Seleccionando al área geotérmica Chachimbiro de características preliminares 240°C y 113 MW como la que presenta la mejor posibilidad para el objetivo planteado. Dentro del estudio técnico, por las hipótesis sobre la extensión y características del campo que no han sido confirmadas por investigación de campo, como primera etapa se contempla el diseño de una central tipo Flash con una potencia instalada de 30MW. El estudio económico del proyecto geotérmico presenta un alto grado de inversión inicial de los estudios y ejecución, pero conllevan luego un costo de operación claramente inferior al de otras tecnologías, con la ventaja adicional de una importante vida útil (aprox. 30 años). El presente trabajo demandó mucha investigación puesto que en el país no se cuenta con centrales geotérmicas que permitan establecer referencias, por lo que se ha enfocado en experiencias de otros campos geotérmicos que funcionan en varios países de América Latina

La geotermia es una forma de energía que favorece de manera significativa a la seguridad del suministro eléctrico puesto que aporta un flujo constante de producción energética dando estabilidad a la red. Además, contribuiría al desarrollo local produciendo beneficios socioeconómicos en forma de creación de empleo, estabilidad e ingreso. Por lo tanto, es importante que en el país se promueva la generación geotérmica como una opción económicamente competitiva que presenta muchos beneficios y que podría aportar significativamente al sector energético.

PRESENTACIÓN

El estudio que explora las posibilidades del uso de la energía geotérmica en Ecuador se inicia con una breve introducción sobre el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2009-2020 del CONELEC, a través de un análisis de la demanda y oferta de energía eléctrica, que establezca los requerimientos de Potencia y Energía del País y que permita la planificación del sistema eléctrico y la optimización de éste considerando la integración de una central de energía geotérmica. Además se explicara el objetivo del presente proyecto.

En el capítulo 2 se presentan los conceptos teóricos básicos de generación Geotérmica, su naturaleza y aplicaciones tanto calóricas como para la generación de energía eléctrica. Se incluirá además el inventario actualizado de los proyectos geotérmicos existentes y se analizará la situación de la geotermia en el Ecuador sobre la base de la información de la oferta y la demanda de Potencia y Energía del PME.

En el capítulo 3 se recopilará y analizará la información existente de los estudios en ejecución a fin de seleccionar la mejor alternativa. En el país existen tres proyectos geotérmicos en estudio cuyas características estimadas son: Chiles-Cerro Negro (Binacional) de 230°C y 138 MW, Chachimbiro de 240°C y 113 MW, Chacana-Cachiyacu de 250°C y 191 MW y, Chacana- Jamanco de 200°C y 127 MW.

En el capítulo 4 se presenta el pre-diseño y la descripción técnica de una planta geotérmica incluyendo las consideraciones básicas, entre ellas: ciclo termodinámico, equipamiento mínimo, disposición de planta, dimensionamiento y, planos.

En el capítulo 5 que corresponde a la evaluación económica, se incluirá el listado de obras y materiales del proyecto, a fin de definir su presupuesto y programa de ejecución, análisis de costos, beneficios y costos evitados para concluir demostrando la viabilidad de la generación de energía eléctrica utilizando recursos geotérmicos.

En el capítulo 6 se incluirán las principales conclusiones y recomendaciones derivadas del análisis técnico económico previo.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

1.1 INTRODUCCIÓN

La energía es sinónimo de desarrollo, el ser humano siempre ha estado en búsqueda de los recursos que le permitan tener un mejor nivel de vida, más cómodo, saludable, y agradable. A medida que el tiempo y la tecnología avanzan nuevas fuentes de energía han entrado con mayor fuerza, es decir las denominadas energías renovables no convencionales como la geotermia.

La fuerte dependencia de los combustibles fósiles destinados a la producción de energía eléctrica, ha sido el escenario de los últimos años dentro del desarrollo del sector eléctrico del país. Si bien en alguna oportunidad constituyó una energía eficiente que permitió un desarrollo económico creciente, este modelo energético muestra signos de agotamiento progresivo tanto por ser fuentes finitas como por los efectos adversos al medio ambiente.

El resultado es un contexto energético actual con una imperiosa necesidad de mejorar el aprovechamiento de los recursos disponibles, y con la creciente sensibilización ambiental de la sociedad.

Por lo anterior es necesario adoptar medidas enfocadas a la búsqueda de la optimización y eficiencia energética en la generación de electricidad mediante la utilización de fuentes de energías renovables donde la geotermia entraría como una opción importante que actuaría complementariamente con las centrales hidroeléctricas.

Cabe citar que, si bien existen indicios de la geotermia en Ecuador, distintas barreras han impedido la investigación, el desarrollo y su implantación, y, a pesar de ser una tecnología poco conocida en el país, en comparación con los

beneficios que ha presentado a nivel mundial puede identificarse como una de las mejores opciones a ser aplicadas y que puede jugar un papel preponderante en la mejora del suministro energético ecuatoriano.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Promover la generación geotérmica disponible en el país, como una forma de energía renovable, sustentable y ambientalmente favorable, teniendo en cuenta el escenario de los precios de los combustibles fósiles utilizados para la generación de energía eléctrica convencional, en especial los combustibles importados, enfocando las implicaciones ambientales del consumo de los mismos y que además complemente la estacionalidad hidrológica de la generación hidroeléctrica.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Sobre la base de los estudios existentes de los aprovechamientos geotérmicos que posee actualmente el país, determinar la opción más viable que puede ser implementada en el corto – mediano plazo.

Diseñar una central geotérmica que cumpla con las características técnicas mínimas, mediante un estudio del ciclo termodinámico adecuado y de los requerimientos de equipamiento eléctrico y electro-mecánico.

Resaltar las ventajas que posee la energía geotérmica en el ámbito ambiental y en el económico para, de esta forma, extender sus aplicaciones no sólo a fines de generación de energía eléctrica sino también para aplicaciones térmicas.

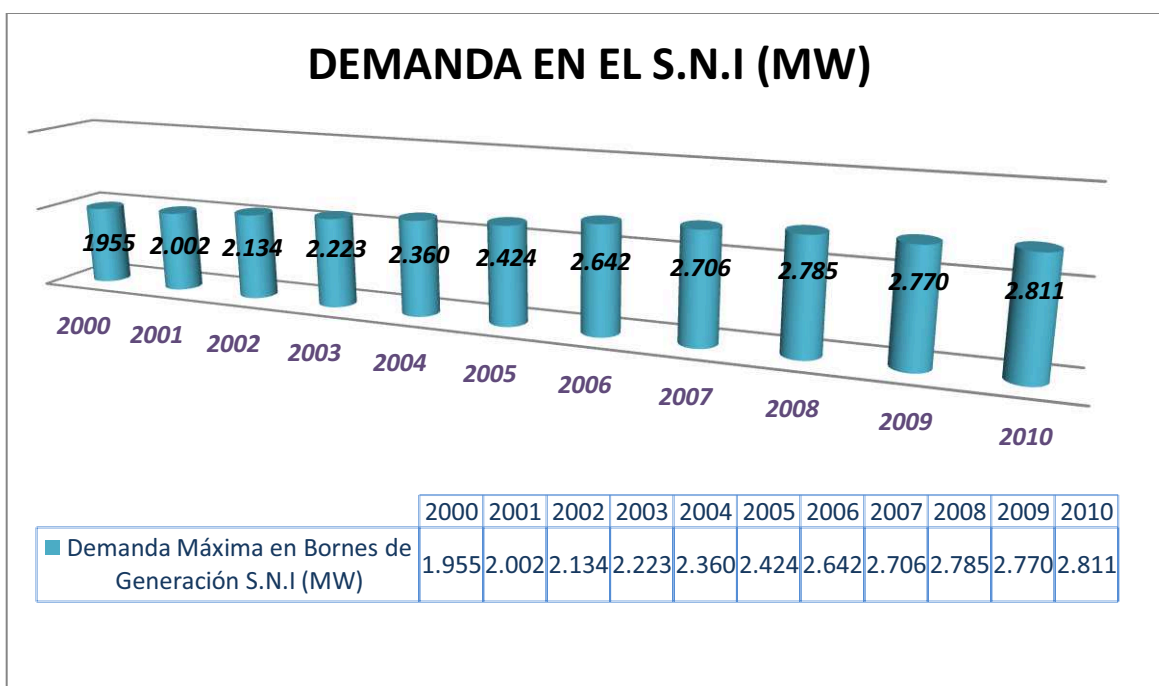
1.3 ANTECEDENTES

1.3.1 ANÁLISIS DE MERCADO Y DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

La demanda de electricidad junto con la oferta conforman las dos fuerzas fundamentales del mercado eléctrico del País, las cuales son influenciadas por varios factores de comportamiento complejo que gobiernan su evolución.

1.3.1.1 Demanda histórica de potencia

La demanda en bornes de generación del Sistema Eléctrico del Ecuador tanto en el año 2007 como en el 2008 fue de 2.706 MW y 2.785 MW respectivamente, por lo que se puede apreciar que en este periodo hubo un incremento de 79 MW correspondiente al 2,92%. En el año 2009 la demanda (2.770 MW) disminuyó en un 0,54% con respecto al anterior año, debido significativamente a la crisis energética del país en los últimos meses del 2009. Para el 2010 con una demanda de 2811 MW se puede determinar un aumento del 1.48%. Datos que se presentan a continuación:



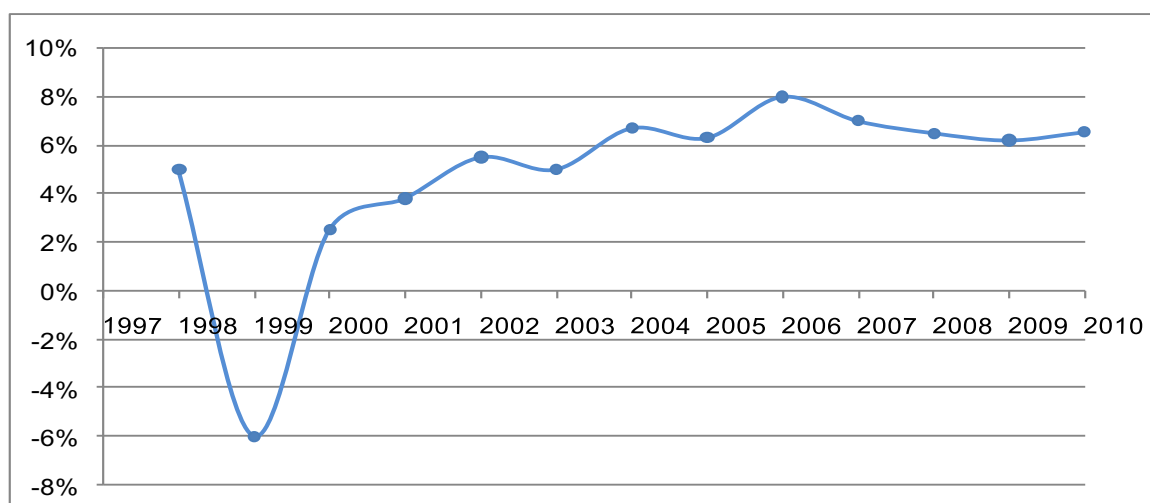
Gráfica 1.1 Demanda en el Sistema Nacional Interconectado

Fuente de Datos: Conelec Elaboración propia

En el periodo comprendido entre el 2000 al 2010 con una demanda de 1.955 MW y 2811 MW respectivamente, el valor de crecimiento de la demanda de potencia corresponde al 43.78%.

1.3.1.2 Demanda histórica de energía

La tendencia del comportamiento de la demanda de energía ha ido en aumento, sin embargo en estos tres últimos años se ha observado una propensión decreciente que en términos porcentuales se presenta a continuación en la gráfica 1.2.



Gráfica 1.2 Tasa de crecimiento anual de la energía eléctrica.

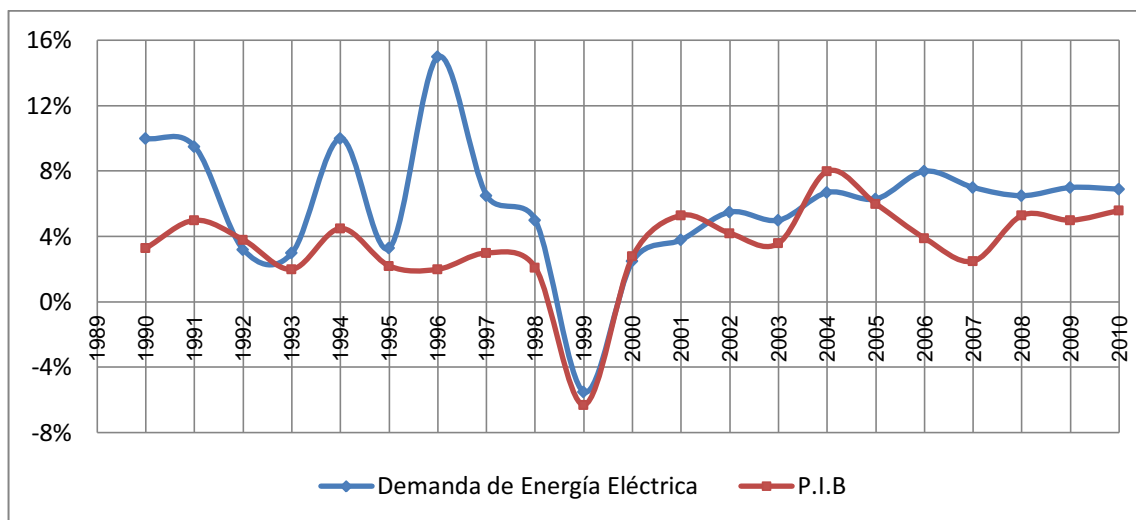
Consumo. Total S.N.I

Fuente de Datos: Conelec Elaboración propia

El sector eléctrico tiene gran importancia económica, debido a su participación en la producción de la economía de la cual representa el 5%, ubicándola como la décima industria que más aporta a este indicador, aspecto que se observa en la correlación entre el comportamiento del PIB y la demanda eléctrica, que permite emplearlo como referencia para definir el comportamiento de la demanda de potencia.

En la gráfica 1.3 se indica, la evolución de la demanda de energía eléctrica y su relación directa con el Producto Interno Bruto, en términos generales se presenta una similitud notoria, sin embargo en ciertos intervalos difieren su comportamiento, debido básicamente a las variaciones en los precios de la

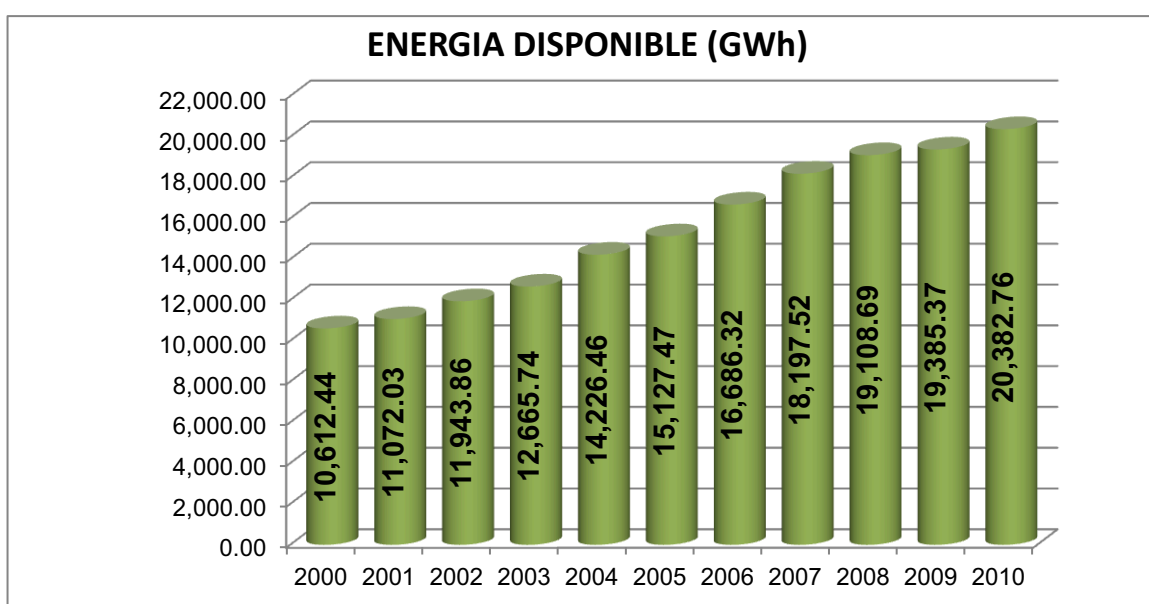
electricidad, transformándose en crecimiento de la demanda cuando la tarifa ha disminuido.



Gráfica 1.3 Tasa de anual de variación del P.I.B y la energía eléctrica

Fuente de Datos: Conelec Elaboración propia

La energía disponible en bornes de generación para el año 2008 fue de 19.108,69 GWh que tuvo un crecimiento del 5% con respecto al 2007. En el periodo 2008-2009 el incremento fue de 276,68 GWh que corresponde al 1,45%. En el último año la demanda ascendió un 5,15% (20.382,76 GWh) en comparación al 2009 que registró una producción de energía de 19.385,37 GWh. Esta propensión creciente se puede visualizar en la gráfica 1.4.



Gráfica 1.4 Energía disponible en bornes de generación

Fuente de Datos: Conelec Elaboración propia

Durante los últimos 11 años la demanda de energía pasó de 10.612,44 GWh a 20.382,76 GWh, con un incremento del 92,06% y con un promedio anual de 6,41%.

De la misma forma en el 2010 el número de clientes a nivel nacional con servicio de energía eléctrica fue de 3.947,591 con un acrecentamiento de 5,36% en proporción al año 2009.

1.3.1.3 Disponibilidad de energía y potencia

Potencia

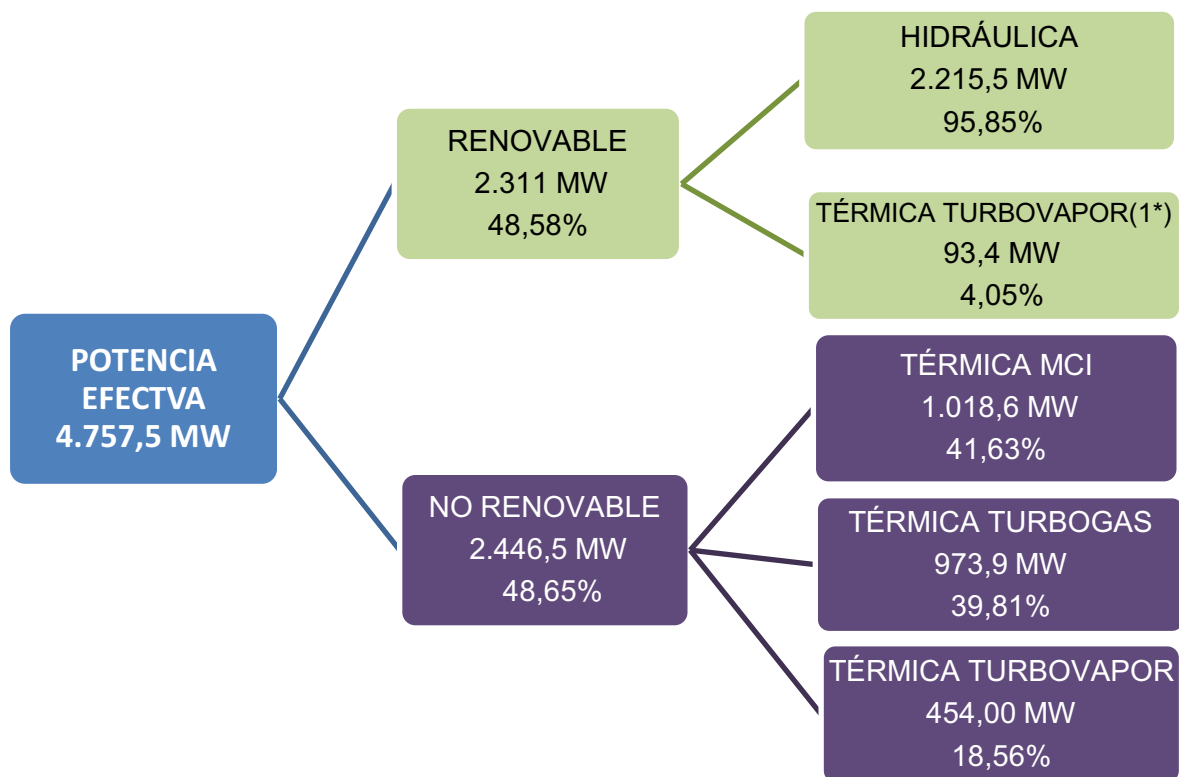
De acuerdo con la información disponible en el Conelec, a diciembre del 2010 la capacidad efectiva del Ecuador fue de 4.757,5 MW distribuida en: 2.311 MW producidos por fuentes de energía renovable (48,58%) y un aporte de las fuentes de energía no renovable de 2.446,5 MW (51,42%).

La generación total se concentra en 225 centrales, clasificadas de acuerdo al tipo de central en:

- 54 centrales hidroeléctricas que suman 2.215,5 MW, donde cinco son las centrales más importantes que componen el 88% de la capacidad hidroeléctrica, Paute 1100 MW, San Francisco 230 MW, Agoyán 156 MW, Pucará 74 MW todas estas ubicadas en la vertiente del Amazonas y Marcel Laniado 213 MW localizada en la vertiente del Pacífico.
- 3 centrales de biomasa (bagazo de caña) con 93,4MW.
- 169 centrales térmicas con 2.446,5 MW, siendo las mayores plantas en operación, Electroquil 181 MW, Gonzalo Zevallos 146 MW, Esmeraldas 125 MW, Bajo Alto-1 139.50 MW, Trinitaria 132 MW y Victoria-II 102 MW.

La potencia efectiva en el 2010 creció en un 7,8% en relación a lo presentado en el 2009 (4.413,3 MW). En capacidad hidráulica este aumento fue de 183,2 MW que representa el 8,27%, en un porcentaje menor se tiene el incremento de capacidad térmica con 162 MW (7%).

El desglose de la capacidad efectiva por tipo de fuente para el año 2010 se indica en la gráfica 1.5:



Gráfica 1.5 Potencia efectiva instalada según fuente de energía

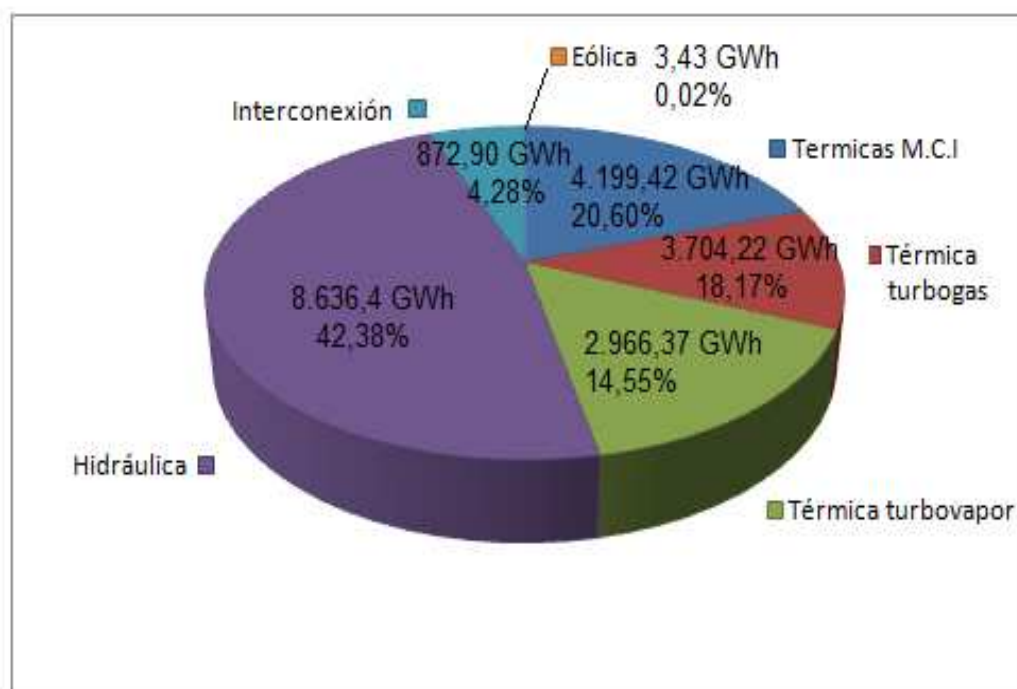
Fuente de Datos: Conelec Elaboración propia

(1*) Dentro de la fuente de energía renovable el tipo térmica turbovapor corresponde a centrales cuyo combustible es biomasa (bagazo de caña).

Energía

La producción de energía eléctrica a diciembre del 2010 incluyendo la importación (872,90 GWh) fue de 20.382,76 GWh, y la energía entregada al mercado eléctrico tuvo un valor de 17.376,37 GWh equivalente al 85,25% del total nacional.

Las centrales hidroeléctricas aportan con el 42% a la oferta nacional, mientras que las centrales de origen térmico aportan con el 53% que en forma desagregada se subdividen en, motores de combustión interna MCI, turbogas, y turbovapor. Los porcentajes se encuentran en la gráfica 1.6.



Gráfica 1.6 Energía producida por tipo de central mas interconexión

Fuente de Datos: Conelec. Elaboración propia

Como dato adicional se tiene que el consumo de energía eléctrica per cápita en el 2010 fue de 991 kWh/habitante. En lo que respecta a la interconexión se tuvo una disminución del 22,11% al pasar de 1.120,75 GWh (2009) a 872,9 GWh (2010).

1.3.1.4 Proyección de la demanda de potencia y energía eléctrica

Uno de los principales objetivos de un modelo energético se basa en la necesidad de predecir la demanda eléctrica obteniendo así criterios de estimación que permitan garantizar la oferta de energía, y así poder realizar una planificación eficiente del equilibrio entre la oferta y la demanda.

Un análisis de demanda eléctrica comprende dos fases, la primera el estudio del comportamiento de la demanda pasada y presente y la segunda el pronóstico de la demanda futura.

Las previsiones de consumo de energía eléctrica globales o por sector de consumo, en general están dadas en valores anuales, este modo de presentar las previsiones tiene un interés de tipo estadístico muy importante. Sin embargo, es insuficiente para los casos en que sea necesaria una planificación del crecimiento de las instalaciones cuando el nivel de desagregación requerido llega a los estadios menores del sistema eléctrico, lo mismo sucede en el caso de la planificación de la operación.

No existen procesos uniformes para la estimación de la demanda eléctrica, existiendo diversos métodos para este fin, que en la práctica revelan distintos grados de complejidad, y van desde simples extrapolaciones de tendencias históricas hasta elaborados métodos de correlación.

El método a ser aplicado dependerá de la cantidad de información que se disponga y hay que tener en cuenta que la previsión de la demanda aún con un método sofisticado implicará cierto grado de incertidumbre que la mantendrá en un margen del 10% del valor real. De igual forma el periodo de proyección puede variar incluso desde unos pocos minutos hasta estimaciones largas de más de 30 años.

El Plan Maestro de Electrificación del Conelec para el periodo 2009-2020, presenta los valores de la proyección de la demanda tomando en cuenta: el comportamiento del PIB, cobertura del servicio, sensibilidad del precio de la energía y la recuperación de pérdidas, considera además que los factores económicos que han influido en el pasado sobre la demanda eléctrica lo seguirán haciendo de manera similar en el futuro.

Aspectos que se contemplan bajo tres escenarios de crecimiento del producto interno bruto: mayor, medio y menor.

Estos valores en bornes de generación para demanda de potencia y energía se presentan en la tabla 1.1, indicando en la parte inferior las respectivas tasas de crecimiento anual para cada escenario.

AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)		
	MENOR	MEDIO	MAYOR	MENOR	MEDIO	MAYOR
2009	2.883	2.909	2.933	16.992	17.148	17.319
2010	3.036	3.076	3.121	18.075	18.449	18.797
2011	3.234	3.304	3.376	19.539	20.097	20.617
2012	3.354	3.455	3.558	20.327	21.076	21.783
2013	3.477	3.610	3.746	21.134	22.082	22.991
2014	3.601	3.768	3.940	21.944	23.107	24.237
2015	3.839	4.044	4.253	23.500	24.897	26.265
2016	4.110	4.354	4.605	25.182	26.830	28.455
2017	4.371	4.658	4.953	26.808	28.726	30.628
2018	4.626	4.960	5.302	28.402	30.611	32.812
2019	4.849	5.232	5.625	29.807	32.328	34.849
2020	5.037	5.473	5.919	30.996	33.852	36.718
TASA DE CRECIMIENTO	5,0%	5,7%	6,4%	5,5%	6,3%	7,0%

Tabla 1.1 Proyección de la demanda en bornes de generación de acuerdo al Plan Maestro de Electrificación del Conelec (2009-2020)

Fuente de Datos: Conelec Elaboración propia

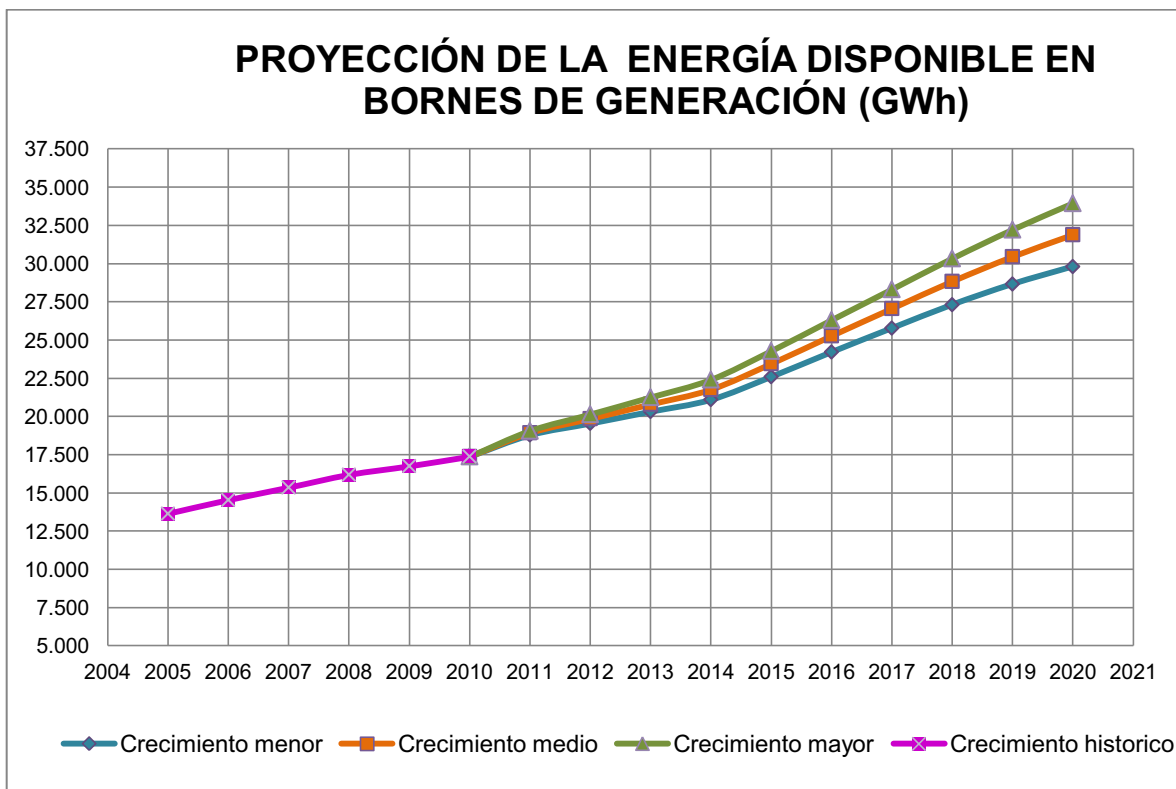
Es importante indicar que esta proyección de la demanda de potencia y energía concertada en el Plan de Electrificación del Conelec fue estimada tomando como base el año 2008 que se realizó dicho Plan. Sin embargo es necesario volver a proyectar la demanda con los datos actualizados a partir del año 2010.

Para la nueva proyección, que permita realizar un planeamiento eléctrico adecuado y alcanzar una operación satisfactoria del sistema, se consideró los años históricos desde el 2005 al 2010. Mediante un método práctico a partir de una extrapolación simple y estimando un similar comportamiento de tendencia constante, se encontró el porcentaje de crecimiento de cada periodo, que permitió determinar la proyección de la demanda de energía y potencia, presentados en la tabla 1.2 y tabla 1.3 respectivamente y sus ilustraciones correspondientes.

AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)		
	MENOR	MEDIO	MAYOR
2005	13.637	13.637	13.637
2006	14.534	14.534	14.534
2007	15.349	15.349	15.349
2008	16.188	16.188	16.188
2009	16.748	16.748	16.748
2010	17.376	17.376	17.376
2011	18.783	18.928	19.058
2012	19.541	19.850	20.136
2013	20.317	20.798	21.253
2014	21.095	21.763	22.405
2015	22.591	23.449	24.279
2016	24.208	25.270	26.304
2017	25.771	27.055	28.313
2018	27.304	28.831	30.332
2019	28.654	30.448	32.215
2020	29.797	31.883	33.942

Tabla 1.2 Proyección de la energía disponible en bornes de generación

Elaboración propia



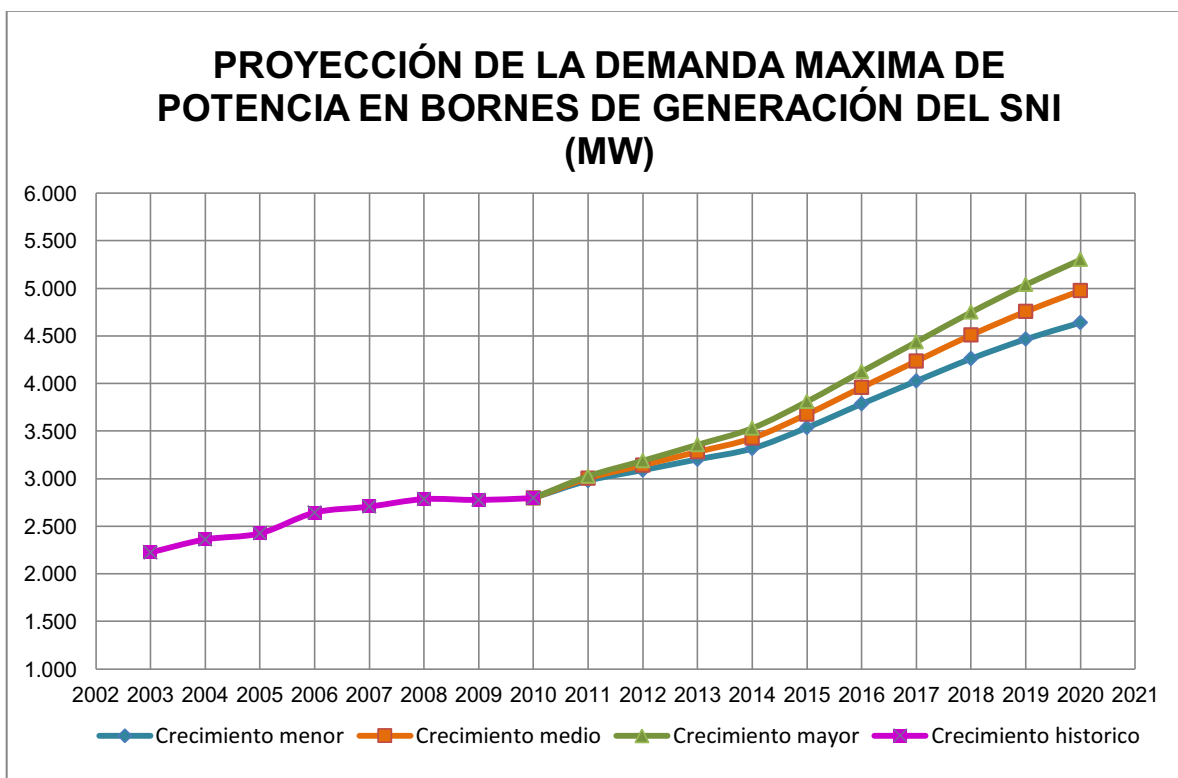
Gráfica 1.7 Proyección de la energía disponible en bornes de generación

Elaboración propia

AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)		
	MENOR	MEDIO	MAYOR
2005	2.424	2.424	2.424
2006	2.642	2.642	2.642
2007	2.706	2.706	2.706
2008	2.785	2.785	2.785
2009	2.776	2.776	2.776
2010	2.796	2.796	2.796
2011	2.978	3.003	3.024
2012	3.089	3.141	3.187
2013	3.202	3.281	3.356
2014	3.316	3.425	3.530
2015	3.536	3.676	3.810
2016	3.785	3.958	4.125
2017	4.025	4.234	4.437
2018	4.260	4.509	4.750
2019	4.466	4.756	5.039
2020	4.639	4.975	5.303

Tabla 1.3 Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación

Elaboración propia



Gráfica 1.8 Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación

Fuente de Datos: Conelec. Elaboración propia

Los avances encaminados al uso eficiente y racional de la energía pueden cambiar la demanda de electricidad, de tal manera que su tasa de crecimiento puede disminuir en función de la rapidez con que se produzcan dichos avances y la socialización que se haga de ellos. El alcance acordado por el plan de electrificación considera una proyección del consumo de energía final relevante, hasta el año 2020.

La producción de energía eléctrica con un aumento del 13,2% pasó en los tres últimos años de 15.349 GWh a 17.376 GWh y se estima que para el año 2020 alcanzará niveles de 33.942 GWh. La demanda de potencia en bornes de generación se incremento en menos del 1% en el periodo 2008 -2010 y para el año 2020 se consideraría un valor de 5.303MW según lo indicado en tablas y graficas anteriores.

1.3.1.5 Entrada en operación de nuevos proyectos

Para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica tanto para el sector público como para el productivo, frente a un crecimiento de demanda continuo, la entrada de nuevos proyectos crea una base fundamental no sólo para suplir las necesidades de la población sino que además permite el desarrollo del país.

Es así que el plan de expansión de generación contempla para corto y mediano plazo el ingreso de nuevas centrales convencionales en su mayoría de tipo hidráulico, y un limitado número de térmicas de envergadura grande, mediana y pequeña.

Importantes proyectos de generación hidroeléctrica avanzan a nivel nacional, Toachi-Pilatón (vertiente occidental) cuyo objetivo es disminuir el consumo de electricidad térmica y la dependencia de combustibles fósiles, así como brindar una sostenibilidad a la generación cuando centrales como Paute y Agoyán se encuentran en los periodos secos, su participación es del 9% (254 MW), Coca Codo Sinclair (cuenca del río Coca) dará un aporte significativo con una potencia de 1500 MW, Sopladora (cuenca oriental), siendo la tercera etapa del proyecto

integral Paute, contribuirá con el 17,5% (487 MW). Estos tres proyectos se encuentran actualmente en construcción.

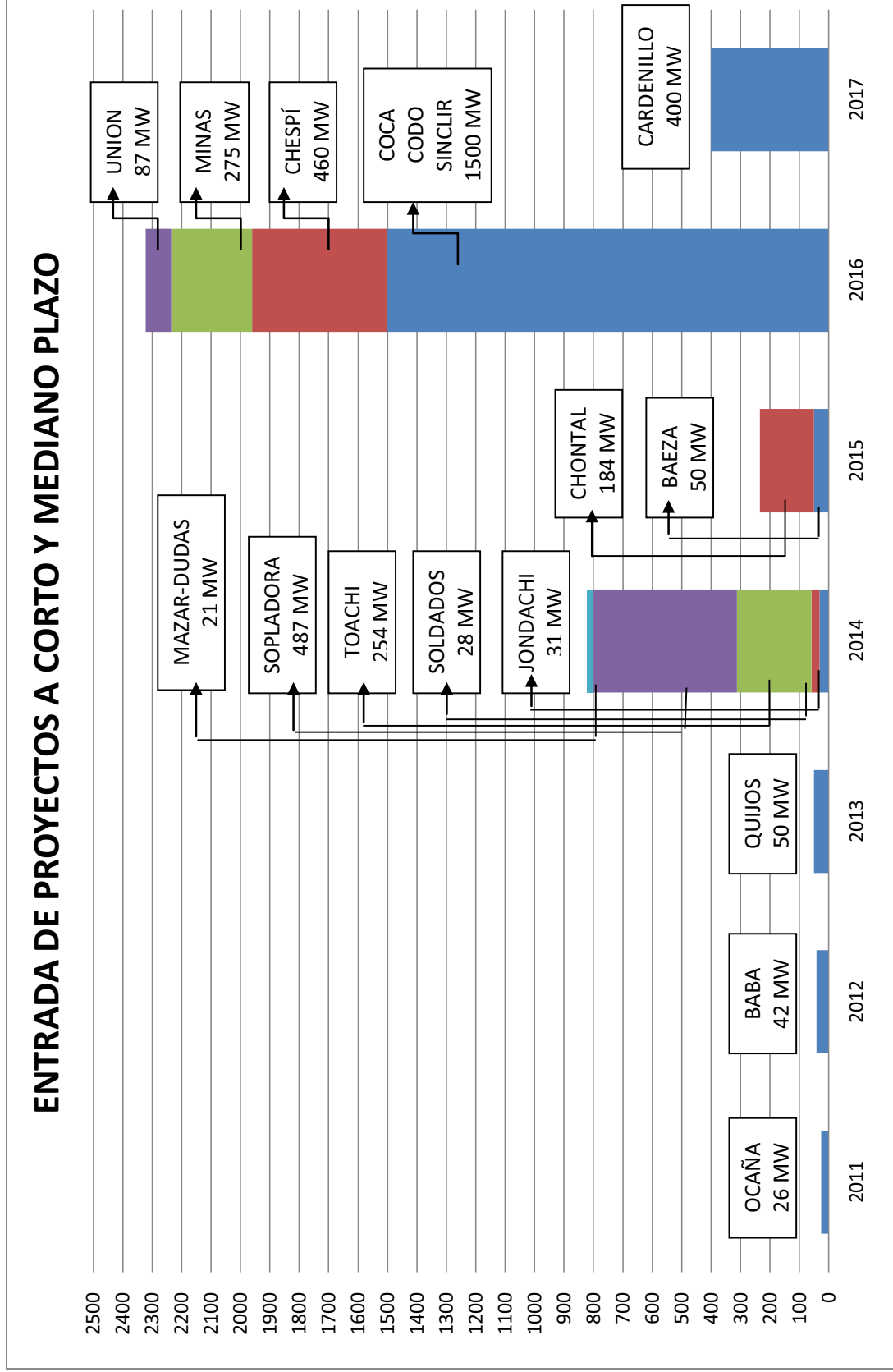
El potencial hidroeléctrico técnica y económicamente aprovechable en el Ecuador es de 24.122 MW, del que actualmente se utiliza sólo un 8%. La entrada en operación de centrales como Cardenillo y Chespi (cuenca del río Paute y Guayllabamba respectivamente) aportarán al Sistema Nacional Interconectado con 400 MW y 460 MW equivalente al 14% y 17% respectivamente, de la capacidad de generación de potencia efectiva del país.

En este año se pudo apreciar el ingreso de la central termoeléctrica Santa Elena con una potencia instalada de 90 MW y de la central hidroeléctrica Mazar con una potencia de 160MW, entre las principales. En la tabla 1.4 se presenta los proyectos de generación de mayor interés para ser incorporados al sistema eléctrico ecuatoriano.

PROYECTO	POTENCIA NOMINAL (MW)	ENERGÍA MEDIA GWh/AÑO	TIPO	AÑO ESTIMADO ENTRADA	MES ESTIMADO ENTRADA
JONDACHI-LA MERCED	31	121,4/83,9	HIDROELÉCTRICA	2014	JUNIO
SOLDADOS YANUNCAY Y MINAS	28	190	HIDROELÉCTRICA	2014	SEPTIEMBRE
BABA	42	161	HIDROELÉCTRICA	2012	ENERO
OCAÑA	26	192	HIDROELÉCTRICA	2011	JULIO
TOACHI-PILATÓN	254	1120	HIDROELÉCTRICA	2014	AGOSTO
COCA CODO SINCLAIR	1500	8743	HIDROELÉCTRICA	2016	ENERO
SOPLADORA	487	2800	HIDROELÉCTRICA	2014	DICIEMBRE
QUIJOS	50	355	HIDROELÉCTRICA	2013	NOVIEMBRE
BAEZA	50	318	HIDROELÉCTRICA	2015	SEPTIEMBRE
CHONTAL	184	1034	HIDROELÉCTRICA	2015	ABRIL
CHESPI	460	2000	HIDROELÉCTRICA	2016	NOVIEMBRE
MAZAR DUDAS	21	125	HIDROELÉCTRICA	2014	FEBRERO
MINAS SAN FRANCISCO	275	1321	HIDROELÉCTRICA	2016	OCTUBRE
LA UNIÓN	87	411	HIDROELÉCTRICA	2016	OCTUBRE
CARDENILLO	400	2300	HIDROELÉCTRICA	2017	NOVIEMBRE

Tabla 1.4 Proyectos de generación futuros a ser instalados

Fuente de Datos: Conelec Elaboración propia



Gráfica 1.9 Entrada de proyectos a corto y mediano plazo

Fuente de Datos: Conelec. Elaboración propia

El ingreso de nuevos proyectos originaría una supremacía en generación hidroeléctrica que si bien es una energía barata y con bajos costos de operación, a su vez presenta el inconveniente de una hidrología no controlada que origina periodos de estiaje por lo general en los meses de octubre a marzo caracterizados por la presencia de la mayor demanda en el país.

El complemento natural se da a través del ingreso de centrales térmicas con la desventaja que presentan altos costos ambientales y fuerte dependencia de combustibles fósiles, ocasionando la importación de los mismos a precios elevados como es el caso del diesel.

1.3.2 COMPORTAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Dos etapas bien definidas contrastan el desarrollo del sector eléctrico, la primera inicia con la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) en mayo de 1966 y cuyo proceso institucional alcanza el año de 1999, y la segunda mediante la promulgación de la Ley de Régimen de Sector Eléctrico (LRSE) en octubre de 1996.

La evolución de la demanda de energía en el mercado eléctrico ha mantenido una situación de crecimiento en la etapa post-dolarización, conservando en los últimos años un crecimiento superior al 5%.

El 48.58% de la potencia efectiva es ofertado por centrales con fuentes de energía renovable (hidráulica, biomasa) frente al 51.42% correspondiente a centrales termoeléctricas (motor combustión interna, turbogas, turbovapor).

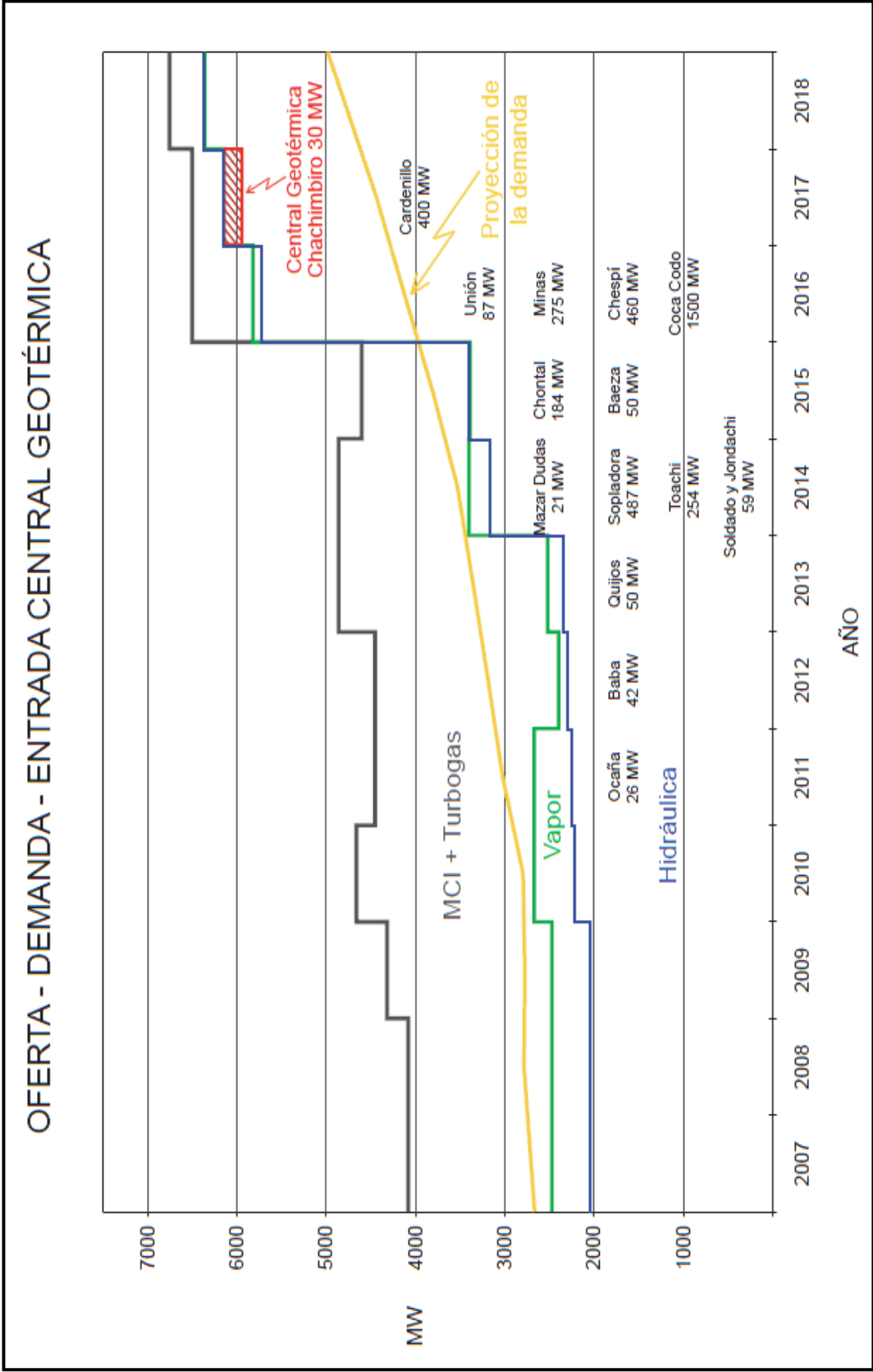
La matriz eléctrica ha evolucionado desde un escenario mayoritariamente hidráulico, hasta la actualidad en que la supremacía de la generación térmica a partir de combustibles fósiles es evidente, dando lugar a la vulnerabilidad cuando merma el componente hidráulico.

Sin embargo como complemento a las centrales convencionales, el ingreso de otras fuentes de recursos renovables no utilizadas puede dar un aporte

significativo. Es así que en el plan de expansión de la generación se conviene dar espacio al ingreso de proyectos provenientes de fuentes de energía renovable con el aporte del 10% a la producción de electricidad, en este sentido la generación geotérmica entra como una buena opción adquiriendo mayor importancia para la generación de electricidad por su disponibilidad continua de energía.

El ingreso de una nueva unidad geotérmica, motivo del presente estudio, no está contemplada en la entrada de nuevos proyectos, pero existe el requerimiento de contar con una central de energía firme y alto factor de planta, que actúe principalmente en complementariedad a la generación hidráulica debido a que la estacionalidad crea cierta incertidumbre en la confiabilidad de la generación hidroeléctrica.

Si bien el tiempo mínimo requerido entre investigación y desarrollo del campo geotérmico está entre 5 y 6 años, la central geotérmica contribuirá de manera relevante al sector energético del país, tomando en cuenta que varias centrales en operación están por finalizar su vida útil, disminuyendo su confiabilidad y aumentando sus costos de mantenimiento.



Gráfica 1.10 Oferta y demanda. Entrada de la central geotérmica
 Fuente de Datos: Conelec. Elaboración propia

CAPÍTULO II

CONCEPTOS BÁSICOS DE GENERACIÓN GEOTÉRMICA E INVENTARIOS DE PROYECTOS EXISTENTES

2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 GEOTERMIA

Etimológicamente la palabra Geotermia viene de dos vocablos griegos, *geos* =tierra y *thermos*=calor, es decir el calor natural existente en el interior del planeta, se emplea indistintamente para designar a la ciencia que se encarga del estudio de los fenómenos térmicos de la tierra así como al conjunto de procesos industriales que pretenden explotar ese calor para la producción de energía eléctrica y/o calor útil para el ser humano.

2.1.1.1 Flujo de calor de la tierra y gradiente geotérmico

La única magnitud relacionada con la temperatura interna de la tierra que se puede medir directamente es el flujo de calor hacia la superficie, a continuación se citará los parámetros necesarios para su determinación.

Gradiente geotérmico (G), es el incremento de la temperatura en relación directa al aumento de la profundidad del suelo. El gradiente geotérmico observado en la mayor parte del planeta es normalmente de 2,5 a 3°C cada 100 metros. En áreas geológicamente activas, el valor del gradiente geotérmico puede ser muy superior a los 3°C/100m, este fenómeno también se presenta en un sistema de fallas profundas, o debido a la existencia de acuíferos que pueden transportar el calor en sentido vertical. A este gradiente se lo denomina anómalo y surge en lugares idóneos para la extracción de calor con fines de generación de electricidad.

El gradiente geotérmico también depende de las características físicas que presente el material en cada punto del interior del planeta (condiciones geológicas locales) como son: la relación presión con temperatura, composición química, presencia de movimientos conectivos y rozamientos, etc.

Conductividad Térmica (K), para establecer la conductividad térmica con fines de generación geotérmica se toma las muestras de las rocas “in situ”, y en el laboratorio se las expone a un flujo de calor conocido.

Flujo de calor (Q), se calcula como el producto del gradiente geotérmico por la conductividad térmica de las rocas, se lo mide perpendicularmente a la superficie de la tierra y representa la cantidad de calor geotérmico que se desprende por unidad de superficie.

$$Q = -K \cdot \frac{dT}{dz} = KG \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

K: Conductividad térmica $[\frac{W}{m} \cdot ^\circ C]$

G: Gradiente geotérmico $[\frac{^\circ C}{m}]$

Q: Flujo de calor $[\frac{mW}{m^2}]$

El flujo de calor promedio que se encuentra en la tierra es alrededor de $87(mW/m^2)$ de los cuales corresponden a $60(mW/m^2)$ en los continentes y $101(mW/m^2)$ en los océanos, (existirán zonas donde este valor será superior). El objetivo del cálculo de flujo de calor es reconocer las zonas de mayor anomalía térmica, obteniéndose un potencial geotérmico aprovechable.

2.1.2 ENERGÍA GEOTÉRMICA

Se define como aquella energía que puede obtenerse mediante el aprovechamiento del calor interno de la tierra con fines de generación de electricidad y aplicación de calor. Es un recurso:

- Sostenible ya que ofrece un flujo constante de producción energética sin dependencia de variaciones estacionales como ocurre con gran parte de las energías renovables.
- Renovable porque el calor que emana de la tierra es esencialmente ilimitado.
- Limpio debido a que los impactos medioambientales son destacablemente menores.
- Abundante porque el calor está disponible en todas partes y con una gran variedad de aplicaciones entre ellas la generación de electricidad.

Recurso geotérmico, parte de la energía geotérmica que puede ser aprovechada de forma técnica y económicamente viable, entre los cuales se encuentran: vapor, agua caliente, rocas secas calientes, rocas geopresionadas (es decir rocas porosas que contienen una mezcla de agua y gases a elevada presión y temperatura) y rocas fundidas (magma). Una puntualización importante es citar que cuando se habla genéricamente de recurso geotérmico se refiere a lo que se denomina *recurso accesible base* que no es más que la energía térmica almacenada a cierta profundidad en la corteza, a determinada área y calculada a partir de la temperatura media anual. (Muffler y Cataldi 1978)

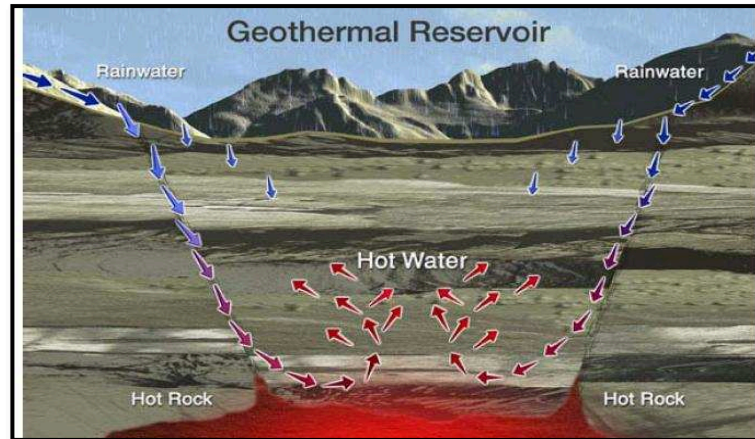
2.1.2.1 Estructura de un reservorio geotérmico convencional

Para que la energía geotérmica sea aprovechada es necesario que se acumule en un cuerpo del interior de la corteza, la forma más común de concentración es una unidad de agua que es calentada por una fuente de calor denominada magma y atrapada en rocas permeables y porosas bajo una capa de roca impermeable, esta unidad natural es la que se llama yacimiento, reservorio o sistema geotérmico. A continuación se indica los factores básicos condicionantes para la presencia de este sistema:

Fuente de calor, corresponde al calor que fluye desde el núcleo del planeta hacia el exterior, generalmente este calor se da como una intrusión magmática a alta temperatura, emplazada en el manto a profundidades de 5-12Km. A través de fracturas este magma, puede alcanzar la superficie como lava, pero por lo general permanece por debajo de la corteza terrestre transmitiendo calor a las rocas circundantes o depósitos de fluido acumulado. La temperatura de la masa magmática está entre 700-1200°C.

Fluido, constituye el agua contenida en el yacimiento, es de origen meteórico o superficial, aunque parte de ella puede ser magmática es decir vapor de agua producido por la evolución del magma. La recarga de agua debe tener la posibilidad de infiltrarse en el subsuelo, mantener el balance hidrológico y alcanzar la profundidad necesaria para ser calentada. Este fluido estará en fase líquida o vapor y a menudo contendrá sustancias químicas disueltas y gases tales como CO_2 , H_2S , etc.

Reservorio, volumen suficiente de rocas permeables, porosas y fracturadas de tal manera que permitan no sólo contener una cantidad de fluido donde se almacene agua caliente o vapor, sino la circulación convectiva del mismo, de tal forma que se asegure una explotación comercial.



Gráfica 2.1 Esquema de un reservorio geotérmico

Fuente: Geothermal Energy Association

Cubierta impermeable, es una capa rocosa de baja permeabilidad situada encima y debajo del reservorio geotérmico actuando como una especie de sellamiento, manteniendo la presión e impidiendo así el escape del fluido hacia el exterior del sistema.

Manifestaciones Superficiales, son procesos geológicos que pueden ser indicativos de acuíferos subterráneos ubicados en las profundidades, alcanzando la superficie a través de fracturamientos en la capa rocosa y originando un foco visual del calor presente en el interior de la tierra que puede ser explotado comercialmente para la obtención de energía eléctrica. Entre los que se tiene:

- Aguas termales, son emanaciones naturales de agua, vapor de agua y mezcla de gases, cuya temperatura es superior a la atmosférica.
- Geiseres, este tipo de fuente termal se forma como resultado de aguas geotermales que quedan atrapadas en estrechas fisuras subterráneas, la formación de geiseres requiere de una hidrología favorable que existe solo en ciertas partes del planeta por lo que es un fenómeno bastante extraño.
- Fumarolas, son emanaciones de gases y vapores que normalmente se encuentran próximas a áreas de actividad volcánica. Se les clasifica de acuerdo a su composición química: solfarata (ricos en azufre, temperatura de 90-300°C) y mofetas (dióxido de carbono, temperatura próxima a 90°C).

- Vulcanismo reciente, por una cantidad fijada de magma arrojada por un volcán, un volumen 10 veces mayor permanece debajo de la superficie formando cámaras mágnicas que calientan las rocas circundantes.

Aunque una manifestación de cualquier índole no es sinónimo de que exista un potencial geotérmico seguro, permite pronosticar la ubicación de zonas favorables para la exploración geotérmica.

2.1.2.2 Clasificación de los yacimientos geotérmicos

Los yacimientos geotérmicos se clasifican usualmente considerando el nivel energético de los fluidos en ellos contenidos y sus posibles formas de utilización.

No existe una estandarización con respecto a los límites donde empieza y termina un recurso de alta, mediana, baja o muy baja entalpía. Tomando en cuenta la clasificación propuesta por (Muffler y Cataldi, 1978) se tiene:

2.1.2.2.1 Yacimientos geotérmicos de alta entalpía

Su temperatura es superior a los 150°C. Formados por vapor seco o por una mezcla de agua y vapor, donde el foco de calor permite que el fluido se encuentre en condiciones de presión y temperatura elevadas, características termodinámicas que son fundamentalmente aprovechables para la producción de electricidad. Se localizan en zonas geográficas con elevados gradientes geotérmicos, a profundidades que oscilan entre los 1500-3000 metros. Los recursos de roca seca caliente es un caso que entra en este tipo de yacimiento.

2.1.2.2.2 Yacimientos geotérmicos de media entalpía

Su temperatura se encuentra entre los 90 y 150 °C. Se sitúan a profundidades inferiores a 1000 metros, en zonas con un gradiente geotérmico elevado. Se aprovechan en centrales de generación eléctrica con ciclos binarios, a través de la utilización de un fluido intermedio de menor temperatura de vaporización. También pueden ser utilizados para uso térmico en calefacción y refrigeración en sistemas urbanos y en procesos industriales.

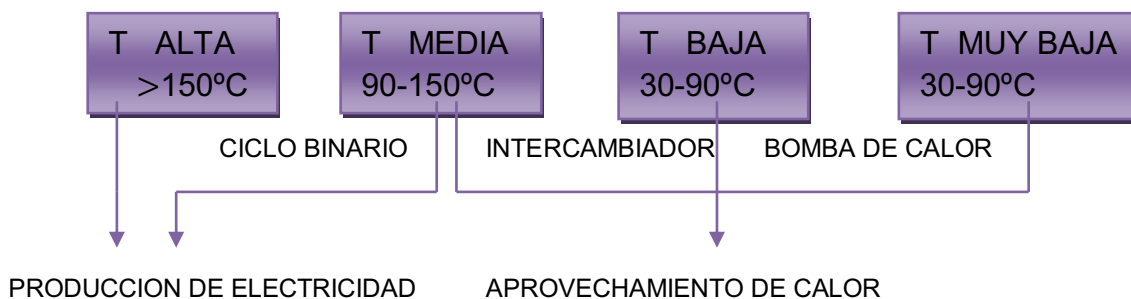
2.1.2.2.3 Yacimientos geotérmicos de baja entalpía

Su temperatura se encuentra entre 30 y 90 °C. Se localizan en zonas con un gradiente geotérmico normal. Su utilización se basa en usos térmicos en sistemas

de calefacción y climatización urbanos, y en diferentes procesos industriales. Los fluidos geotérmicos muy pocas veces son usados directamente, lo más común es el aprovechamiento de su energía mediante intercambiadores o bomba de calor.

2.1.2.2.4 *Yacimientos geotérmicos de muy baja entalpía*

Energía almacenada en el terreno o en las aguas subterráneas a temperaturas menores a 30°C. Casi la totalidad de la superficie del planeta constituye un vasto yacimiento de recursos geotérmicos de muy baja entalpía. Usos térmicos. Aporte energético a los sistemas de ventilación, calefacción, refrigeración de los locales y/o procesos, con o sin utilización de una bomba de calor.



Gráfica 2.2 Clasificación de la energía geotérmica según su entalpía

Elaboración propia

2.1.2.3 **Tipos de sistemas geotérmicos**

Los sistemas geotérmicos se encuentran en la naturaleza en una variedad de combinaciones de características geológicas, físicas y químicas, dando así origen a diferentes tipos de sistemas, estos pueden ser:

2.1.2.3.1 *Sistemas convectivos hidrotermales*

Formados por una fuente de calor, agua (en estado líquido, en forma de vapor, o una mezcla de líquido y vapor) y la roca donde se almacena el fluido, estos sistemas se encuentran situados a una profundidad relativamente pequeña alrededor de 500m a 10km. La recarga del agua tiene su origen en la superficie de la tierra en forma de lluvia, hielo o nieve, atravesará la corteza terrestre por medio de fracturas y fallas, donde será expuesta a un foco de calor y previamente calentada por medio de la roca, bajo un sellamiento impermeable, garantizando así un elevado flujo térmico de hasta 400°C.

Estos sistemas hidrotermales, que en la actualidad se explotan comercialmente para la generación eléctrica y usos directos, se clasifican de acuerdo con la recarga de agua en:

- **Vapor dominante**, predominancia de vapor seco, son sistemas de alta entalpía que producen vapor sobrecalentado en un grado que varía entre los 0-50°C. Permiten obtener mejor rendimiento en las turbinas generadoras de electricidad.

Existen unos cuantos en el mundo, los más conocidos son The Geysers (Estados Unidos), Matsukawa (Japón) y Larderello (Italia).

- **Líquido dominante (alta entalpía)**, Sistemas de alta entalpía con temperaturas entre 150°C y más de 300°C. Tienen correlación con aparatos volcánicos y la tectónica de placas.

Son más abundantes que los anteriores, por ejemplo: Cerro Prieto (México), Wairakei (Nueva Zelanda), Tiwi (Filipinas).

- **Líquido dominante (baja entalpía)**, Sistemas de baja entalpía con temperaturas menores a los 150°C aproximadamente. Son más abundantes que los de alta entalpía en una proporción de 10 a 1, se encuentran en casi todos los países del mundo, por ejemplo: Heber (Estados Unidos), Yangbajin (China).

A estos dos últimos sistemas también se les conoce como vapor húmedo siendo los más comunes y de mayor aprovechamiento.

2.1.2.3.2 *Sistemas geotérmicos mejorados (enhanced geothermal systems)*

Formaciones geológicas de roca que poseen un alto contenido energético, pero debido a las características geológicas propias de estos sistemas (rocas cristalinas y no permeables) carecen de agua, un componente necesario para una forma natural de reservorio geotérmico.

Por lo tanto para producir energía es preciso crear un yacimiento artificial, para esto se perforan dos pozos hasta encontrar la formación rocosa seca, en el primer pozo se bombea agua fría a alta presión ocasionando un fracturamiento hidráulico, de esta manera el agua circulará a través de estas fracturas extrayendo el calor de la roca y adquiriendo condiciones adecuadas de presión y temperatura, en el segundo pozo ubicado a cientos de metros del primero, que

intercepta estos fracturamientos se extraerá el agua caliente para su posterior aprovechamiento.

Este sistema también se conoce como Hot Dry Rock o Roca Seca Caliente, situado a una profundidad de 2-4Km con una temperatura de 150 a 300°C, apta para la producción de energía eléctrica encontrándose en un ritmo mayor que los sistemas hidrotermales. Investigación de aplicaciones de esta tecnología se están llevando a cabo en los EE.UU (Fenton Hill y Coso), Francia (Soultz-sous-Forêts y LeMayet), Australia (Cooper Basin) y en otras partes del mundo. Algunos proyectos como centrales de 3 MW o menos están en fase demostrativa.

2.1.2.3.3 Sistemas geotérmicos geopresurizados

Formaciones sedimentarias permeables intercaladas por estratos impermeables, formadas por agua con sales disueltas y metano, sometidas a grandes presiones, se encuentran situados en áreas con gradiente geotérmico normal a una profundidad de alrededor de 3-6Km. La temperatura oscila entre 90-150°C.

En estos sistemas se puede encontrar energía almacenada en tres formas: energía hidráulica (presión alta), energía química (presencia de metano) y energía térmica (fluido caliente). No se explotan comercialmente en la actualidad, pero son ampliamente investigados y se espera un gran aprovechamiento en el futuro.

2.1.2.3.4 Sistemas marinos

Sistemas de alta entalpía presentes en el fondo del mar, en la actualidad no se explotan comercialmente y hasta ahora han sido poco estudiados. Un ejemplo de estos sistemas se encuentra en el Golfo de California (México), dentro de los estudios preliminares realizados en ese sitio, mediante inmersiones en un submarino, dieron como resultado la aparición de impresionantes chimeneas naturales descargaban chorros de agua a 350°C, a 2600 metros de profundidad.

2.1.2.3.5 Sistemas magmáticos

Sistemas constituidos por roca fundida existentes en aparatos volcánicos activos o a gran profundidad en zonas de debilidad cortical. No son fácilmente accesibles. Como ejemplos de este sistema se pueden citar, el volcán de Colima (México) y el volcán Mauna Kea (Hawaii). Posiblemente el atractivo más importante de este tipo

de recurso sean las altísimas temperaturas disponibles ($\geq 800^{\circ}\text{C}$). En la actualidad no se explotan comercialmente. Sin embargo en el mediano o largo plazo cuando se cuente con la tecnología y los materiales adecuados para resistir la corrosión y las altas temperaturas, se podrá explotar la enorme cantidad de energía almacenada en las cámaras magmáticas de los volcanes activos.

2.1.2.4 Aplicaciones de la energía geotérmica

La energía geotérmica puede ser usada tanto para la generación de electricidad, así como para el sector comercial, industrial, y residencial en una gran diversidad de actividades conocidas como usos directos en función de la temperatura que presente el fluido geotérmico.

2.1.2.4.1 Usos directos

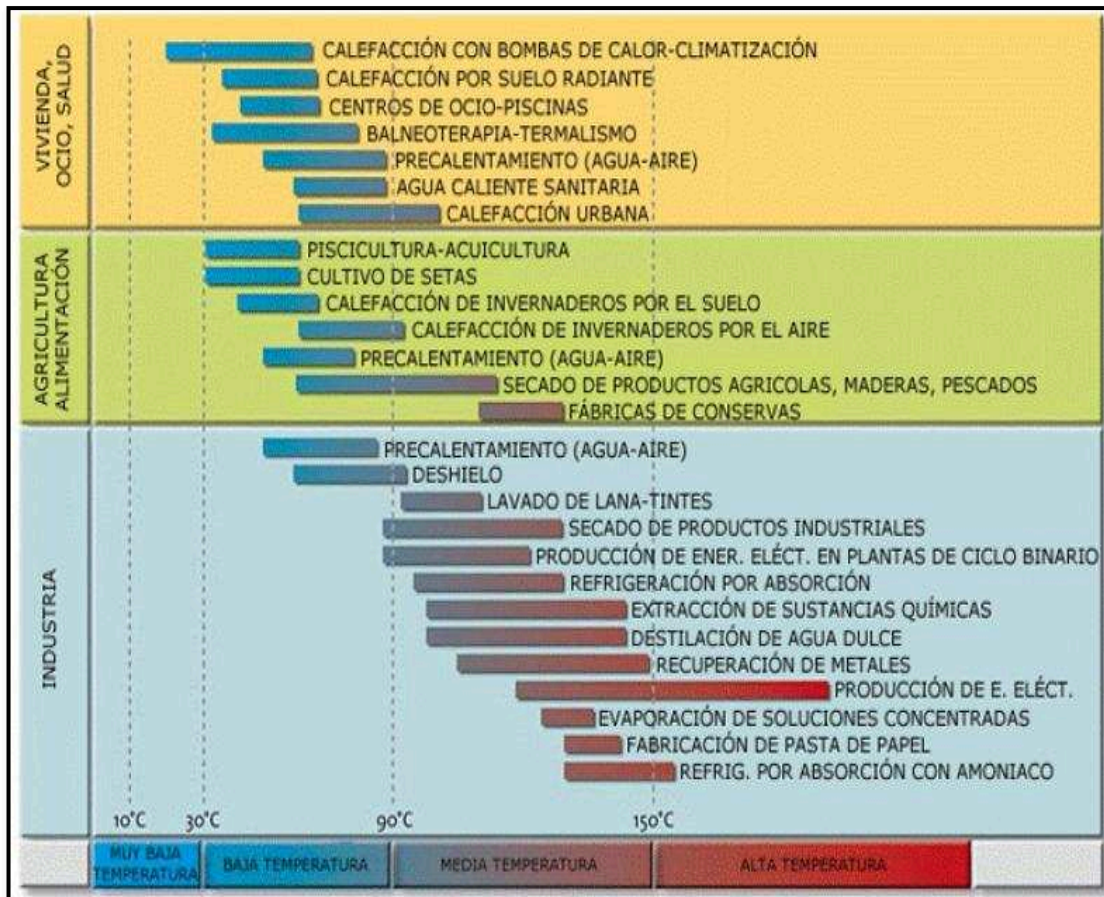
La totalidad de la corteza terrestre del planeta constituye un extenso almacén de recursos geotérmicos de muy baja temperatura ($< 30^{\circ}\text{C}$), siendo recursos abundantes, versátiles y apropiados para diferentes tipos de utilización.

Otra gran ventaja de este tipo de sistemas es que las condiciones geológicas para su aprovechamiento son poco exigentes, por lo que prácticamente en cualquier punto de la superficie del planeta se puede captar y aprovechar el calor almacenado en las capas superficiales del subsuelo, a pocos metros de profundidad (aproximadamente a unos 15m), debido en gran medida a la enorme inercia térmica de los materiales geológicos que componen la corteza, la temperatura permanece estable (zona neutra), entre $7\text{-}15^{\circ}\text{C}$ y hasta 22°C .

El calor geotérmico se utiliza directamente o través de bombas geotérmicas (en masas de agua o acuíferos poco profundos), sin la participación de una central eléctrica, para una variedad de aplicaciones tales como calefacción, refrigeración, preparación de alimentos, baño de aguas termales, agricultura, acuicultura, invernaderos, entre otros. Es una alternativa válida para procesos de generación de calor y refrigeración en especial para la climatización de los edificios.

Actualmente son varios los países que utilizan el calor geotérmico en procesos industriales, agrícolas y de ambientación entre los principales se tiene a Rusia,

Hungría, Nueva Zelanda, EE.UU e Islandia, siendo este último el país con mayor actividad geotérmica del mundo, el 99% de las viviendas utilizan la energía geotérmica para calefacción. La gráfica 2.3 muestra los potenciales usos de los diferentes fluidos geotermales a diferentes temperaturas.



Gráfica 2.3 Utilización de fluidos geotérmicos de acuerdo a la temperatura

Fuente: *Geothermie Perspective de l'ADEME et du BRGM*

Actualmente con la incursión de plantas de ciclo binario se puede generar energía eléctrica en fluidos con temperaturas superiores a los 90°C.

Hay varios métodos de extracción de energía del subsuelo para transformarlo en calor entre los más conocidos se tiene, sondas verticales, colectores horizontales y pozos de agua. Las instalaciones geotérmicas son compactas, están diseñadas para una vida útil de aproximadamente 30 años, muy por encima de la vida útil de un sistema convencional. Son sistemas de alto rendimiento, reduciendo el consumo de electricidad en un 30-60% en comparación con los sistemas tradicionales de climatización, porque la electricidad que alimenta a las mismas se utiliza sólo para recoger, concentrar, y entregar el calor más no para producir.

2.1.2.4.2 *Generación eléctrica*

Desarrollar electricidad es la forma de utilización más importante a partir de recursos geotérmicos de alta temperatura ($> 150^{\circ}\text{C}$), mediante un ciclo similar a las centrales termoeléctricas convencionales. Los pozos perforados en un reservorio geotérmico, transportarán el fluido de forma concentrada a la superficie, donde esta energía térmica será convertida en electricidad en una central de energía geotérmica.

2.1.2.4.2.1 Tipos de centrales de generación geotérmica

La utilización de recursos geotérmicos como fuente de energía primaria para la generación de electricidad básicamente depende de las características y condiciones naturales del yacimiento geotérmico, de esta forma para determinar los diversos tipos de centrales se toma como referencia tanto presión como temperatura presentes en los mismos. Se puede encontrar 4 prototipos de centrales para generar energía eléctrica en operación comercial, y que se desarrollarán a continuación:

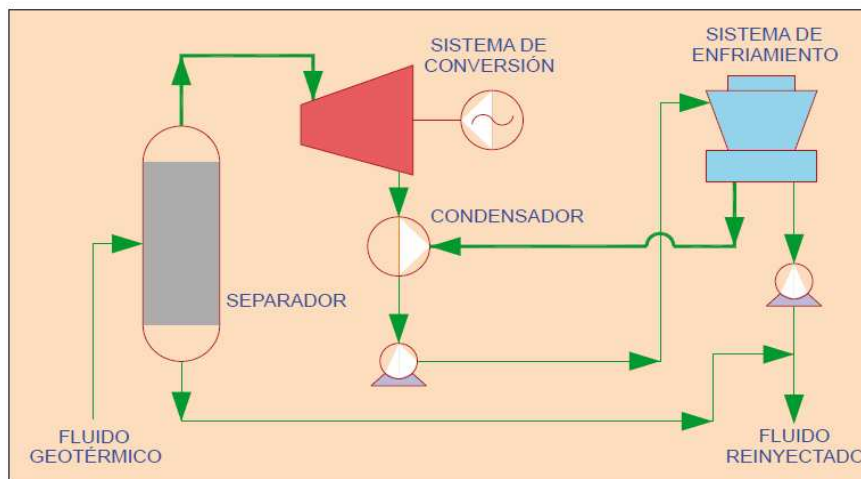
2.1.2.4.2.1.1 Central flash o evaporación súbita

El recurso hidrotérmico que se utiliza en este tipo de planta está en forma líquida, su temperatura suele variar entre $150\text{-}360^{\circ}\text{C}$. El agua caliente geotérmica se rocía en un tanque de destello ubicado en la superficie, a presión baja, causando que rápidamente se separe en vapor y agua caliente (salmuera). El vapor se suministra para mover a la turbina y de ésta al generador para la producción de energía. El líquido que permanece en el tanque se inyecta de nuevo en el yacimiento.

En el caso en el que este líquido sea lo suficientemente caliente se rocía nuevamente en un segundo tanque a menor presión que el primero, para evaporarse y dirigirse a una turbina de doble entrada, de esta manera se puede extraer más energía, este sistema que consta de una etapa más se denomina doble flash. Aquí el rendimiento se aumenta en un 20-25% al igual que el costo de la planta en un 5% pero se aprovecha de mejor manera el recurso.

El tamaño en estas plantas depende de las características de vapor, presión y el contenido de gases, los tamaños de turbina típicos están en el rango de 10 MW a

55 MW. Una de las desventajas que presenta este sistema es que el agua contiene sales disueltas y forma una mezcla llamada salmuera, ocasionando problemas de corrosión en las instalaciones geotérmicas.

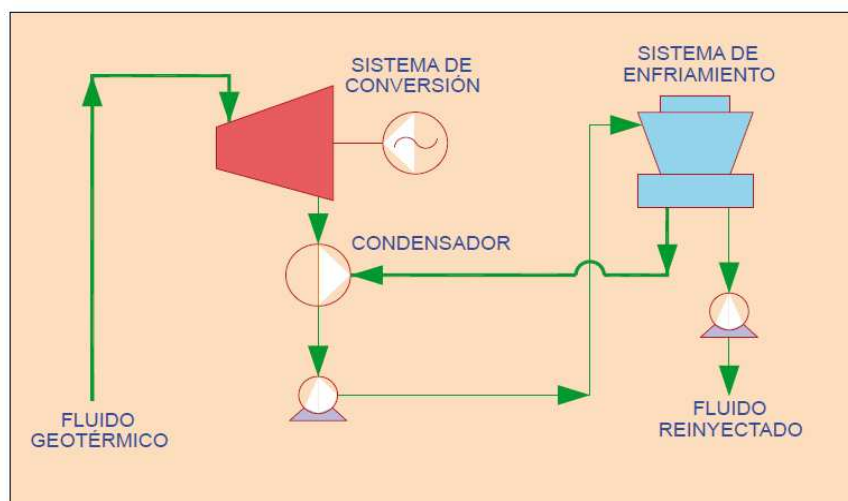


Gráfica 2.4 Diagrama de una central de evaporación súbita o flash

Fuente: Tendencias tecnológicas

2.1.2.4.2.1.2 Central de vapor seco

Este tipo de planta se utiliza para producir energía de reservorios de vapor dominante cuya temperatura varía en el rango de 300-350°C. El vapor saturado o ligeramente recalentado, que se produce, es conducido a través de tuberías directamente hacia la turbina-generador para producir así energía eléctrica.



Gráfica 2.5 Diagrama de una central de vapor seco

Fuente: Tendencias tecnológicas

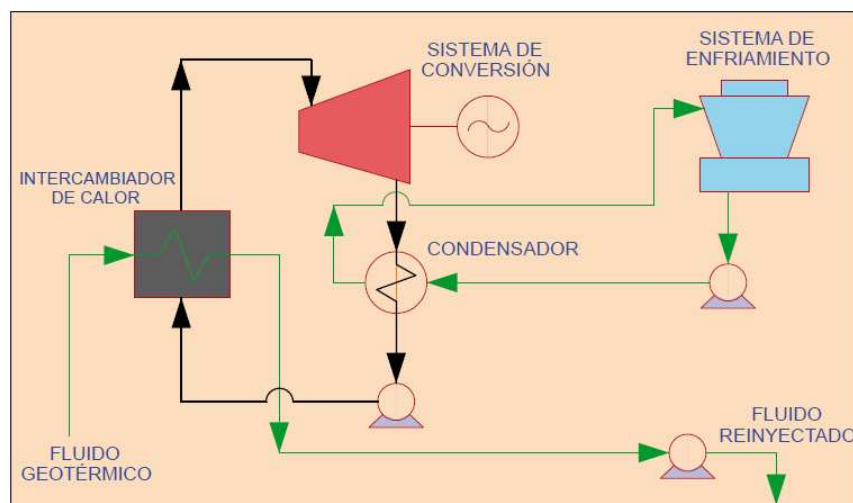
El vapor húmedo se pasa a un condensador para convertirlo en agua, que será reinyectada en el reservorio. En este tipo de planta la separación no es necesaria porque los pozos sólo producen vapor. Es una tecnología comercialmente

disponible, con tamaños de turbina típicos en el rango de 35 MW a 120 MW. Tiene un eficiencia del 30%(baja) muchas veces afectada por presencia de gases no condensables que reducen la eficiencia en las turbinas.

2.1.2.4.2.1.3 Central de ciclo binario

Recientes avances en tecnología geotérmica han hecho posible la producción económica de electricidad a partir de recursos geotérmicos menores a 150°C conocidas como plantas binarias. El agua geotérmica calienta otro líquido (isobutano o propano) que posee un mejor comportamiento termodinámico, es decir bajo punto de ebullición y alta presión de vapor a bajas temperaturas.

Los dos líquidos se separan totalmente mediante el uso de un intercambiador de calor, donde el agua geotérmica transfiere su calor al fluido de trabajo, al calentarse el fluido secundario se expande en vapor gaseoso, la fuerza de la expansión del vapor hace girar la turbina del generador. El vapor es luego recondensado y convertido en líquido y utilizado repetidamente. En este ciclo cerrado, no hay emisiones al aire.



Gráfica 2.6 Diagrama de una central de ciclo binario

Fuente: Tendencias tecnológicas

Estas plantas típicamente varían en el tamaño desde 500 kW a 10 MW, aunque es posible interconectar una serie de unidades adicionales logrando mayor capacidad de generación. El costo de estas plantas estará condicionado por algunos factores pero el más determinante será la temperatura del fluido geotermal utilizado, que además definirá el equipamiento correspondiente, como el tamaño de la turbina, sistema de enfriamiento e intercambiadores de calor.

2.2 ANTECEDENTES DE LA GEOTERMIA EN EL ECUADOR

La investigación de la geotermia en el Ecuador se inicia en 1978 cuando el ex-Instituto Nacional de Electrificación (INECEL) bajo un grupo de trabajo especializado (geólogos, geoquímicos y geofísicos) explora las diversas áreas que presentaban ciertas manifestaciones superficiales (aguas termales, volcanismo reciente, etc.), indicio de un probable potencial geotérmico, con el fin de determinar las zonas que poseen recursos idóneos para la generación eléctrica. A partir de 1980 se realizó el “Estudio de reconocimiento geotérmico en todo el territorio”. Con el objetivo de establecer las áreas que presenten mayor prioridad en base a los siguientes parámetros:

- Localización del área dentro de una demarcación influenciada por fenómenos volcánicos recientes y un gradiente geotérmico anómalo.
- Características del volcanismo (intensidad, volumen, frecuencia, edad).
- Condiciones hidrológicas, y la presencia de una recarga de agua, elemento importante para la existencia de un yacimiento geotérmico natural.
- Características químicas de las manifestaciones superficiales efectuadas por métodos geotermométricos y la analogía entre salinidad y termalidad.

Diferenciándose dos agrupaciones con preferencias distintas.

	PRIORIDAD	CARACTERÍSTICAS
Primera	Tufiño	Presentaron mejores condiciones geológicas y geoquímicas
	Imbabura - Cayambe	
	Tufiño	
Segunda	Ilaló	Conjeturas geotérmicas aún incompletas
	Chimborazo	
	Cuenca	

Tabla 2.1 Áreas geotérmicas prioritarias

Fuente de Datos: INECEL Elaboración propia

En torno a las sugerencias establecidas en el Estudio de Reconocimiento Geotérmico en todo el territorio, se ejecutó el modelo geotérmico inicial del área de Tufiño, y el área de Chalupas. El “Estudio de prefactibilidad del proyecto binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro” concluyó pero sin la ejecución de las perforaciones exploratorias necesarias para corroborar el modelo geotérmico.

En el área de Chachimbiro se realizó una investigación geofísica que constó de 53 sondeos eléctricos verticales para poder determinar la existencia de fluidos calientes a través de la consecución de secciones verticales de resistividad. El ex-INECEL en 1993 finalizó el proyecto geotérmico en el país, es así que los prospectos geotérmicos quedaron abandonados en fase de prefactibilidad.

Las actividades geotérmicas se retomaron tres años después a través del proyecto denominado "Desarrollo de los Recursos Geotérmicos en América Latina y el Caribe" realizado por la CEPAL que buscó fomentar la explotación de recursos geotérmicos en la región con miras al Ecuador.

Dentro del "Perfil del Proyecto Geotérmico Chalupas y resumen de otras Áreas Geotérmicas en el Ecuador" -2008, se presentó la tabla 2.2 en concordancia a los estudios de reconocimiento y evaluación de los recursos geotérmicos

AREA	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES
Tufiño-Chiles	Prospecto estudiado a nivel de prefactibilidad
Chachimbiro	Buenos indicios geológicos y geoquímicos
Baños de Cuenca	Fuentes e termalidad medio-alta, sin volcanismo reciente
Chimborazo	Cercana al V. idem. Fuentes de termalidad media
Chacana	Posible caldera riolítica, fuentes de termalidad media
Alcedo(Galápagos)	Volcán activo
Chalpatán	Caldera de colapso con manifestaciones de baja termalidad
Ilaló	Volcán pleistocénico, fuentes de termalidad baja a media
Salinas de Bolívar	Fuentes de termalidad baja, volcanismo antiguo
Guapán	Fuentes de termalidad media, volcanismo antiguo
San Vicente	Área costera con manifestaciones de baja termalidad
Portovelo	Distrito minero en la llanura costera
Cuicocha	Volcán activo
Cayambe	Volcán activo
Pululahua	Volcán activo
Guagua Pichincha	Volcán activo
Tungurahua	Volcán activo
Imbabura	Volcán activo
Mojanda	Volcán activo
Iguán	Volcán activo
Soche	Volcán activo
Reventador	Volcán activo

Tabla 2.2 Tabla áreas de interés geotérmico en el Ecuador

Fuente de Datos: Conelec 2008. Elaboración propia

A finales del 2009 el MEER acuerda una consultoría con el fin de elaborar el "Plan de Aprovechamiento Geotérmico en el Ecuador" dentro del cual se determinan

aquellos prospectos que presenten el mayor potencial de tal forma que permita la instalación de una central de generación eléctrica.

La tabla 2.3 indica el orden cronológico de la geotermia en el Ecuador:

1978	Inicia en el país las investigaciones geotérmicas.
1980	Estudio de reconocimiento geotérmico en todo el territorio.
1981	Realización del modelo geotérmico inicial del área geotérmica Tufiño.
1982	Acuerdo binacional entre Colombia y Ecuador para la investigación del área geotérmica Tufiño/Chiles/Cerro negro. Determinación de un modelo geotérmico conceptual en el área de Chalupas.
1983	Valoración geovulcanológica ejecutada por Olade en el área de interés de Tufiño.
1984	Determinación del financiamiento del estudio de factibilidad (área de Tufiño).
1987	Terminación de la prefactibilidad fase I del área geotérmica Tufiño.
1989	Investigación geofísica (método de resistividad eléctrica) en el área de Chachimbiro.
1990	Análisis químico e isotópico en ocho áreas geotérmicas.
1993	Cierre de los proyectos geotérmicos en el país.
1996	Impulso por parte de la Cepal del proyecto "Desarrollo de los recursos geotérmicos en América latina y el Caribe".
1998	Ecuador elegido como país piloto para el programa de asistencia técnica para promover la geotermia (Cepal).
1999	Lanzamiento oficial en el país del proyecto "Plan estratégico para el desarrollo de la geotermia en Ecuador". Evaluación y perspectiva del proyecto Tufiño-Chiles-Cerro Negro.
2002	"Caracterización geoquímica e isotrópica de los acuíferos hidrotermales" Área Chachimbiro –Tufiño.
2008	Perfil del proyecto geotérmico Chalupas y resumen de otras áreas geotérmicas. Términos de referencia para la contratación de servicios de perforación y sugerencia para el establecimiento de los pozos de gradiente. Estudio de reconocimiento avanzado de prospectos geotérmicos Tufiño Chachimbiro y Chacana (Electroguayas).
2009	Perforación de un pozo somero en el área geotérmica de Tufiño Estudio de prefactibilidad de Chachimbiro

Tabla 2.3 Antecedentes de la geotermia en el Ecuador

Elaboración propia

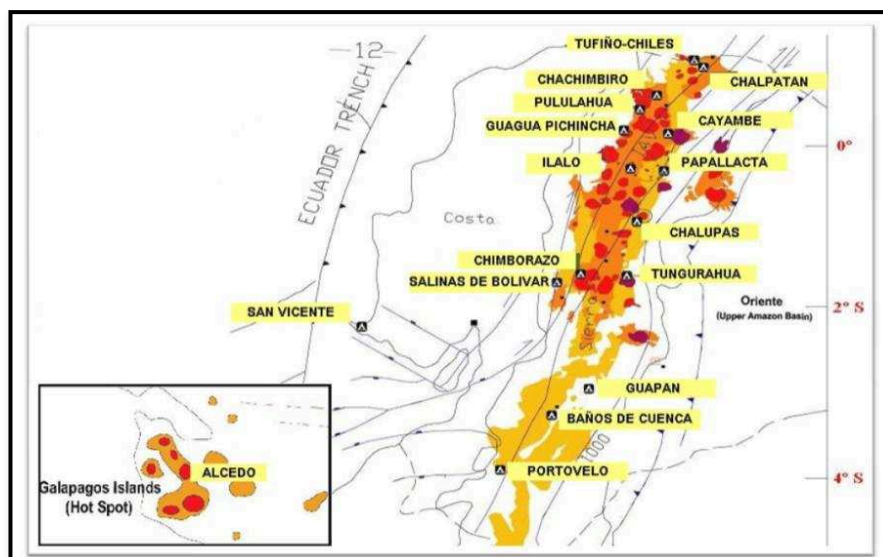
2.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA GEOTERMIA EN ECUADOR

Ecuador es un país rico en recursos, dispone de tres fuentes económicamente viables de energía primaria idóneas para la generación eléctrica: hidroenergía, gas natural y geotermia (banco mundial 1986). El rasgo mayor de la geomorfología del Ecuador está constituido por la presencia, en su parte central,

de la Cordillera de los Andes que atraviesa el territorio de norte a sur, con una dirección meridiana y origina la división fisiográfica del país.

El borde de las placas debido a características geológicas propias es un foco importante de áreas geotérmicas significativas. América del Sur y en el caso particular Ecuador se caracteriza por la dinámica de dos placas la de Nazca y la Sudamericana en zonas de subducción donde ambas placas con movimientos en sentidos opuestos chocan hundiéndose una debajo de la otra. Originando un ascenso de la cámara magmática hacia las capas superficiales de la corteza.

Existe una elevada concentración de aparatos volcánicos diferenciados con el 21,5% de volcanes potencialmente activos a nivel nacional, 43 de un total de 200 que comprenden el arco volcánico andino, y que se caracterizan por la presencia de un gradiente geotérmico anómalo. En base a lo expuesto anteriormente se puede considerar que Ecuador cuenta con características geológicas favorables, con un potencial aún inexplorado y con una energía geotérmica por mucho tiempo ignorada en el país y que se presenta como una alternativa favorable para modificar la matriz energética.



Gráfica 2.7 Mapa de Ecuador con los recursos geotérmicos existentes

Fuente: INECEL 1992

La investigación de los recursos geotérmicos empezó con el exINECEL en la década de los setenta mediante el estudio de reconocimiento geotérmico en todo el territorio. Posteriormente se realizó una selección de las áreas de mayor interés

geotérmico, basada en criterios geológicos y en el resultado del estudio de reconocimiento antes citado. Cada una de las áreas seleccionadas han sido investigadas, en mayor o menor intensidad dependiendo de su potencial geotérmico mediante la realización de estudios de detalle, utilizando para ello técnicas geológicas, geofísicas, geoquímicas, etc. La investigación se ha enfocado principalmente en zonas ubicadas en la parte centro norte de la región interandina. Las áreas que presentan mayor interés son:

- Chiles-Cerro Negro 138 MW 230°C
- Chachimbiro 113 MW 240°C
- Chacana-Cachiyacu 191 MW 250°C
- Chacana-Jamanco 127 MW 200°C
- Chalupas 205 MW 203°C

Los estudios efectuados han identificado en forma adicional 17 sitios potenciales en la zona interandina (tabla 2.4), destinados a fines eléctricos, industriales y agrícolas, con una capacidad energética equivalente a 634 millones de GWh, suficiente para proporcionar toda la electricidad del Ecuador por 37 años.

ZONA GEOGRÁFICA	PROVINCIA
Tufiño	Carchi
Chalpetan	Carchi
Iguen	Carchi
Chachimbiro	Imbabura
Cuicocha	Imbabura
Imbabura	Imbabura
Cayambe	Pichincha
Mojanda	Pichincha
Pilulahua	Pichincha
Valle de los Chillos	Pichincha
Papallacta	Napo
Chalupas	Napo/Cotopaxi
Tungurahua	Tungurahua
Chimborazo	Chimborazo
Salinas	Bolivar
San Vicente	Guayas
Cuenca	Azuay

Tabla 2.4 Principales zonas geotérmicas de interés energético

Fuente de Datos: MEER. Elaboración propia

A continuación se presentan los diferentes prospectos geotérmicos divididos de acuerdo a la fase de avance:

Alta temperatura, destinada para la generación de energía eléctrica, poseen indicios de la existencia de un reservorio geotérmico importante, es indispensable perforaciones profundas para validar el modelo geotérmico.

Etapa de reconocimiento, en proceso de investigación, presentan características de poseer reservorios con recursos de alta entalpía que permitirían en un futuro utilizarlos para un aprovechamiento energético a través de plantas de ciclo binario o a condensación.

Etapa de reconocimiento (usos directos) en etapa de investigación, destinados básicamente para procesos industriales y agrícolas, la temperatura del recurso es menor a 90°C. Chalpatán podría contener fluidos de interés comercial que permita generar electricidad con centrales de ciclo binario.

Indicios vulcanológicos, poseen una cámara magmática a niveles poco profundos, podrían presentar recursos de temperatura elevada aptos para la generación eléctrica, pero es necesarios estudios geotérmicos a detalle para evaluar el potencial. Se encuentran en un nivel inicial de información.



Gráfica 2.8 Prospectos geotérmicos en desarrollo en el país
Elaboración propia

A pesar que se estima que la energía geotérmica es abundante a lo largo de todo el territorio nacional (del orden de miles de MW útiles), no ha sido explorada en profundidad, ni utilizada como fuente para generar energía eléctrica, sólo ha sido usada hasta ahora con fines medicinales y turísticos.

CAPÍTULO III

GENERACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN GEOTÉRMICA

Sobre la base de la información del capítulo anterior, dentro de los prospectos geotérmicos identificados en el país, existen cuatro áreas destinadas para la producción de electricidad a partir de recursos de alta entalpía, que se perfilan como una alternativa viable de acuerdo a indicios presentados de un reservorio geotérmico significativo. Se describirá el estado de desarrollo específico de estos proyectos geotérmicos de mejor posibilidad, los cuales son:

- Tufiño Chiles Chachimbiro
- Chacana-Jamanco Chacana-Cachiyacu

La información presentada a continuación es una recopilación y sintetización de los estudios realizados en el país, sus autores se encuentran en la bibliografía [7], [8], [9].

3.1 GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN GEOTÉRMICA

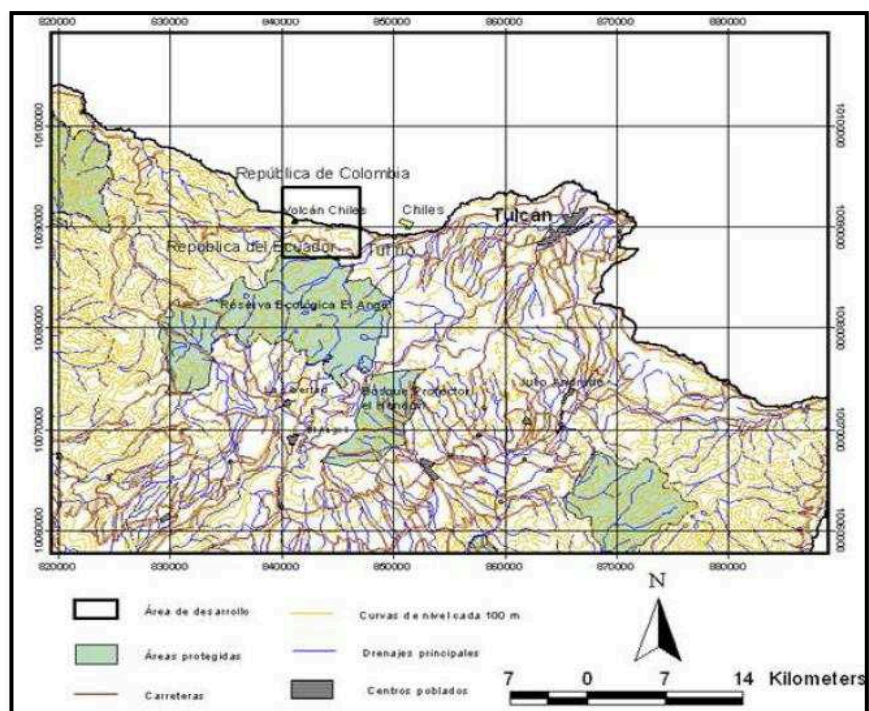
3.1.1 ÁREA GEOTÉRMICA DE TUFIÑO-CHILES

3.1.1.1 Generalidades

Se encuentra situada en la zona norte de la Cordillera Occidental Andina, específicamente en la provincia del Carchi (7 km-Oeste de Tufiño-Tulcán), próxima a los volcanes Chiles y Cerro Negro que constituyen parte de la frontera de Ecuador y Colombia, es así que el área en cuestión queda fraccionada en dos mitades (proyecto binacional).

La extensión del área de desarrollo que comprende las proximidades de Tufiño y las manifestaciones termales es de 4900 ha, entre las cotas 3500-4723 msnm. Presenta un clima de tipo páramo, frío y húmedo en su mayoría, con una temperatura media anual que fluctúa entre los 9 a 11°C y un régimen de

pluviosidad de 1.079,8 mm al año, el cual condiciona una vegetación predominantemente herbácea cubierta de frailejones y pajonales, entre las actividades económicas más primordiales se encuentran la agricultura y la ganadería. Ambientalmente no se transpone con ninguna reserva / área protegida.



Gráfica 3.1 Localización del área geotérmica de interés Tufiño-Chiles

Fuente: MEER

La vía de acceso se da a través de una carretera principal (18 km), que parte desde la ciudad de Tulcán con rumbo a la parroquia de Tufiño, a partir de ahí existe una carretera secundaria lastrada (6 km) que llega a la zona donde se presentan las manifestaciones termales denominadas “Aguas Hediondas”.

El área de Tufiño se encuentra a una distancia de 25 km de la línea de transmisión Ibarra-Tulcán (138 kV) y a 30 km del centro de carga, siendo los principales centros de consumo de energía la ciudad de Tulcán e Ipiales.

3.1.1.2 Modelo geotérmico preliminar

Investigación geofísica y geológica llevada a cabo por OLADE-Aquarter en el estudio de prefactibilidad permitió constituir el modelo geotérmico inicial, a partir de la utilización de métodos magneto-telúricos, gravimétricos, magnetométricos y geoelectrónicos. No existe una perforación exploratoria (profunda o somera), realizada en el sitio que confirme este modelo teórico.

Fuente de Calor

Lo constituyen el estrato-volcán Chiles (mayor elevación de la Cord. Occidental), alcanza una altura de 4.723 msnm. Y el estrato-volcán Cerro Negro de Mayasquer que se encuentra junto y posee una altura de 4600 msnm. Una intensa y constante actividad volcánica caracteriza a esta área dando lugar a la presencia de un flujo de calor anómalo, al cual se le estaría añadiendo las anomalías térmicas relacionadas con los sistemas de alimentación de ambos volcanes.

No se ha realizado mediciones directas del gradiente geotérmico, sin embargo la sospecha de esta anomalía procede de estudios geofísicos de resistividad. Mediante sondeos verticales Schlumberger y magneto-telúricos a una profundidad entre 3-7km, se localizaron cuerpos conductivos aislados, de poca extensión y con cierta resistividad (algunos Ω -m), a los que se les ha determinado como zonas de permeabilidad saturada por fluidos con sales calientes o intrusión magmática.

El grado de información inicial con el que se cuenta hasta la fecha no faculta una valoración cuantitativa respecto al gradiente geotérmico anómalo, sin embargo el estudio ha tornado aceptable la conjetura de que a una profundidad de 15-20 km, la temperatura mínima fluctuaría entre los 700-750°C dando como consecuencia un gradiente de 36-50°C/km que es 1,2 a 1,7 veces superior al normal.

Reservorio

Las evidencias provenientes de datos experimentales indicadas a continuación, respaldan la posibilidad de un reservorio geotérmico de tamaño importante, vinculado a la parte lateral Este del volcán Chiles.

- Manifestaciones termales acido-sulfatadas, se encuentran en las proximidades del volcán Chiles (2-3 km al Este), con una temperatura que alcanza los 55°C. Alrededor de las mismas se encuentran los restos de un cráter de explosión hidrotermal, por lo que se presume que a niveles pocos profundos existen vapores geotérmicos almacenados.
- Manifestaciones termales bicarbonatadas, en las cercanías de la población de Tufiño emergen con una temperatura comprendida de 40°C. Evidencia de descarga de aguas alcalino-cloruradas coligadas a un sistema geotérmico de elevada temperatura y líquido dominante.

- Investigación geofísica mostró una estratigrafía de 3 niveles o capas especificadas a continuación:

[A] Estrato superficial, presenta una densidad que varía entre los valores de 2,4-2,6 g/cm^3 alta susceptibilidad magnética y resistividad de cientos de $\Omega\cdot m$. El espesor total se encuentra alrededor de 1 km.

[B] Estrato intermedio, presenta una densidad que fluctúa entre los valores 2,2-2,4 g/cm^3 , despreciable susceptibilidad magnética, y resistividad que comprende las decenas de $\Omega\cdot m$. El espesor total se encuentra entre 1-2 km. Presenta la característica de tener un alto grado de conducción.

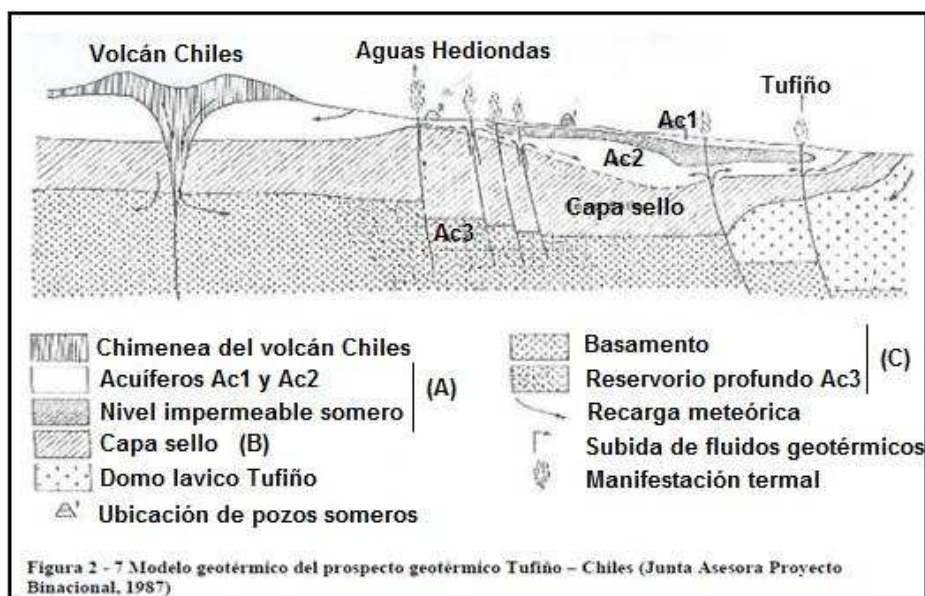
[C] Basamento, presenta una elevada densidad de 2,7 g/cm^3 , una cuantiosa susceptibilidad magnética, alta resistividad próxima a los millares de $\Omega\cdot m$.

- Investigación geoquímica y balances térmicos determinan la presencia de acuíferos en el estrato superficial y bajo el estrato intermedio.

[A] Estrato superficial, primer acuífero formado por aguas bicarbonato-cálcicas, presenta una temperatura cercana a la media local (fria- 9°C). AC1.

Segundo acuífero ubicado a continuación del conductivo intermedio, presenta una temperatura media de 100°C en adelante. AC2.

Bajo el estrato intermedio [B], tercer acuífero ubicado bajo la capa sello a profundidades superiores de 1,3 km con baja resistividad y temperaturas aptas para el aprovechamiento geotérmico.



Gráfica 3.2 Modelo geotérmico del área de interés Tufiño-Chiles

Fuente: Junta Asesora Proyecto Binacional

Capa sello

Este sellamiento impermeable ubicado en el estrato [B] corresponde a una capa conductiva gruesa, localizada bajo la zona de las fuentes ácido-sulfatadas en niveles pocos profundos (100 m) profundizándose en dirección hacia el Este. Existe un fracturamiento por la que suben escasos fluidos emplazados. La temperatura es de 100°C, no obstante a mayor profundidad (200-300m más abajo de este estrato) se puede localizar temperaturas superiores. Con posibles sitios de perforación entre 1000-1500m. Siendo desde el punto de vista geotérmico el dato mejor comprobado y más alentador

3.1.1.3 Potencial eléctrico e información adicional

La temperatura estimada del reservorio a través del empleo de geotermómetros de gas realizada por la consultora AQUARTER fue de 230°C. Los lugares más sobresalientes para las perforaciones exploratorias presumiblemente se ubicarían en cotas entre los 3800-4200msnm al Oeste de las fuentes ácido sulfatadas.

Construcción de vías de acceso hacia el área de interés partiendo desde las existentes (longitud aproximada 1-3km). Con el objeto de lograr una información fehaciente acerca de flujo de calor, temperatura y características de los fluidos situados en el reservorio, los pozos de gradiente deben atravesar el tope de la capa sello y acceder a la misma (600-800m).

Levantamiento magnetoteléurico adicional que permita la determinación del tope del estrato intermedio [B] de característica conductiva, del basamento [C] y la extensión lateral, es decir el volumen del reservorio, y de esta forma se disminuya en cierta medida el gran riesgo que se tiene en las primeras perforaciones exploratorias, que se las realiza con el objeto de mostrar la presencia de un recurso geotérmico a ser aprovechado.

El costo estimado total de la perforación alcanzaría los 10 a 20 MUSD, con una perforación mínima de 2000 m. Este costo y los demás en que incurre un proyecto deben ser asumidos por ambos países. El potencial hipotético establecido en base a las investigaciones de superficie realizadas es de 138 MW.

PARÁMETRO	COBERTURA	ELEMENTOS DEL SISTEMA GEOTÉRMICO			TOTAL
		CAPA SELLO	RESERVORIO	BASAMENTO	
Superficie (km ²)	38,29	38,29	38,29	38,29	38,29
Espesor promedio (km)	0,5	1,00	0,50	1,00	
Volumen total (km ³)	19,14	38,29	19,14	38,28	114,86
Porosidad total (%)	30,00	5,00	30,00	20,00	
Porosidad efectiva (%)	6,00	0,01	3,00	2,00	
Volumen de la roca (km ³)	13,40	36,37	13,40	30,63	93,81
Volumen del fluido (km ³)	5,74	1,91	5,74	7,66	21,06
Temperatura superficial de referencia (°C)	9,00	9,00	9,00	9,00	
Temperatura media de la capa (°C)	106,33	166,67	206,67	240,00	
Densidad promedio de la roca (g/cm ³)	2,50	2,20	2,70	2,70	
Densidad promedio de los fluidos (g/cm ³)	0,95	0,92	0,85	0,81	
Calor específico de la roca (cal/g/°C)	0,27	0,27	0,22	0,22	
Calor específico del fluido (cal/g/°C)	1,00	1,00	1,06	1,06	
Entalpía de la roca (cal/g)	8,8E+17	3,4E+18	1,6E+18	4,2E+18	1,0E+19
Entalpía del fluido (cal/g)	5,3E+17	2,8E+17	1,0E+18	1,5E+18	3,4E+18
Recurso geotérmico base accesible RGBA (J)	5,91E+18	1,54E+19	1,09E+19	2,40E+19	5,62E+19
RGBA por unidad de área J/km ²	1,54E+17	4,03E+17	2,84E+17	6,26E+17	1,47E+18
Factor de recuperación del recurso %	15,00	0,03	7,5	5,00	
Recurso geotérmico económico	8,86E+17	3,86E+15	8,15E+17	1,2E+18	2,90E+18
Profundidad media de la reserva (m)	250,00	1000,00	1750,00	2500,00	
Factor de profundidad para la reserva	0,92	0,67	0,42	0,17	
Factor de profundidad de la reserva	0,14	0,00	0,03	0,01	
Reserva geotérmica (J)	3,06E+17	1,94E+14	1,34E+17	5,30E+16	4,93E+16
Factor de conversión a electricidad (%)	0,00	0,00	0,24	0,28	
Energía primaria (kw-h)	0,00	0,00	8,92E+09	4,12E+09	1,30E+09
Productividad específica (kw-h/km ²)	0,00	0,00	2,33E+08	1,08E+08	3,41E+08
Capacidad Instalable por km ² (MW)	0,00	0,00	31,29	14,45	45,75
Área topográficamente útil (km ²)	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
Potencia instalable total (MW)			138,00	64,00	201,00

Tabla 3.1 Valoración del potencial geotérmico en el área de Tufiño

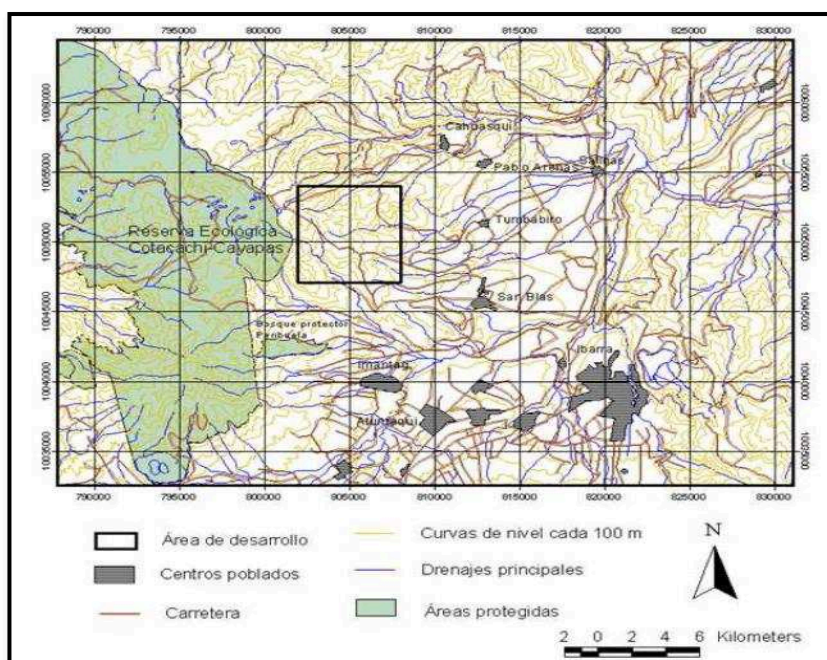
Fuente: INECEL 1990

3.1.2 ÁREA GEOTÉRMICA DE CHACHIMBIRO

3.1.2.1 Generalidades

Localizada próxima al flanco oriental de la Cordillera Occidental, en la provincia de Imbabura (20km –Noroeste de Ibarra). El área de desarrollo tiene una extensión de 4200 ha, comprendida entre los cerros Tumbatú, Cunrayaru, Churoloma y el Balneario Chachimbiro, entre las cotas 2800-3800 msnm.

Presenta un clima templado con una temperatura que varía entre 20-22°C y una vegetación que va desde boscosa a herbácea dentro una topografía entre abrupta e irregular, la actividad económica de la zona se fundamenta en la agricultura y la ganadería. Ambientalmente no atraviesa ninguna área o reserva ecológica, se encuentra a 7 km de la “Zona de Amortiguamiento de la Reserva Ecológica Cotacachi-Cayapas”.



Gráfica 3.3 Localización del área geotérmica de interés Chachimbiro

Fuente: MEER

El medio de acceso es a través de una carretera sinuosa, pavimentada (20 km) que parte desde la ciudad de Ibarra hasta el poblado de Urcuquí, donde se continúa por un tramo de similar característica (4km) hasta Chiriyacu, que a su vez se conecta con un camino de tercer orden empedrado (3 km) y que llega hasta la población de Asaya específicamente hasta su Iglesia “Nuestra Señora de Elevación”. A partir de ese punto referencial se sigue por un trayecto (6km) hasta

el poblado de Cochapata que conduce finalmente por medio de una tramo angosto y con una fuerte pendiente hasta el sitio determinado.

El área de Chachimbiro se encuentra a una distancia de 15km de la línea de transmisión Vicentina-Ibarra (138 kV), en la subestación Ibarra, y a 20km del centro de carga, siendo el principal centro de consumo la ciudad de Ibarra.

3.1.2.2 Modelo geotérmico preliminar

Investigaciones de superficie realizadas por el ex Inecel permitieron determinar un modelo geotérmico bastante inicial, apoyado solamente en indicios indirectos y conjeturas.

Fuente de calor

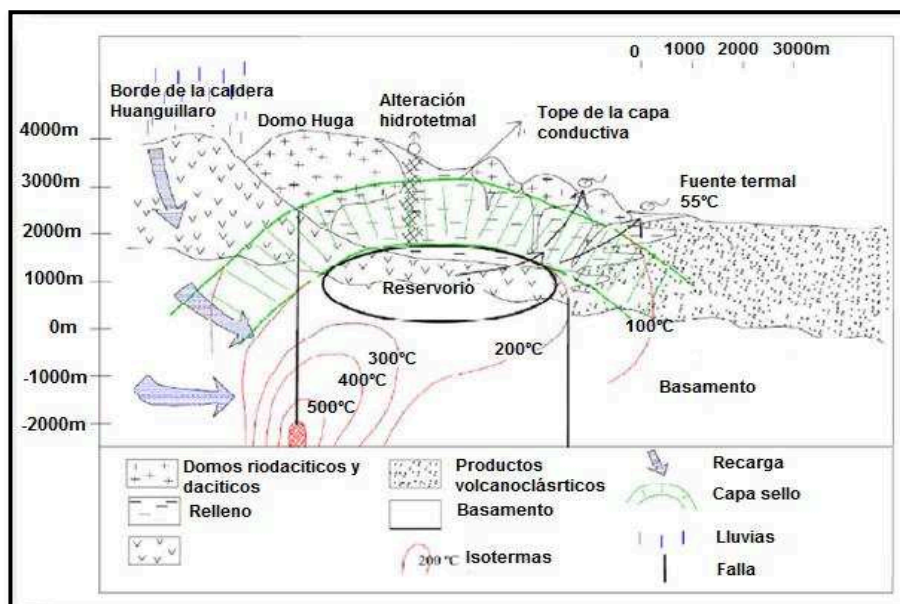
Constituida por un sistema de tres cámaras magmáticas que alimentaron al complejo volcánico de Chachimbiro y al complejo volcánico de Huanguillaro. Existe una actividad volcánica perenne según evidencias que mencionan informes del ex Inecel. Cuenta con la presencia de un grupo representativo de sistemas volcánicos como: Cotacachi, Pilavo, Yanahurcu de Piñan y Cerro Negro que forman el complejo volcánico Huanguillaro dentro del cual se ha manifestado un evento de colapso gravitacional vinculado con una actividad volcánica explosiva. La presencia de productos volcánicos da lugar a la admisible existencia de un flujo de calor anómalo inducido por un flujo conductivo originado en las cámaras magmáticas continuamente realimentadas.

Reservorio

Localizado en un depósito de rocas volcánicas fracturadas, a una profundidad que varía entre 1-2 km, importantes características tectónicas dan lugar a la existencia de fracturamiento de lavas y rocas frágiles del basamento favoreciendo a la aparición de una permeabilidad secundaria.

De igual manera, presencia de una actividad freato-magmática, que suele suceder en lugares con acuíferos confinados, donde la circulación de los fluidos induce una alteración hidrotermal de las rocas encajantes. Entre las evidencias se encuentran:

- Manifestaciones termales alcalinas-cloruradas que brotan a pesar de la capa piroclástica de cobertura gruesa con una temperatura de 56°C y un caudal aproximado de 70 l/min. Podrían representar la descarga lateral de un sistema hidrotermal.



Gráfica 3.4 Modelo geotérmico del área de interés Chachimbiro

Fuente: MEER

- Cuenta con datos geofísicos muy puntuales. Las investigaciones geofísicas del subsuelo realizadas por el ex-INECEL en 1989 basadas en 53 sondeos eléctricos verticales (SEV), no mostraron resultados esperados, debido a que se las ejecutó en zonas alejadas al área de Chachimbiro.
- Aunque no existen sondeos eléctricos en el centro del sistema, se cree que es posible la presencia de una capa conductiva somera.
- La información geoquímica que se encuentra en un grado de avance más alto, fue desarrollada en 1989 por el ex Inecel y la IAEA y en el 2002 por la ESPE y la IAEA, abarco la investigación en fuentes termales y gases existentes. En los estudios se manifiesta la evolución química presente en las fuentes termales que va desde bicarbonatadas a cloruradas.
- Datos isotópicos indican que la recarga de agua en su mayoría es de origen meteórico con un 92% y el 8% restante correspondería a agua magmática de tipo arco volcánico.

- La posible existencia de un reservorio de alta entalpía, muy prometedor en el área geotérmica de Chachimbiro, se basa justamente en los datos geoquímicos e isotópicos de estudios realizados.

Capa sello

El sellamiento del sistema hidrotermal está formado por el depósito de productos piroclásticos derivados de volcanes cercanos y lejanos como Huanguillaro y Cuicocha respectivamente, además de fenómenos de auto-sellamiento en el techo del reservorio. Las características litológicas de los productos piroclásticos determinan una impermeabilidad que imposibilita el paso del fluido a la superficie, dando como resultado una escasez de manifestaciones termales.

3.1.2.3 Potencial eléctrico e información adicional

La temperatura estimada del reservorio encontrada a través del empleo de geotermómetros catiónicos fue de 240°C, de acuerdo a la característica que presenta el recurso geotérmico se trata de un sistema convectivo hidrotermal de líquido dominante.

Los estudios de prefactibilidad (levantamientos geológicos, geoquímicos y geofísicos) fueron realizados por la ESPE con el auspicio del SENACYT, estos estudios tuvieron como objetivo definir el modelo geotérmico preliminar y determinar los posibles sitios para las perforaciones exploratorias.

Los posibles sitios de perforación están a cotas de 3500 m, aunque lo más conveniente sería realizar una previa perforación de gradiente para verificar si el modelo de resistividad da un resultado favorable. Las perforaciones deberán ser ejecutadas a una profundidad de 2000m aproximadamente. Es necesaria la construcción de vías de acceso.

El potencial hipotético establecido en base a las investigaciones de superficie realizadas es de 113 MW, y que fehacientemente tendrá que ser comprobado mediante exploraciones profundas.

PARÁMETRO	ELEMENTOS DEL SISTEMA GEOTÉRMICO				TOTAL
	COBERTURA	CAPA SELLO	RESERVORIO	BASAMENTO	
Superficie (km ²)	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28
Espesor promedio (km)	0,5	1,00	0,50	1,00	
Volumen total (km ³)	8,64	17,28	8,64	17,28	51,84
Porosidad total (%)	5,00	5,00	30,00	20,00	
Porosidad efectiva (%)	0,05	0,01	3,00	2,00	
Volumen de la roca (km ³)	8,21	16,41	6,05	13,82	44,49
Volumen del fluido (km ³)	0,43	0,86	2,59	3,46	7,34
Temperatura superficial de referencia (°C)	14,00	14,00	14,00	14,00	
Temperatura media de la capa (°C)	99,67	145,0	228,33	228,33	
Densidad promedio de la roca (g/cm ³)	2,4	2,20	2,70	2,70	
Densidad promedio de los fluidos (g/cm ³)	0,95	0,92	0,85	0,81	
Calor específico de la roca (cal/g/°C)	0,27	0,27	0,22	0,22	
Calor específico del fluido (cal/g/°C)	1,00	1,00	1,06	1,06	
Entalpía de la roca (cal/g)	4,6E+17	1,3E+18	1,6E+18	4,2E+18	1,0E+19
Entalpía del fluido (cal/g)	3,5E+16	1,0E+17	1,0E+18	1,5E+18	3,4E+18
Recurso geotérmico base accesible RGBA (J)	5,78E+18	5,32E+19	1,09E+19	2,40E+19	5,62E+19
RGBA por unidad de área J/km ²	1,19E+17	3,35E+17	2,84E+17	6,26E+17	1,47E+18
Factor de recuperación del recurso %	0,125	0,03	7,5	5,00	
Recurso geotérmico económico	2,257E+18	1,45E+15	3,99E+17	5,01E+17	9,04E+17
Profundidad media de la reserva (m)	250,00	1000,00	1750,00	2500,00	
Factor de profundidad para la reserva	0,92	0,67	0,42	0,17	
Factor de profundidad de la reserva	0,00	0,00	0,03	0,01	
Reserva geotérmica (J)	1,69E+14	7,26E+13	6,55E+16	5,30E+16	4,93E+16
Factor de conversión a electricidad (%)	0,00	0,00	0,25	0,28	
Energía primaria (kw-h)	0,00	0,00	4,55E+09	1,73E+09	6,27E+09
Productividad específica (kw-h/km ²)	0,00	0,00	2,63E+08	9,99E+08	3,63E+08
Capacidad Instalable por km ² (MW)	0,00	0,00	35,34	13,41	48,76
Área topográficamente útil (km ²)	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Potencia instalable total (MW)			113,00	43	156,00

Tabla 3.2 Valoración del potencial geotérmico en el área de Chachimbiro

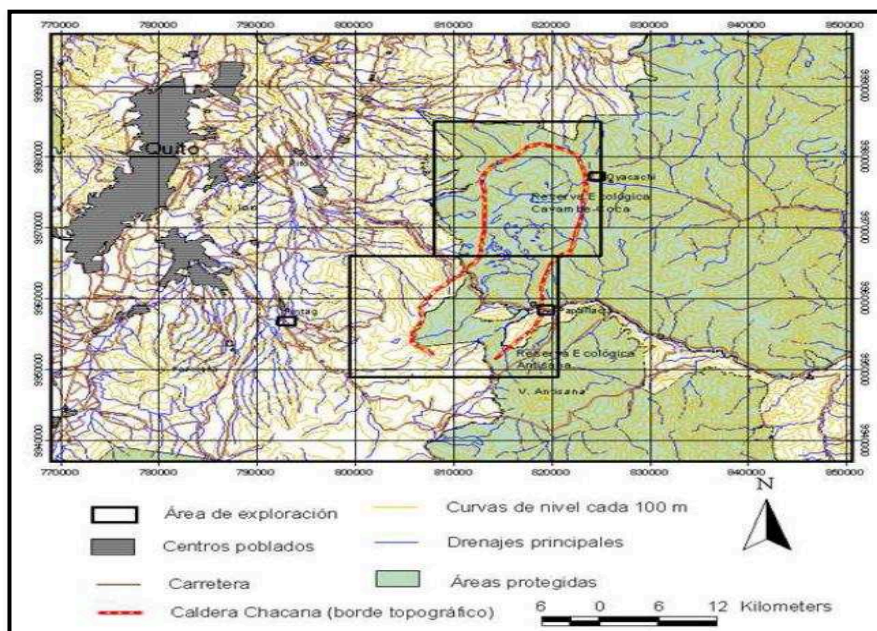
Fuente: INECEL 1990

3.1.3 ÁREA GEOTÉRMICA DE CHACANA

3.1.3.1 Generalidades

Se localiza en la cordillera Real, en las provincias de Napo y Pichincha (65 km-este de Quito). Chacana-Jamanco tiene un área de desarrollo con una extensión de 18 km^2 y Chacana-Cachiyacu tiene un área de desarrollo con una extensión de 21 km^2 , ambas localizadas entre los límites constituidos por los volcanes Antisana y Cayambe, en cotas que varían dentro de 3200-4500 msnm.

Borde topográfico irregular, en la parte norte se ha mantenido las características morfológicas iniciales, mientras que en el resto existe una presencia de valles, lomas, ríos y lagunas. Ambientalmente ambas áreas atraviesan zonas protegidas.



Gráfica 3.5 Localización del área geotérmica de interés Chacana

Fuente: MEER

No hay un acceso directo que conduzca al área de interés, sin embargo se puede optar por algunas alternativas. Una vía que parte desde el poblado de Cangahua pasa por Oyacachi y llega hasta Papallacta, o a su vez una carretera que sale de Pintag y llega al sitio de los sistemas volcánicos Antisana y Chusalongo (parte sur del área de Chacana) y la vía principal que sería la carretera interoceánica que va desde Pifo a Papallacta atravesando la parte central de la caldera a 5 km del área en cuestión. El último trayecto se lo realizaría a pie.

Dentro del área geotérmica Chacana para los posteriores estudios de prefactibilidad inicial se han tomado en cuenta 2 prospectos:

Chacana –Jamanco

Chacana – Cachiyacu

Cachiyacu y Jamanco

Presentan un clima frío y húmedo, con una temperatura media anual de 10°C. Una vegetación densa. Posee pendientes moderadas a fuertes. Ambientalmente atraviesan la Reserva Ecológica Antisana y está contigua a la Reserva Ecológica Cayambe- Coca.

El área de Chacana- Cachiyacu se encuentra a una distancia de 6km de la línea de transmisión y a 20km del centro de carga, siendo el principal centro de consumo la ciudad de Quito. El área de Chacana- Jamanco se encuentra a una distancia de 40 km del centro de carga, siendo el principal centro de consumo de igual forma la ciudad de Quito.

3.1.3.2 Modelo geotérmico preliminar

Es necesario realizar una exploración geológica, geovulcanológica, geoquímica y geofísica que permita considerar el recurso y la ubicación de pozos exploratorios.

Fuente de Calor

Está constituido por la caldera chacana de extensión de 65km (NS) x 25km (EO), representa un importante centro volcánico con el que cuenta el país y que posiblemente confinaría un flujo de calor anómalo a poca profundidad (1-3km).

Presencia de cámaras magmáticas someras y de grandes dimensiones a una profundidad que varía entre los 4-8 km, las cuales pueden ser las responsables de originar una anomalía considerable para la existencia de sistemas hidrotermales convectivos mediante la transferencia de calor hacia las rocas volcánicas inmersas.

Existen dos tipos de sistemas geotérmicos a ser explotados tanto el sistema hidrotermal convectivo y el sistema geotérmico estimulado (EGS). Condiciones geológicas permiten que se determine a la zona de Chacana como aquella que presenta el más alto potencial para albergar sistemas geotérmicos.

Reservorio

Datos físicos-químicos en aguas muestreadas indican procesos de interacción agua/roca. El fluido termal de origen meteórico presenta una temperatura que varía entre 7.5 y 64.6 °C.

Cachiyacu

El sistema geotérmico asumido en el reservorio es tipo hidrotermal convectivo (líquido dominante) con un espesor de 1km y una temperatura estimada de 250°C, el tope y base de reservorio están a una profundidad de 1,5 km y 2,5 km respectivamente.

En base a las características anteriores, la energía térmica almacenada en el reservorio es de 13.81×10^{18} joules. Con un 10 % del recurso aprovechable en un tiempo de 30 años y al considerar que la conversión de energía térmica a eléctrica es del 13%, el potencial hipotético estimado sería de 191 MW.

Presenta manifestaciones termales alcalino-cloruradas-sulfatadas con una temperatura menor a los 55°C y alta salinidad (de ahí debe su nombre Cachiyacu). Posee una permeabilidad procurada por lavas fracturadas y brechas en primera instancia, además de un fracturamiento hidráulico inducido por el mismo sistema.

Jamanco

El reservorio está formado por diques, domos y lavas. Los valores estimados del espesor del reservorio (1 km) y una temperatura de 200°C, permitieron determinar una energía térmica de 9.23×10^{18} Joules almacenada en el reservorio. Con un 10% del recurso aprovechable en un horizonte de 30 años y al considerar que la conversión de energía térmica a eléctrica es del 13%, el potencial hipotético estimado es de 127 MW.

Presencia manifestaciones termales alcalino-cloruradas-sulfatadas con una temperatura menor a los 65°C. Una permeabilidad procurada por lavas fracturadas y brechas en primera instancia, además de un fracturamiento hidráulico inducido por el mismo sistema.

Existe un autosellamiento en ambos reservorios.

3.1.3.3 Potencial eléctrico e información adicional

El área geotérmica Chacana Cachiyacu y Chacana Jamanca poseen un potencial estimable de 191 MW y 127MW respectivamente. Investigaciones geológicas, geofísicas y geoquímicas, permitirían determinar un mejor modelo geotérmico.

La temperatura estimada del reservorio encontrada a través del empleo de geotermómetros para líquidos fue alrededor de 200°C para Jamanca y 250 °C para Cachiyacu. En cambio con la aplicación de geotermómetros de gases la temperatura fue de de 250°C para Jamanca y 300 °C para Cachiyacu.

Pozos de gradiente que suministran datos sobre flujo de calor ayudarían en la ubicación de los probables sitios de perforación, la profundidad estaría próxima a los 1500m.

3.2 SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN GEOTÉRMICA

Para la definición de la prioridad de los proyectos geotérmicos es necesario conocer ciertos factores físicos del reservorio como: profundidad, espesor del acuífero, temperatura del fluido, permeabilidad y porosidad de las rocas.

Dentro de la selección de la alternativa de explotación geotérmica más viable, se tomará en cuenta el análisis de los siguientes parámetros.

3.2.1 POTENCIAL ENERGÉTICO

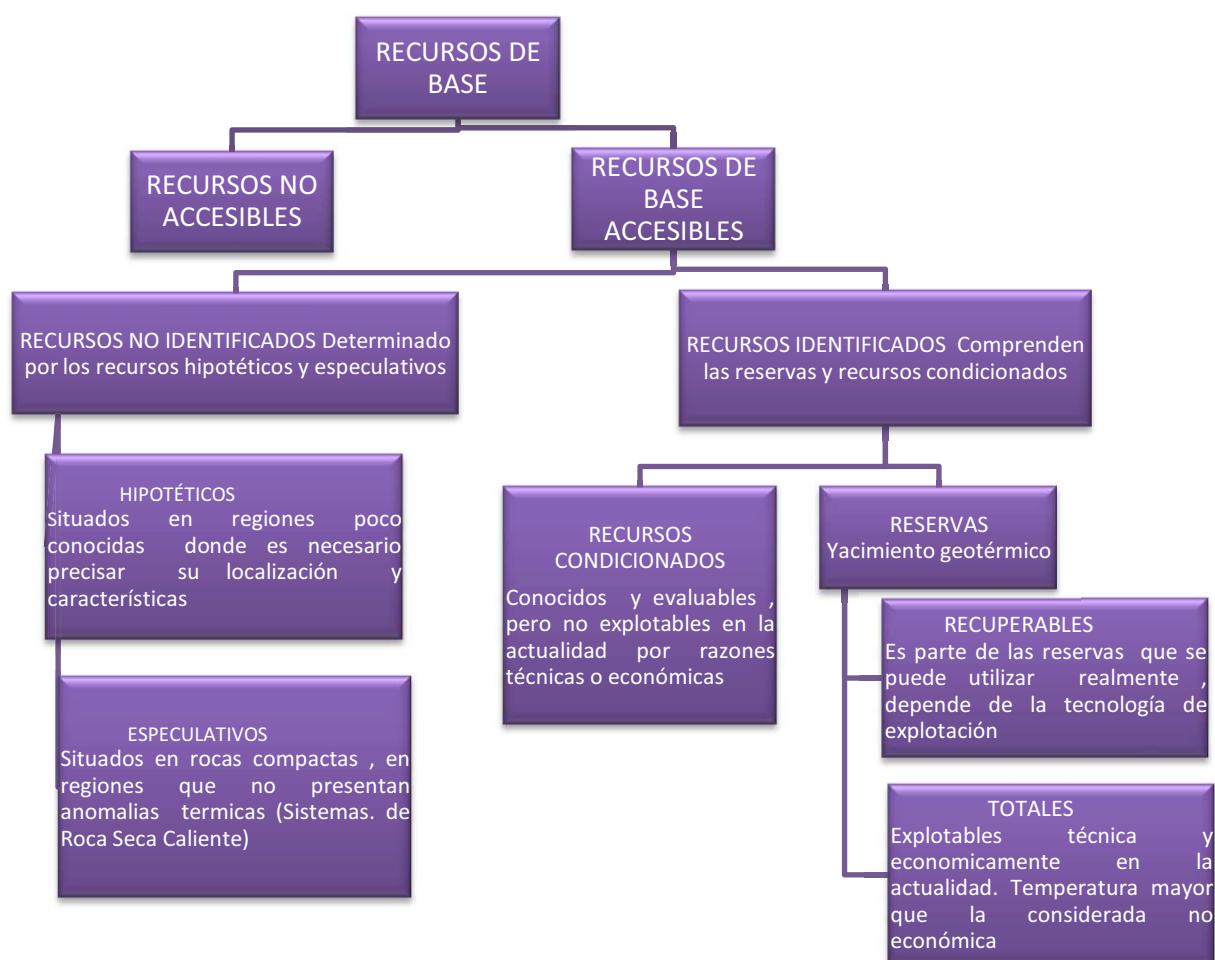
El potencial energético requiere de la estimación de la cantidad de recursos geotérmicos presentes dentro de una área, y la porción de esta cantidad que puede ser recuperada bajo condiciones legales, económicas y tecnológicas, en un tiempo razonable.

A continuación se citará dos conceptos relevantes en la valoración geotérmica:

Recurso geotérmico base, corresponde al calor contenido en la corteza bajo un área determinada, sin límite de profundidad, medido a partir de la temperatura local media anual.

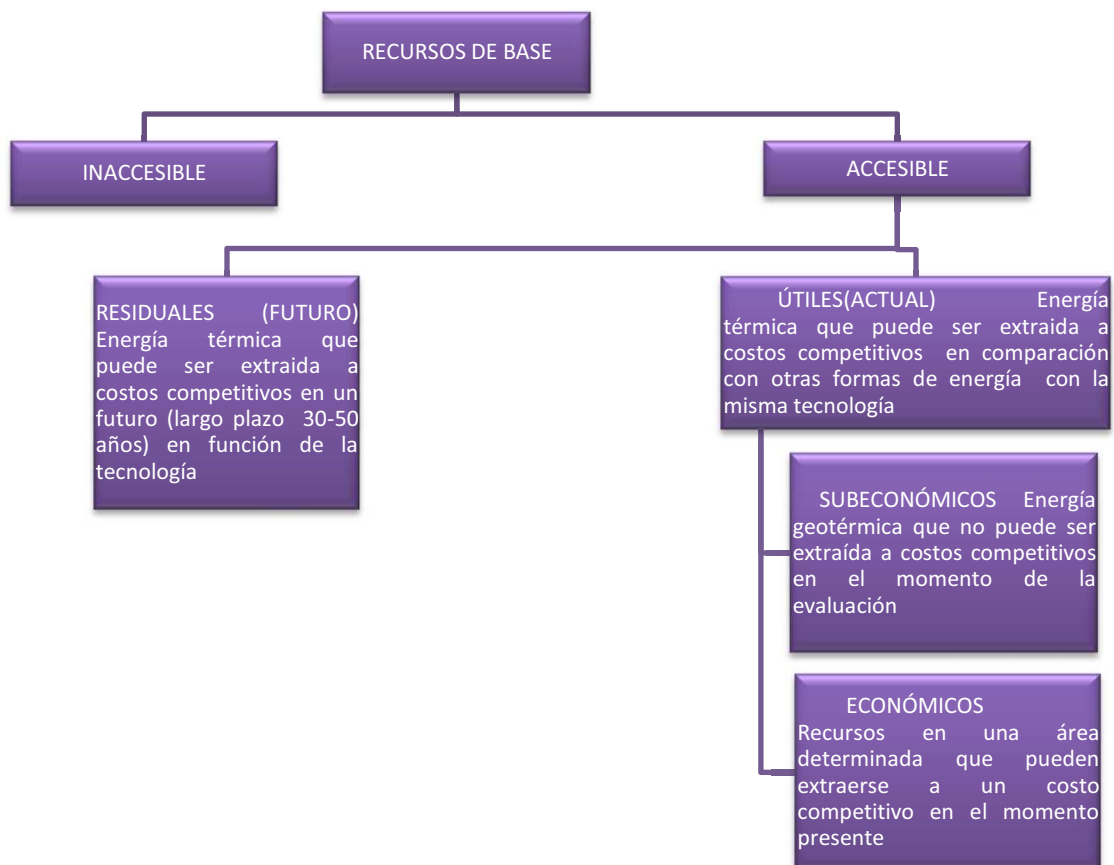
Recurso geotérmico de base accesible, es el recurso geotérmico base a una profundidad suficientemente somera para que pueda ser explotada mediante la perforación de pozos. Se encuentra alrededor de 3-7km, límite normal de sondeos geotérmicos productivos y límite normal de perforación profunda sin excesivos problemas tecnológicos respectivamente.

A continuación se presenta las clasificaciones de los recursos geotérmicos según algunos autores:



Gráfica 3.6 Clasificación Francesa de Recursos y Reservas Geotérmicas

Fuente:(Lavigne 1978) Elaboración propia



Gráfica 3.7 Clasificación de Recursos y Reservas Geotérmicas

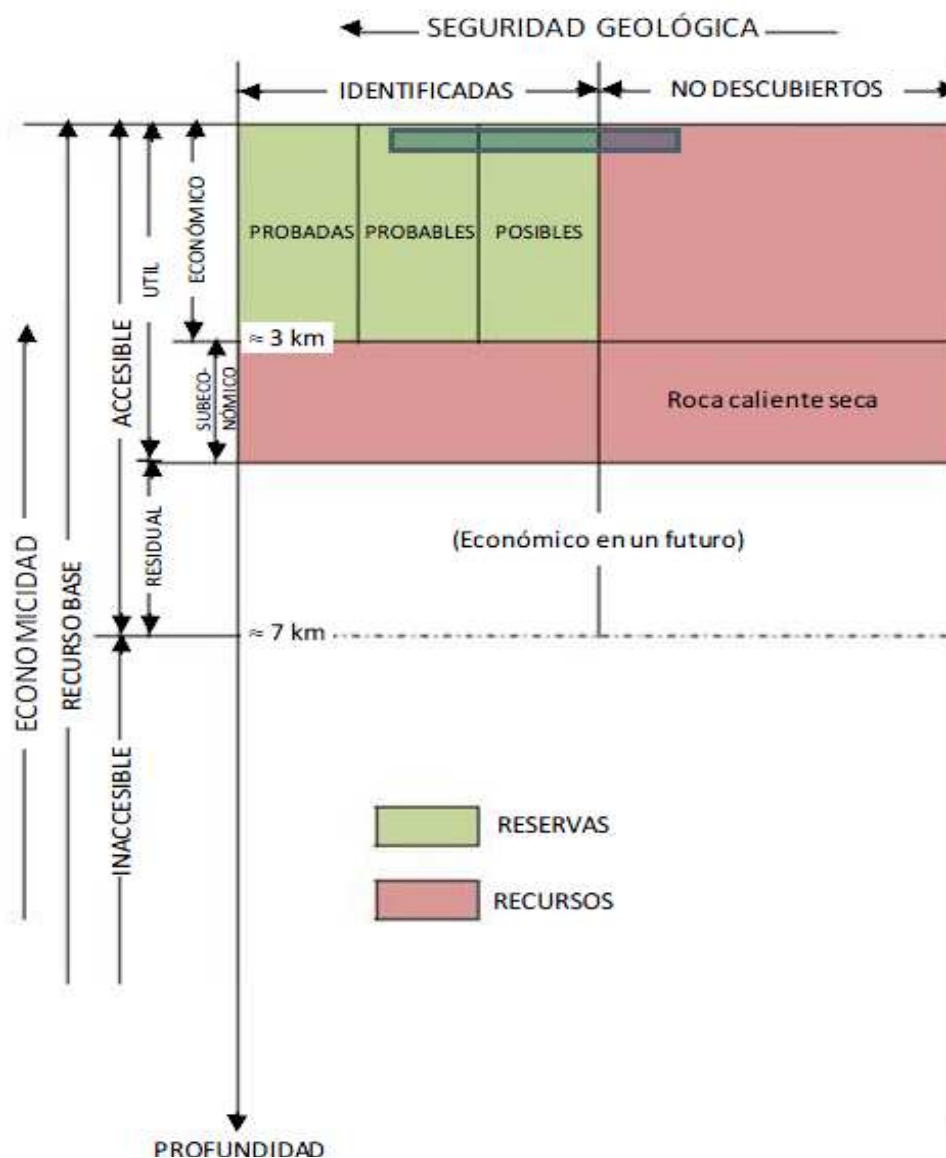
Fuente:(Muffler y Cataldi, 1978) Elaboración propia

La clasificación más aceptada en varios países corresponde al diagrama de McKelvey (adaptado a la geotermia), que compara la seguridad geológica (recurso identificado o recurso no descubierto) con el nivel de economicidad (recurso accesible o recurso inaccesible en base a la profundidad).

Reservas probadas, aquellas que se han demostrado a través de pozos exploratorios y pueden producir energía a costos competitivos.

Reservas probables, aquellas que han sido puestas de manifiesto a través de investigación geológica, geofísica y geoquímica, sin perforaciones previas se vislumbran como reservas productivas a costos competitivos.

Reservas posibles, aquellas cuya existencia se basa solamente en criterios geológicos pero al ser extraídas resultarían muy competitivas.



Gráfica 3.8 Diagrama de McKelvey

Fuente: McKelvey, V.E. (1972). *Mineral Resource estimates and public policy*. American Scientist

La valoración del potencial geotérmico va desde la utilización de técnicas bastante sencillas como el análisis de imágenes obtenidas por satélite y fotografías aéreas, a otros métodos cuantitativos un poco más complejos detallados a continuación:

3.2.2 MÉTODOS DE SELECCIÓN

3.2.2.1 Método del flujo térmico superficial

Se fundamenta en el cálculo de la energía térmica transferida del suelo hacia las aguas superficiales y por consiguiente a la atmósfera, a través del flujo conductivo

(P1) y las descargas de las fuentes termales (P2). Encontrando así la “Potencia termal natural (P)” dentro del área determinada (A).

$$P = P1 + P2 \quad {}^1(\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

Flujo conductivo:

$$P1 = A \cdot q \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Energía térmica de los fluidos de descarga:

$$P2 = Q \cdot C(T - Ta) \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Siendo:

q : Flujo de calor conductivo [W/m^2]

Q : Caudal [m^3/s]

C : Capacidad calorífica del fluido descargado [$kcal/m^2 \cdot ^\circ C$]

T : Temperatura del fluido descargado [$^\circ C$]

Ta : Temperatura ambiente [$^\circ C$]

Presumiendo que toda la energía transmitida se dirige hacia la superficie y no hay aportación del manto, se puede calcular la energía total almacenada (H) en una unidad de tiempo, a partir de la potencia termal natural (P).

$$H = P \cdot t$$

$$H = (P1 + P2)t \quad (\text{Ec. 3.4})$$

La duración de las descargas (t) es un valor estimable de acuerdo a la experiencia en zonas en explotación. Con la energía total (H) a través del factor de recuperabilidad (valor estimado que será menor que el 25%) se puede considerar la fracción que puede utilizarse.

Por su simplicidad es el método de estimación más sencillo aunque carece de precisión, siendo bastante útil como una aproximación inicial.

¹ Las ecuaciones (Ec 3.1- 3.2 - 3.3 y 3.4) fueron extraídas de la siguiente fuente bibliográfica: AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA. Estudio de los recursos geotérmicos en Andalucía- Anexo 1 metodología de evaluación. Tomo I- memoria y mapas. Junta de Andalucía. España. Diciembre 2009. Pág. 9-10.

3.2.2.2 Método de fracturas planas

Método realizado por BODVARSSON (1974) para ser utilizado en medios geológicos presentes en Islandia. Se basa en el flujo calorífico transmitido por la roca impermeable a un flujo de agua que circula por la misma a través de una fractura plana. El cálculo del calor teórico extraíble por unidad de área fracturada en función de la relación (r) para un tiempo de producción (t_0) entre 25-50 años es:

$$r = \frac{T_m - T_r}{T_0 - T_r} \quad ^2 \text{ (Ec. 3.5)}$$

Siendo:

T_0 : Temperatura inicial de la roca [°C]

T_r : Temperatura del agua de recarga que entra por la fractura [°C]

T_m : Temperatura mínima [°C]

3.2.2.3 Método del área

Este método se expresa generalmente como una unidad de flujo permisible por unidad de superficie, es decir el número de megavatios generados por un área determinada. El cálculo se lo realiza multiplicando el área que ocupa el reservorio por un factor de potencia cuyo valor usualmente se encuentra en 7-11 MW/km². En Islandia se tiene un valor que está en el rango de 10- 20 MW/km². Se utiliza en las primeras etapas de exploración para obtener estimaciones preliminares de la capacidad del reservorio.

3.2.2.4 Método de aporte de calor magmático

La evaluación del número, posición, edad y tamaño de las intrusiones magmáticas acompañado de un análisis del proceso de enfriamiento de las mismas, permiten estimar el potencial geotérmico en un área específica.

Estos métodos son aplicables en zonas con actividad volcánica de edad cuaternaria, donde hay una contribución de magma en torno hacia las capas

²AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA. Estudio de los recursos geotérmicos en Andalucía- Anexo 1 metodología de evaluación. Tomo I- memoria y mapas. Junta de Andalucía. España. Diciembre 2009. Pág.12.

superiores de la corteza. A veces este magma alcanza la superficie como lava, pero por lo general permanece por debajo de la corteza terrestre operando como un foco de calor y permitiendo la presencia de reservas geotérmicas.

Este método no permite una aceptable cuantificación de recursos pero si proporciona un acercamiento al concepto de recurso accesible base.

3.2.2.5 Método volumétrico

Consiste en el cálculo del recurso base accesible o la energía térmica almacenada en un volumen (roca y agua). Se divide la parte de la corteza superior, que se sitúa justamente bajo el área de interés, en varios intervalos que corresponden a las unidades geológicas, en las cuales se procederá a valorar la temperatura. A continuación se estimará que fracción de dicha energía es recuperable. Dos formas pueden llevarse a cabo:

- A través del calor específico volumétrico (ρc) que radica en el cálculo de la energía térmica total implícita en la roca y en el fluido.

$$qr = \rho c \cdot A \cdot h \cdot (T - T_{ref}) \quad {}^3(\text{Ec. 3.6})$$

Siendo:

qr : Energía térmica en el reservorio o yacimiento [J]

ρc : Calor específico volumétrico (roca y agua) [2700 kJ/m³°C]

A : Área del yacimiento [m²]

h : Espesor del yacimiento [m]

T : Temperatura media del yacimiento [°C]

T_{ref} : Temperatura de referencia (temperatura local media anual) [°C]

El cálculo del calor específico volumétrico (ρc) se lo realiza considerando que el calor en su mayoría está presente en la roca, su valor

³ IGLESIAS, Eduardo; TORRES, Rodolfo. Primera estimación de las reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja en veinte estados de México. Geotermia. Revista mexicana de geoenergía. ISSN 0186-5897. Volumen 22, No. 2. Julio-Diciembre de 2009. Pág. 55

correspondiente es de $2.700 \frac{\text{kJ}}{\text{°C}\cdot\text{m}^3}$ con una porosidad del 15% (Grant, 1982) esta estimación depende sólo débilmente del valor supuesto para la porosidad.

- Por medio del valor de la porosidad total (\emptyset) del volumen, mediante el cálculo de la energía contenida en la roca (H_r) y del fluido (H_f).

$$H = H_r + H_f$$

$$H = [(1 - \emptyset) \cdot C_r \cdot \rho_r + \emptyset \cdot C_f \cdot \rho_f] \cdot A \cdot h \cdot (T - T_{ref}) \quad ^4(\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

$$H_r = (1 - \emptyset) \cdot C_r \cdot \rho_r \cdot A \cdot h \cdot (T - T_{ref}) \quad (\text{Ec. 3.8})$$

$$H_f = \emptyset \cdot C_f \cdot \rho_f \cdot A \cdot h \cdot (T - T_{ref}) \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Siendo:

\emptyset : Porosidad del volumen [número absoluto]

C_r : Calor específico de la roca [J/kg°C]

C_f : Calor específico del fluido [J/kg°C]

ρ_r : Densidad de la roca [kg/m³]

ρ_f : Densidad del fluido [kg/m³]

Países como Nueva Zelanda, El Salvador, Japón, EEUU entre otros han utilizado el método volumétrico en la estimación de su potencial geotérmico.

Los resultados obtenidos en la aplicación de ambas tecnologías muestran una diferencia que no sobrepasa el 5%, si la porosidad es menor al 20%. Sólo una fracción del recurso base accesible puede extraerse a la superficie y se obtiene mediante la aplicación del denominado “factor de recuperación”.

⁴ Las ecuaciones (Ec. 3.7- 3.8 y 3.9) fueron extraídas de la siguiente fuente bibliográfica: AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA. Estudio de los recursos geotérmicos en Andalucía- Anexo 1 metodología de evaluación. Tomo I- memoria y mapas. Junta de Andalucía. España. Diciembre 2009. Pág.10-11.

Factor de recuperabilidad

Permite expresar la energía geotérmica extraíble (medida en boca de pozo) como un porcentaje de la total contenida en un volumen (roca y fluido) determinado. O a su vez indica la relación entre la masa del fluido extraído a la superficie y el existente originalmente en el reservorio. Depende de parámetros como, tipo de sistema geotérmico (hidrotermal convectivo, geopresurizado, etc), porosidad eficaz de la formación, temperatura en el reservorio, tecnología extractiva.

En condiciones normales de porosidad y permeabilidad puede llegar alcanzar un 25%, pero la mayor parte de las veces presenta un valor menor pudiendo inclusive llegar a cero en rocas impermeables. Los criterios sobre el factor de recuperabilidad se indican a continuación:

- **Sistemas de agua caliente**, el factor de recuperabilidad teórico podría llegar a estimarse como el 50 % con una porosidad del 10% y 0% con una porosidad nula. En la práctica este valor no excede el 25%.
- **Sistemas de vapor**, el factor de recuperabilidad solo podría sobrepasar el 15% en casos excepcionales. Decrece linealmente con la porosidad.

Las metodologías mayoritariamente empleadas son: el método de aporte de calor magmático, método del área y el método volumétrico, siendo este último generalmente el más admitido y utilizado. Su fundamento teórico es simple, con un enfoque estándar en la evaluación preliminar de los yacimientos geotérmicos. Además es ajustable a cualquier medio geológico, los parámetros necesarios pueden ser medidos o estimados, los posibles errores se compensan parcialmente y tiene mayores incertidumbres (reducción del factor de recuperación y la recarga de calor conforme avanza el tiempo) (Muffler y Cattaldi 1978).

En base a estas características, es el método más favorable y el que se va a utilizar en la estimación del potencial energético para las correspondientes áreas de interés geotérmico. Como ejemplo de cálculo se eligió el área geotérmica de Chacana –Cachiyacu. Se parte de la fórmula de energía térmica (Ec 3.6) almacenada en el reservorio.

$$qr = \rho c \cdot A \cdot h(T - T_{ref})$$

De acuerdo a la recopilación de los datos presentes en los estudios realizados de ésta área, se tiene que:

$$\rho c = 2.700 \frac{\text{kJ}}{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}^3} \text{ (valor asumido)}$$

$$A = 21 \text{ km}^2$$

$$T = 250^{\circ}\text{C}$$

$$h = 1 \text{ km}$$

$$T_{\text{ref}} = 10^{\circ}\text{C}$$

La cuantificación del recurso base accesible será en unidades de 10^{18} Joules. Reemplazando los anteriores valores en la fórmula indicada se obtiene:

$$qr = 2.7 \times 10^{-6} \frac{\text{J}}{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}^3} \cdot 21000 \text{ m}^2 \cdot 1000 \text{ m} \cdot (250 - 10)^{\circ}\text{C}.$$

$$qr = 13.36 \times 10^{18} \text{ Joules}$$

La energía térmica presente en el reservorio es de 13.36×10^{18} J, si se considera que el recurso aprovechable en superficie es aproximadamente el 10% de la disponible y de esta alrededor del 15% es transformada en electricidad se obtiene el potencial energético equivalente que será de 204 MW. Es decir que la energía eléctrica producida será solamente el 1.5% de la energía cedida por el reservorio.

Los resultados obtenidos mediante la utilización de este método fueron:

- Tufiño- Chiles potencial energético de 151 MW
- Chachimbiro potencial energético de 130 MW
- Chacana- Cachiyacu potencial energético de 204 MW
- Chacana- Jamanaco potencial energético de 138 MW

3.2.3 TEMPERATURA, PRESIÓN Y ENTALPÍA

La presión, temperatura y entalpía del fluido son variables que determinan el estado termodinámico del reservorio. La presión y la temperatura son variables intensivas, mientras que la entalpía es extensiva, por lo tanto se vale del concepto de entalpía específica considerada como la entalpía por unidad de masa (kJ/kg).

En un sistema convectivo hidrotermal de líquido dominante, el valor de la entalpía corresponde al del líquido a cierta temperatura presente en el reservorio, en sistemas de vapor dominante, la presión y temperatura son interdependientes con valores correspondientes a la saturación (entalpía dependerá de la temperatura).

Cerca del 70-80% de la energía térmica presente en un reservorio se encuentra contenida en la roca, esta energía es extraída por medio de la reinyección o recarga del reservorio con agua fría. La energía de la roca obedece a su capacidad calorífica cuyo valor varía entre 0.8-1 kJ/kg°C. Una roca a 240°C tiene una entalpía específica de 192-240 kJ/kg. Con una densidad típica de 2.5 kg/m³, un metro cúbico de roca a esa temperatura tiene una entalpía de 480-600 kg/m³.

La razón de utilizar la entalpía para caracterizar el contenido energético del reservorio en vez de la energía interna, es porque el recorrido del fluido geotérmico desde el pozo productivo hasta su descarga a la atmósfera, se asimila a un proceso de expansión casi adiabática. Se realizará el ejemplo de cálculo para el área geotérmica de Chachimbiro. A partir de la temperatura estimada del reservorio (240°C) y con el factor de conversión se le pasa a grados Fahrenheit.

$$^{\circ}\text{F} = 1.8(240^{\circ}\text{C}) + 32 = 464$$

A continuación, con la ayuda de las tablas termodinámicas (**Anexo 1A**) se obtiene el valor de la entalpía de vaporización para 464°F que será de: $H = 1258 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$.

De igual forma se procede con la temperatura de referencia (temperatura local media anual).

$$^{\circ}\text{F} = 1.8(15^{\circ}\text{C}) + 32 = 59 \longrightarrow H = 27 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

Por lo tanto la entalpía a la salida de la turbina tendrá un valor de:

$$H = 1231 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

Con el mismo método se encontró la entalpía para las demás áreas geotérmicas:

Tufiño $H = 1222 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$

Chachimbiro $H = 1231 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$

Chacana-Jamanco $H = 1195 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$

Chacana-Cachiyacu $H = 1242 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$

3.2.4 DISTANCIA A LA RED

Los costos en una línea de transmisión dependerán de la selección de los materiales. Considerando que la calidad del servicio radica en que las interrupciones del servicio de la energía eléctrica deben ser lo menos frecuente posible. Las consideraciones económicas en una línea de transmisión son:

El nivel de voltaje a considerar que se lo realiza teniendo en cuenta una serie de aspectos como voltajes existentes, cargas futuras, interconexiones y la intercambiabilidad del equipo.

La elección del conductor más económico es aquel para el cual resulta mínima la suma del costo anual de las pérdidas de energía y de las cargas financieras anuales, bajo condiciones como: tipo de construcción, distancia de transmisión, valor de carga y voltaje. El costo anual total del conductor puede expresarse así:

$$\text{Costo total anual} = \frac{C \cdot I^2}{1000} + p \cdot w \cdot \frac{a}{100} \quad {}^5(\text{Ec. 3.11})$$

Donde:

C : Costo por kilowatt-año de energía perdida [\$/kW-año]

I : Intensidad de la corriente [A]

p : Costo por unidad de peso de conductor [\$/ kgf · m⁻¹]

a : Tanto por ciento de interés y amortización [%]

w : Peso de la unidad de longitud de conductor [kgf/m]

Dentro del tipo de construcción es bastante complicado valorar económicamente la elección de las diferentes estructuras de apoyo, de tal forma que la comparación de costos anuales exprese verdaderamente el valor relativo a cada tipo. Porque no siempre la más económica resulta la más conveniente.

En lo que corresponde a la longitud del vano, el costo menor usualmente se tiene en vanos largos (construcción de líneas rectas).

En la tensión mecánica de los conductores, la elección de conductores de muy alta resistencia mecánica y la admisión de esfuerzos elevados de tensión mecánica, conlleva a la utilización de tramos largos y disminución del número de estructuras de apoyo, sin embargo es más costoso. Por lo que la economía de tramos más largos se consigue mejor incrementando la altura de las estructuras de apoyo en vez del manejo de conductores de alta resistencia mecánica.

⁵ <http://www.textoscientificos.com/fisica/transmision-energia>

Un Línea de transmisión de 230 kV está en un costo aproximado de 200.000 dólares por km. Dentro de las áreas geotérmicas analizadas Tufiño presenta la mayor distancia hasta la subestación más cercana con 25 km. El costo de construir una línea de transmisión sería:

$$\begin{aligned} \text{Costo } L/T &= 200.000 \frac{\$}{\text{km}} \cdot 25\text{km} \\ \text{Costo } L/T &= 5'000.000\$ \end{aligned}$$

Si para una central geotérmica el costo estimado se encuentra en \$4000 por kW instalado. El costo total del proyecto con un potencial hipotético de 138 MW va a ser de:

$$\begin{aligned} \text{Costo proyecto Tufiño} &= 4000 \frac{\$}{\text{kW}} \cdot 138.000\text{kW} \\ \text{Costo proyecto Tufiño} &= 552'000.000\$ \end{aligned}$$

Se puede concluir que prácticamente la construcción de una línea no incidiría en la ejecución del proyecto y por lo tanto no sería un parámetro apreciable para la selección de la mejor opción.

3.2.5 DISPONIBILIDAD DE INFRAESTRUCTURA

Diversas variables afectan el costo de la construcción de una carretera. Dentro de estos factores estarían:

- Tipo de terreno (montañoso o plano).
- Tipo de desarrollo (rural o urbano).
- Ubicación geográfica (de alto o bajo costo para el Estado).
- Tipo de carretera (autopista, autovía de dos carriles, camino sencillo, etc).
- Tipo de material (concreto o asfalto).
- Espesor de pavimento (automóviles proyectados).

Los costos pueden diferir si dentro del proyecto se encuentra la construcción de una nueva carretera o la adición de carriles a un camino existente. El costo unitario de construcción de una carretera en dólares por será la sumatoria de los costos de las actividades realizadas en la construcción de la misma.

Estos costos se calculan dividiendo la tasa de la maquinaria por el ritmo de producción para las diferentes actividades comprendidas como son: topografía, limpieza, desbroce, excavación, pavimentación y drenaje.

Topografía, estos costos varían en función del tipo y tamaño de la carretera a construir, acceso, terreno y localización del sitio de trabajo. La tasa de producción de topografía en km por hora es igual al número de postes, establecido por el equipo por hora dividido por el número de postes requeridos.

Despeje o Desbroce, el costo de despeje se puede calcular mediante la estimación del número de hectáreas de vía a ser habilitados por kilómetro de carretera. La tasa de producción de despeje de vía en km/h es el de ha/h que puede ser habilitado dividido para el número de hectáreas por kilómetros a ser despejado.

Movimiento de tierra, el costo de movimiento de tierras se calcula mediante la estimación del número de metros cúbicos de material común y roca que se debe moverse para la construcción de la carretera.

Pavimentación, los costos de pavimentación están en función del tipo y cantidad de material a utilizar por metro cuadrado de superficie y la longitud del recorrido.

Drenaje, los costos de las inmersiones de drenaje (barras de agua), alcantarillas, puentes, se expresan a menudo como un costo por pie lineal que se puede aplicar fácilmente en la estimación de la carretera.

Todas las áreas geotérmicas estudiadas necesitarían la construcción de infraestructura que permita el acceso hacia el área de interés, considerando que hay carreteras existentes bastante próximas hacia las zonas. La longitud máxima no sobrepasaría de los 10 km. El costo aproximado por km de carretera es de \$ 847.490 valor que depende en gran medida de la orografía del terreno.

Por lo tanto el costo de construir una carretera de 10 km sería de:

$$\text{Costo de construir una carretera} = 847.490 \frac{\$}{km} \cdot 10km = 8'474.900\$$$

Por lo que se puede concluir de la misma forma que en el inciso anterior, que la infraestructura no incide como parámetro recomendable para una selección armónica de la mejor alternativa de proyecto geotérmico.

3.2.6 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA

Dentro de los parámetros antes descritos se analizará a continuación cual es el prospecto geotérmico que presenta las mejores posibilidades y que se considera como la mejor opción para ser implantado

a) Nivel de estudio

Se puede decir que es el punto más importante y decisivo dentro de la selección, la investigación geológica, geofísica y geoquímica necesaria para sustentar un modelo preliminar geotérmico es muy importante, porque presenta una visión más amplia y permite definir con mayor precisión la dimensión del yacimiento y la ubicación de los nuevos pozos a perforar. Una vez obtenido estos datos se procede a realizar las perforaciones de pozos de exploración profunda que sirven para obtener información precisa del yacimiento. Con esta información se pueden confirmar y perfeccionar las hipótesis y modelos elaborados en la exploración superficial, y verificar que el recurso geotérmico cumpla con los requerimientos necesarios para su utilización. De acuerdo a las investigaciones realizadas hasta la fecha en las distintas áreas geotérmicas consideradas se puede decir que :

- Tufiño cuenta con un estudio de prefactibilidad concluido y un modelo geotérmico preliminar (OLADE- Aquarter, 1987).
- Chachimbiro tiene de igual manera el estudio de prefactibilidad concluido y un modelo geotérmico inicial (SENACYT-ESPE 2011).
- Chacana Cachiyacu y Jamanca están en proceso de reconocimiento se necesita estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos más profundos.

b) Potencial energético

La evaluación del potencial geotérmico está en función de la profundidad y de las características del recurso termal existente en el reservorio. A partir de las estimaciones de recursos disponibles y la potencial real de producción, se establecerá el potencial “total” y la producción final de energía proveniente del aprovechamiento del recurso geotérmico.

Dado que el potencial total no es accesible en todos los casos, considerando los factores que pudieran condicionar su uso, se estimó el potencial energético tomando en cuenta el recurso geotérmico base accesible, en el numeral 3.2.1.5

se hace referencia al método volumétrico y se describe el procedimiento de cálculo, si bien se citaron mas métodos se utilizó el volumétrico por ser el que se acopla a cualquier medio geológico, permitiendo tener una estimación mas real. Mediante la aplicación del método volumétrico los datos encontrados fueron:

El mayor potencial energético se tiene en el área de Chacana-Cachiyacu con 204 MW, seguido de Tufiño-Chiles con 151 MW, Chachimbiro ocupa el tercer lugar con 130 MW y por último se tiene a Chacana–Jamanco con 138 MW.

c) Temperatura – entalpía

La temperatura permite dar aplicabilidad al recurso geotérmico, valores mayores a 150°C son fundamentalmente aprovechados para la generación de energía eléctrica y por lo general se encuentran cerca de zonas volcánicas activas. También se cito el concepto de entalpía considerando que es una magnitud que se expresa como la cantidad de energía que un sistema puede intercambiar con su entorno. De acuerdo a los realizado en el numeral 3.2.2, el aporte de energía térmica de las áreas geotérmicas será:

Ch.Cachiyacu	Chachimbiro	Tufiño	Ch.Jamanco
$H = 1242 \frac{BTU}{lb}$	$H = 1231 \frac{BTU}{lb}$	$H = 1222 \frac{BTU}{lb}$	$H = 1195 \frac{BTU}{lb}$

a) Costos (Disponibilidad de infraestructura y distancia a la red)

Las áreas geotérmicas analizadas presentan ciertas características geológicas parecidas por encontrarse ubicadas dentro de la región sierra norte y atravesadas a su vez por el mismo sistema montañoso de los Andes, podrían dar como resultado un tipo de recurso cuyas características termodinámicas sean semejantes. Dentro de este análisis se dispuso de un solo tipo de central estándar a instalar para todas las áreas.

Tomando en cuenta lo anterior no correspondería hacer un estudio económico de la central para cada área, puesto que será la misma en cualquier prospecto geotérmico seleccionado, es así que los costos básicamente se han enfocado en aspectos como distancia a la red y disponibilidad de infraestructura.

En ambos casos la incidencia dentro del costo total de proyecto es significativa, se trata de líneas de transmisión cuya distancia máxima alcanzaría a los 25 km en el área Tufiño y los 6km, 6km y 15km en Cachiyacu, Jamanco y Chachimbiro

respectivamente. Además de un costo por carretera que tampoco influenciaría en la cuantía total del proyecto de acuerdo a lo calculado en el numeral 3.2.3 y 3.2 .4.

Resultado

En base a lo establecido en cada inciso a), b) y c), a cada área geotérmica se le ha asignado una puntuación de 1 a 4, con el fin de poder realizar una comparación entre las mismas dentro de cada literal analizado. Por ejemplo en el literal b que corresponde al potencial energético el área que mostró el mayor valor fue Chacana-Cachiyacu con 204 MW con una puntuación de 4 seguido de Tufiño con 151 MW con una puntuación de 3 y así sucesivamente.

Nivel de estudio a)	Potencial b)	Temperatura c)
Chachimbiro	4	Chacana-Cachiyacu
Tufiño	3	Tufiño
Chacana-Cachiyacu	2	Chachimbiro
Chacana-Jamanco	2	Chacana-Jamanco

Resultados	
Chacana Cachiyacu	10
Chachimbiro	9
Tufiño	8
Chacana-Jamanco	4

Tabla 3.3 Resultado de la selección de la alternativa

Fuente: Elaboración propia

De los resultados obtenidos se puede considerar que Chacana- Cachiyacu y Chachimbiro son equivalentes, sin embargo Chacana- Cachiyacu es una área en la que aún falta realizar más investigaciones para verificar su viabilidad.

Por lo tanto la elección se enfocaría en dos proyectos Tufiño y Chachimbiro, de acuerdo al inciso a) el área geotérmica Tufiño y Chachimbiro tendrían un empate técnico, sin embargo en esta última de acuerdo a la caracterización geoquímica e isotópica de los acuíferos hidrotermales realizada en el 2002 se confirmó la posibilidad de la existencia de un reservorio de alta entalpía aprovechable para la generación de energía eléctrica. Además al encontrarse Tufiño como un proyecto binacional las actividades unilaterales no representarían una opción de desarrollo para ninguno de los dos países, en lo referente a la generación geotermoeléctrica, además, aniquila totalmente la característica de renovable. *Por lo tanto para el presente estudio se ha seleccionado al área geotérmica Chachimbiro para su respectivo diseño de planta.*

CAPÍTULO IV

DISEÑO Y DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO GEOTÉRMICO

Las etapas primordiales dentro de un proyecto geotérmico son la exploración, la explotación y el desarrollo. La exploración se divide en las fases de reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad, mientras que la explotación se divide en desarrollo y aprovechamiento. La energía geotérmica precisa de una serie de pasos enfocados en el sondeo, localización y evaluación de reservorios geotérmicos, que implica el uso de diferentes técnicas acondicionadas a partir de la investigación hidrogeológica, mineral y de hidrocarburos.

ETAPAS	FASES	OBJETIVOS	AREA	AÑOS
Investigación	Reconocimiento	Caracterización general regiones geotérmicas, modelo general de funcionamiento, priorización y propuesta de actuaciones	Nacional 10.000- 100.000 km^2	3-4
	Prefactibilidad	Selección zonas y áreas, estimación potencial, modelo de campo y delimitación puntos de interés	Regional 500-2000 km^2	4-5
	Factibilidad	Confirmación y adecuación modelo campo, evaluación del reservorio, diseño modelo explotación, valoración económica detallada.	Reservorio 10-100 km^2	2-3
	Desarrollo y explotación	Actualización de información y evaluación precisa el modelo	Local	25-30
	Renovación Desmantelamiento	Retorno a fase de explotación o restauración de los terrenos	Local	2-3

Tabla 4.1 Fases más características de la investigación de recursos geotérmicos de alta entalpía.

Fuente: Manual de geotermia Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía Madrid

4.1 EXPLORACIÓN

Antes de iniciar el proceso de extracción del fluido del reservorio es importante efectuar un proceso de exploración. A través de la información obtenida se podrá definir el plan de aprovechamiento a seguir con el recurso o a su vez si los resultados no son favorables prescindir del mismo. La obtención de información

preliminar por lo tanto es el paso inicial y fundamental dentro de un proyecto de generación geotérmica, datos que deben ser actualizados a medida que se tienen estimaciones más concisas y conforme se avanza en las respectivas fases del proyecto.

En esta etapa se realiza una valoración aproximada del potencial geotérmico del área y la determinación de las posibles ubicaciones de los pozos exploratorios a perforar. Además con las primeras exploraciones se tiene nueva información que permite precisar el modelo geotérmico conceptual, el permisible tamaño del reservorio geotérmico, el tipo de recurso (líquido o vapor dominante) y la central a instalar.

Los cinco pasos que un programa de exploración geotérmica debe cumplir:

- Ubicar las zonas sustentada por rocas calientes.
- Estimar el volumen del depósito, la temperatura del fluido dentro del mismo, y la permeabilidad de la formación.
- Predecir si el fluido producido será vapor seco, líquido o una mezcla líquido y vapor.
- Definir la naturaleza química del fluido geotérmico.
- Predicción del potencial de energía eléctrica para una vida útil mínima de 20 años.

La última herramienta de la exploración es la perforación de pozos profundos, sobre la base de los resultados de los estudios científicos. Las medidas necesarias para caracterizar completamente el recurso, en orden cronológico típico son las siguientes:

- Estudio de la información
- Estudio aereofotogramétrico
- Estudio geológico
- Estudio Hidrológico
- Estudio geoquímico
- Estudio geofísico

a) Estudio de la información

La información a ser analizada parte del uso del internet que permite buscar la literatura existente de estudios previos. En la actualidad hay extensas bases de datos on-line para la mayoría de las perspectivas geotérmicas que proporcionan información sobre datos de pozos y manantiales con temperaturas superiores a 20 °C además de una recopilación de información química de los fluidos. Entre estas fuentes de información está el United States Geological Survey (USGS) que mantiene una adecuada base de datos para pozos perforados en los EE.UU.

b) Estudio aereofotogramétrico

Fotografías aéreas de la perspectiva del sitio puede dar la siguiente información:

- La naturaleza estructural del campo.
- Localización de anomalías térmicas y manifestaciones (a través de imágenes infrarrojas).
- Datos aeromagnéticos.
- Geográfica de referencia para guiar más adelante estudios sobre el terreno.
- Cartografía geológica (en relación con la encuesta geológica).

El uso de imágenes estereográficas puede revelar la expresión superficial de las fallas que son muy importantes en la definición de las posibles vías de flujo de fluido a través de la formación. Mediciones aeromagnéticas son importantes para descubrir zonas de roca hidrotermalmente alteradas. Así, un bajo magnetismo se interpreta como evidencia de posibles fluidos geotérmicos calientes. Sin embargo, existen suficientes casos donde este método no ha sido definitivo para delinear una zona hidrotermal, por lo tanto un bajo magnetismo por sí mismo no es considerado suficiente, sino que debe ser integrado con los resultados de otros métodos.

c) Estudio geológico

Un estudio geológico es usualmente el primer trabajo llevado a cabo "sobre el terreno" y tiene como objetivo detectar y caracterizar lo siguiente:

- Tectónica y estratigrafía.

- Fallas recientes.
- Distribución y edad de las rocas volcánicas jóvenes.
- La ubicación y naturaleza de las manifestaciones termales.
- Alteraciones hidrotermales de la tierra y rocas.

d) Estudio hidrológico

Como uno de los requisitos fundamentales para la existencia de un campo geotérmico comercial es la presencia en cantidad suficiente de agua en la formación, por lo que el estudio hidrológico es una parte importante del programa de exploración. El objetivo es determinar las características de los fluidos en el sistema, incluyendo su edad, propiedades físicas y químicas, trayectorias de flujo, y los modos de recarga. El estudio hidrológico típicamente involucra la investigación de los siguientes aspectos:

- Datos meteorológicos.
- Temperatura y caudal de los manantiales calientes y fríos.
- Análisis químico de las aguas termales.
- Movimientos del agua tanto en la superficie como en el reservorio.

Al realizar un balance de masa en todas las corrientes observadas, se puede hacer una estimación del volumen de fluido en la formación y las tasas de rendimiento, información crítica para la estimación de la capacidad de producción del reservorio.

e) Estudio geoquímico

El estudio geoquímico cumple con varios objetivos importantes, como son:

- Identificar si el recurso es vapor o líquido-dominante
- Estimación de la mínima temperatura del fluido geotérmico
- Determinar las propiedades químicas de los fluidos en el reservorio
- Caracterización de la recarga de agua, incluyendo su naturaleza y las fuentes

f) Estudio geofísico

Estudio geofísico, utilización de métodos eléctricos los cuales permiten en forma efectiva localizar las zonas con fluidos conductores, permite la identificación de las

mejores ubicaciones para perforar los primeros pozos profundos. Por lo general se tiene a disposición los datos de los anteriores estudios analizados y se utiliza esta información para decidir qué pruebas realizar. Algunas de las técnicas más útiles son:

- Mediciones de flujo de calor
- Estudios del gradiente de temperatura
- Estudios de resistividad eléctrica
- Métodos sísmicos, tanto activos como pasivos
- Estudios de la gravedad

Las propiedades que se miden durante la fase geofísica son:

- Temperatura
- Conductividad eléctrica o resistividad
- Densidad
- La velocidad de las ondas que se propagan en un material sólido
- Susceptibilidad magnética
- Aceleración gravitacional local

TECNICAS	OBJETIVOS	PRUEBAS	
Geológicas	Confirmar las condiciones geológicas del reservorio; foco de calor, almacén, sellamiento	Fotointerpretación	Sismología
		Tectónica	Petrografía y
		Estratigrafía	Datación Absoluta
		Vulcanología	
Geoquímicas	Confirmar la existencia de fluidos geotérmicos y definir sus características físico -quím.	Hidroquímica química	Geotermometría
		Técnicas isotópicas	Geoquímica de gases
		Estudio de depósitos y alteraciones hidrotermales	
Geofísicas	Delimitar geoméricamente el reservorios geotérmico y definir sus características térmicas (temperatura y flujo de calor)	Teledetección	Magnetismo
		Gravimetría	Sísmica
		Eléctrica	Polarización espontánea
		Electromagnética	Microsismicidad
		Magnetotelúricos	Sísmica 3D
		Termometrías y medidas de flujo	

Tabla 4.2 Distintas fases de la etapa investigadora que utilizan diferentes técnicas de prospección

Fuente: Manual de geotermia Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía Madrid

Con estos estudios es posible hacer un mapeo geológico y estructural de las zonas de alta temperatura, y otros análisis que son luego utilizados en la perforación de terrenos, para encontrar el lugar más recomendable de las

primeras exploraciones. En la actualidad se dispone de buenas herramientas matemáticas que permiten las predicciones del comportamiento futuro del yacimiento y su explotación, en función de las características geológicas e hidrogeológicas del medio, así como la de los sondeos y del régimen de explotación previsto.

4.2 PERFORACIÓN

Después de todo el proceso de exploración acompañado de una serie de resultados sintetizados e interpretados, se procede a verificar la información obtenida con el fin de decidir si se continúa con la siguiente fase, es decir, la perforación de varios pozos exploratorios profundos.

Con esta información se pueden confirmar y perfeccionar las hipótesis y modelos elaborados en la exploración superficial, y verificar que el recurso geotérmico cumpla con los requerimientos necesarios para su utilización. La fase de perforación será más costosa que la fase de exploración y debe llevarse a cabo sólo después de un riguroso programa de estudios geocientíficos.

En el caso en que la perforación sea satisfactoria, los pozos se pueden aprovechar como abastecedores para la central o a su vez si resultan fríos y de poca producción, podrían destinarse como inyectores del agua que procede del separador. En muchos casos conviene diseñar las tuberías de los pozos exploratorios para ser usados como productores.

El diseño de los pozos productores dependerá de la profundidad a la que se encuentre el reservorio y del tipo de roca a perforar. En proyectos geotermoeléctricos, el diámetro de la tubería de producción por lo general se estandariza a 9 5/8" y su profundidad promedio es de unos 2000 m. En estos casos, debido a las grandes presiones y esfuerzos térmicos alcanzados, la tubería requerida para el pozo se divide en unas cinco partes, dentro de las cuales se encuentran la tubería de anclaje (aproximadamente unos 50 m de largo) y la principal, o llamada también de producción (que llega hasta el reservorio).

Con los pozos de producción y de reinyección perforados, y sus elementos instalados (válvulas, instrumentación, etc.), se pueden elaborar pruebas que permitan conocer su comportamiento ante diversas situaciones. La información obtenida en estas pruebas es fundamental para la futura operación del proyecto geotérmico. Finalmente, después de implementar el equipo necesario (dependiendo de las características del fluido y del proyecto), se puede iniciar la explotación del yacimiento para la aplicación planteada.

4.3 DISEÑO

Después de confirmar el potencial geotérmico viene la etapa de ingeniería y construcción, la que consiste principalmente en la perforación de pozos de explotación, construcción de red de acueductos y tubería de vapor, construcción de la central de generación y línea de transmisión.

4.3.1 PARÁMETROS DE DECISIÓN DEL TIPO DE CENTRAL

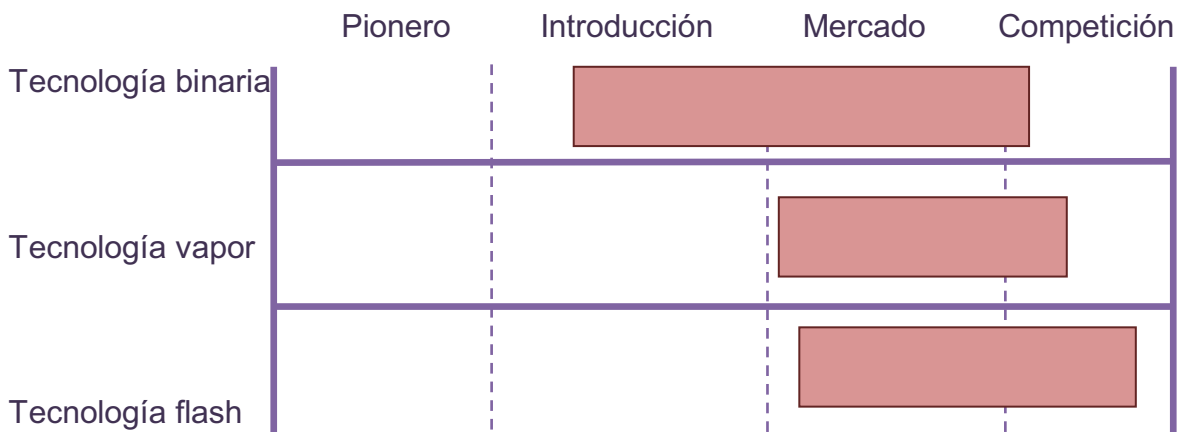
La tecnología de conversión de energía térmica a eléctrica dependerá en gran manera de la naturaleza del recurso, que obedece a las condiciones de presión y temperatura presentes en el reservorio, así como también a las características del campo. El tipo de central será uno de los parámetros más representativos en la determinación del costo por kW instalado, en el que además se debe tomar en cuenta la salinidad y el contenido de gases del recurso geotérmico. Siendo este último el que determinará el tamaño y el número de compresores con los que constará la central.

En el caso del área geotérmica de Chachimbiro las características que posee el recurso son inciertas, ya que se cuenta con muy poca información, al no existir ninguna perforación profunda, por lo tanto es necesario asumir ciertas condiciones para definir el tipo adecuado de central a implementar.

Etapas de desarrollo

En comparación a las etapas de desarrollo se puede observar que la tecnología flash es la que actualmente presenta un alto grado de inserción en el mercado de

la generación eléctrica y se presenta altamente competitiva en contraste con las centrales de vapor seco y binaria, siendo esta última la más retrasada.



Gráfica 4.1 Estado de desarrollo de cada tecnología dentro de la energía geotérmica

Fuente: Elaboración propia

Tipo de recurso

a) Los sistemas hidrotermales líquido dominante son los más frecuentes alrededor del mundo, la parte líquida coexiste con reducidas partes de vapor. Según la naturaleza del recurso bajo características de presión y temperatura se puede tener:

- Agua caliente Agua-vapor
- Vapor húmedo Vapor seco.

Durante la extracción se produce una disminución de presión que origina una vaporización parcial del agua, obteniéndose así una mezcla de agua y vapor en condiciones de saturación, con una pequeña concentración de gases incondensables. El principal uso de este recurso es la generación de energía eléctrica, además de los otros usos posibles del agua caliente residual.

b) Los sistemas hidrotermales vapor dominante no son muy frecuentes, actúan a elevadas temperaturas mayores a los 350°C. De la misma manera dependen de condiciones de presión y temperatura y pueden ser:

- Vapor seco
- Vapor sobrecalentado

Presentan una cantidad elevada de gases incondensables (hidrogeno, sulfuro de hidrógeno, anhídrido carbónico, etc.). Su utilización se enfoca en la producción de energía eléctrica.

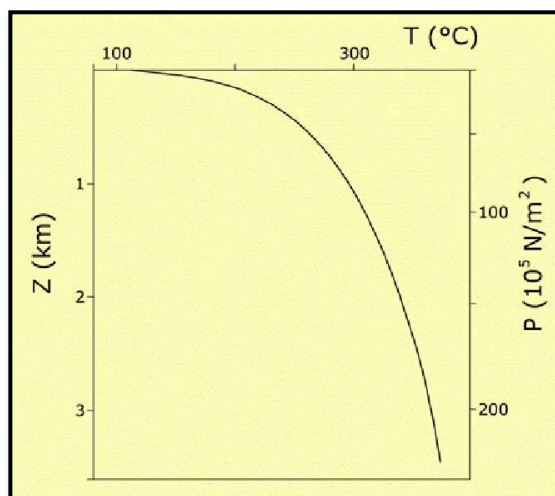
Temperatura

El tipo de recurso geotérmico de alta, media, baja y muy baja entalpía establece sus posibilidades de aprovechamiento. La producción de electricidad está destinada para los recursos geotérmicos de media y alta entalpía.

Reservorios de alta temperatura: Son aquellos donde el foco de calor permite que el fluido se encuentre en condiciones de presión elevadas y temperaturas superiores a los 150 °C. Permite utilizar directamente el vapor de agua en generación de energía eléctrica

Reservorios de media temperatura: Son aquellos donde los fluidos se encuentran a temperaturas entre los 90 y los 150°C. Permite producir energía eléctrica utilizando un fluido de intercambio que es el que alimenta la central.

Para este caso se analizará las posibilidades que brinda la producción de vapor a cierta presión y temperatura que se obtiene del reservorio. La gráfica siguiente indica el comportamiento del agua sometida a grandes presiones y temperaturas bajo ciertas profundidades.



Gráfica 4.2 Evolución del punto de evaporación del agua con la presión

Fuente: Energía Geotérmica Pous J. y Jutglar. L 2004

La curva presenta el punto de ebullición del agua en función de la presión ocasionada por los estratos ubicados sobre el reservorio, y de la temperatura debido al gradiente geotérmico anómalo. A una presión alrededor de los $200 \cdot 10^5 \frac{N}{m^2}$, una profundidad cerca de los 3 km, y una temperatura que varía entre los 350-380°C, el agua tiene predominancia líquida. Es decir que partir de esta temperatura se podrá encontrar vapor seco. A medida que se perfora y se extrae el fluido este va perdiendo su presión de confinamiento bajando su punto de ebullición convirtiéndose en vapor.

Características de los tipos de centrales

En el capítulo dos se definieron los distintos tipos de centrales geotérmicas disponibles en operación comercial, sin embargo a continuación se citaran las características más representativas de cada una con el fin de poder determinar aquella que posea los parámetros más afines al proyecto geotérmico en cuestión.

Las características de cada central geotérmica estarán establecidas de acuerdo al fluido que se pueda extraer del reservorio (temperatura, presión, fase en el que se encuentre ya sea vapor seco o mezcla de agua y vapor, salinidad, etc).

a) Centrales a contra presión

Fundamento

El vapor procedente directamente del pozo pasa a las turbinas de donde escapa a la atmósfera. Sistema de generaciones pequeñas. (2- 5 MW). Etapa inicial de desarrollo.

Ventajas

- El sistema es simple y económico.
- Corto período de construcción.
- Se suelen usar como centrales pilotos, o bien para pequeños suministros locales a partir de pozos de producción aislados e incluso como pequeñas centrales de punta.
- Su uso es obligado cuando el contenido en gases no condensables es superior al 50% o cuando el contenido total de gases excede del 10%, debido al alto costo que representaría la separación de gases en los condensadores.

Desventajas

- La eficiencia de conversión es baja.
- La potencia de salida es casi la mitad del tipo condensado.
- Pueden llegar a consumir el doble de la cantidad de vapor por kilovatio producido que las unidades con condensación.

b) Centrales de ciclo binario

Fundamento

La tecnología de plantas binarias es un medio seguro y de costos apropiados para convertir en electricidad la energía disponible de campos geotérmicos del tipo agua dominante (bajo 150°C). Generación de electricidad mediante el uso de fluidos secundarios de bajo punto de ebullición, normalmente pentano.

Ventajas

- Se puede utilizar fluidos geotérmicos de más baja temperatura.
- También admite el uso de fluidos químicamente desfavorables o que tienen altas proporciones de gases no condensables.
- Problemas como corrosión o incrustación se reducen notablemente y se presentan solo en el intercambiador de calor (evaporador).
- No necesita separador de agua.
- No emite gases a la atmósfera.

Desventajas

- Menos económicas que el de condensación en el caso de generación de gran potencia debido a que son más complejas.
- Menos eficiente debido a la necesidad de intervención de fluidos intermedios.
- Requieren un fluido secundario muy volátil y el uso de bombas que absorben una cantidad importante de la energía generada.

c) Centrales de vapor seco

Fundamento

Áreas de vapor dominante (solo se utiliza vapor)

Ventajas

- Es una tecnología bastante sencilla.

- No se requieren de separadores ni pozos de reinyección.
- El vapor es conducido directamente hacia las turbinas.
- Costos de producción de planta bastante bajos.

Desventajas

- No todas las áreas son de vapor dominante.
- El vapor lleva gases no condensables de variable concentración y composición.

d) Centrales de expansión súbita o flash

Fundamento

El recurso hidrotérmico que se utiliza en este tipo de planta está en forma líquida (mezcla de vapor y salmuera) con temperaturas superiores a 150 °C y presiones relativamente elevadas.

Ciclo de generación Rankine a condensación (el vapor es descargado a presiones inferiores a la atmosférica). Plantas de potencias grandes (20-55 MW, 110MW).

Ventajas

- Alta eficiencia.
- Indicadas para el aprovechamiento del recurso geotérmico de alta entalpía.
- Son las más comunes y más utilizadas.
- Se puede tener distintos arreglos a la salida del pozo productor, uno consiste en realizar una sola presión de separación y el otro arreglo es añadir otro separador que opera a una presión de separación menor.
- A la turbina se le acopla un condensador (contacto directo). El condensado es llevado a la torre de enfriamiento donde una parte de este se pierde por evaporación y el fluido restante puede ser usado en otras aplicaciones industriales ya sea venta de agua ó de calor como subproductos de la generación de electricidad, con esto último es posible reducir los costos de generación.
- Produce muy pocas emanaciones de gases.

Desventajas

- Requiere de muchos equipos auxiliares complejos.
- Período de construcción largo (doble del tipo de contrapresión).
- Los gases no condensables (GNC) se incrementan con el uso.
- Requiere de agua para la condensación del vapor.
- El agua contiene sales disueltas y forma una mezcla llamada salmuera, lo que ocasiona problemas de corrosión en las instalaciones geotérmicas.

Dentro de los parámetros anteriormente citados como: etapa de desarrollo, tipo de recurso, temperatura y características de los tipos de centrales se puede decir que:

En la etapa de desarrollo se hizo énfasis a una tecnología que se ha introducido con mucha fuerza en el mercado y que se proyecta con mucha competitividad en comparación con los otros ciclos de conversión geotérmica.

De acuerdo a tipo de recurso es más común encontrar en la naturaleza reservorios con predominancia líquida y en general están distribuidos en forma más generosa en todo el planeta, caso contrario sucede con los recursos de vapor dominante que son muy escasos debido a que las características que debe poseer el yacimiento son bastante especiales.

En base a la temperatura los reservorios aptos para la generación eléctrica son aquellos que presentan fluidos mayores a 150°C que permiten la conversión de energía a través de centrales tipo flash y vapor seco y los reservorios con fluidos entre los 90 a 150° C que requieren de un fluido secundario donde la producción de electricidad se lo realiza mediante centrales binarias.

De acuerdo a la curva que mostraba el comportamiento del agua bajo temperatura y presión elevadas se observó que a temperaturas menores a 350°C el fluido tiene predominancia líquida, en cambio a valores superiores a los 350°C ya se puede contar con vapor seco dominante. En el área Chachimbiro se cuenta

con una temperatura de 240°C por lo tanto la probabilidad de encontrar recurso líquido dominante es bastante alto.

Conjuntamente con lo analizado y en concordancia a las ventajas y desventajas presentadas de cada una de las diferentes centrales, este tipo de plantas se encuentran presentes en un porcentaje mucho mayor en distintos campos geotérmicos, algunos de los cuales presentan características similares al área geotérmica analizada. Por lo tanto se puede decir que la central de evaporación súbita o más conocida como flash es la que presenta las mejores prelación para instalar en el área geotérmica Chachimbiro.

Características del fluido geotérmico

Al no existir una valoración real, suministrada por pozos exploratorios que hasta la fecha no se han ejecutado en el país, se procedió a realizar una comparación con centrales geotérmicas operando en otros países, que poseen una estructura geológica similar a la del proyecto.

	UNID.	MEXICO		COSTA RICA	
		CERRO PRIETO I	CERRO PRIETO IV	MIRAVALLS I	MIRAVALLS III
		CARACTERÍSTICA	CARACTERÍSTICA	CARACTERÍSTICA	CARACTERÍSTICA
Año de Inicio		1973 (1+2) 1979(3+4)	2000	1994	2000
Tipo		Single Flash	Single Flash	Single Flash	Single Flash
Capacidad, MW		37,5	25	55	29
Temperatura del recurso	°C	250	-	240	240
Flujo del fluido geotérm.	kg/s	-	-	760	270
Presión de boca de pozo	bar	6	-	-	12
Turbina					
Cilindros		1	1	1	1
Flujo/turbina		2	1	2	1
Etapas/flujo		6	7	6	5
Presión de entrada	bar	6,2	10,5	6,0	5,6
Temperatura de entrada	°C	160 (sat)	182 (sat)	158,9	156,8
Masa de flujo de vapor	kg/s	79,25	48,9	110,0	57,7
Presión de escape	kPa	11,85	11,5	12,5	9,0
Altura/alabe (últ. etapa)	mm	508	584,2	584	635
Velocidad	rpm	3600	3600	3600	3600

Generador					
Potencia	MVA	44.2	-	-	-
Voltaje	kV	13,8	-	-	-
Frecuencia	Hz	60	-	-	-
factor de potencia		0,85	-	-	-
Refrigeración		hidrógeno	-	-	-
Condensador					
Tipo		Contacto directo	Contacto directo	Bajo nivel	Contacto directo
Flujo de condensación	kg/s	2974	1681	4233,6	2143
Temperatura de Entrada	°C	32,00	32,9	28,9	27,4
Temperatura de Salida	°C	45,3	47,4	49,4	40,8
Eyector					
Eyector		Si	Si	Si	Si
Etapa		2	2	2	2
Flujo de vapor	kg/s	6,68	2,16	4,057	1,517
Sistema de refrigeración					
Tipo		Flujo cruzado	Flujo cruzado	-	-
Flujo de agua	kg/s	3213	1848	-	-
Potencia de la bomba	kW	835	225	450	600
Rendimiento de la planta					
Eficiencia de utilización	%	34,5	34,5	29,6	29,7

Tabla 4.3 Características de centrales tipo flash (1)

Fuente: DIPIPO, Ronald. Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts

SALVADOR						
Central Ahuachapán						
Tipo	Potencia	Temperatura de reservorio	Presión del reservorio	Fracción del vapor	Tipo de reservorio	Caudal total
Single Flash	30 MW	240°C	18-20 bar	14-100%	Líquido - Dominante	714 kg/s
Temperatura de admisión	Flujo de la turbina	Presión de entrada	velocidad turbina	Tipo de condensador	Temperatura de salida	Presión condensador
155 °C	144 kg/s	4-6 bar	3600 rpm	Barométrico	27°C	0,085 bar
Gases incon.	Generador	Factor de potencia		Producción por pozo		P Boca Pozo
0,2%	35 MVA	0,85		5 MW		12 bar
Central Berlín						
Tipo	Potencia	Temperatura de reservorio	Presión del reservorio	Fracción del vapor	Tipo de reservorio	Caudal total
Single Flash	28,1 MW	290°C	100-110 bar	15-100%	Líquido - Dominante	350 kg/s
Temperatura de admisión	Flujo de la turbina	Presión de entrada	Velocidad turbina	Tipo de condensador	Temperatura de salida	Presión condensador
190 °C	133 kg/s	10 bar	3600 rpm	Contacto directo	29°C	0,01 bar
Gases incon.	Generador	Factor de potencia		Producción por pozo		
0,4%	34 MVA	0,85		8 MW		

Tabla 4.4 Características de centrales tipo flash (2)

Fuente: www. la geo.com y Barrios Luz desarrollo de los recursos geotérmicos en el Salvador

Se tomo centrales geotérmicas solamente a lo largo de América Latina debido a que Ecuador forma parte del mismo cinturón de fuego que atraviesa a todo el continente. Sobre la base de las investigaciones realizadas en el país los expertos han determinado que países como Costa Rica, Salvador, (América central) son los que más se asemejan en sus características. En esta forma se han determinado las probables características que podría tener el fluido geotérmico que se presentan a continuación:

CARACTERÍSTICAS CAMPO GEOTÉRMICO CHACHIMBIRO		
Potencial hipotético	113	MW
Profundidad del recurso	1500	m
Temperatura del reservorio	240	°C
Superficie	17,28	km ²
Temperatura media	12	°C
Presión de boca de pozo	8-12	bar
Gases incondensables	2-4	%
Caudal del fluido	144-270	kg/s
Presión del Separador	7-10	bar
Calidad del vapor	20-25	%
Presión de a la entrada de la turbina	5-9	bar
Eficiencia de la planta	29-34	%
Temperatura a la entrada de la turbina	159-170	°C
Flujo de vapor	20-50	kg/s

Tabla 4.5 Características para la central geotérmica Chachimbiro
Elaboración propia

Determinación de la potencia

Si bien los estudios existentes arrojan un potencial hipotético de 113 MW en el área geotérmica de Chachimbiro, es conveniente iniciar la instalación de una central de menor potencia pero proyectada a obtener una mayor capacidad conforme la disponibilidad del recurso lo permita. Por esta razón se ha definido que la primera etapa del desarrollo del proyecto contempla una potencia instalada de 30 MW.

Cuando se quiere construir una central de 30MW es mejor hacerla con dos unidades de 15 MW por razones de confiabilidad (en el caso de salida de una unidad de servicio, por mantenimiento, fallo u otra razón relacionada con la operación). Además la utilización de unidades de mayor tamaño, presentan la desventaja de mayores esfuerzos de los alabes de la última etapa provocando muchas veces fallas por corrosión- esfuerzo.

Los tamaños de las turbinas geotérmicas pueden ser:

Flujo sencillo	Doble flujo	Dos turbinas con un solo generador
15, 20, 27 MW	45, 55, 60 MW	100,120MW

Las centrales geotérmicas a condensación consumen en sistemas auxiliares cerca del 5% de su potencia generada.

4.3.2 EQUIPOS COMPONENTES DE LA CENTRAL GEOTERMICA FLASH

Una central geotérmica está constituida por una serie de sistemas y subsistemas, en cada uno de los cuales se pueden identificar varios equipos que en conjunto conforman toda la planta, A continuación se presenta el equipamiento acompañado de una breve descripción y sus principales características.

EQUIPAMIENTO	TIPO DE SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA			
	VAPOR SECO	SIMPLE FLASH	DOBLE FLASH	BINARIA
Vapor y/o suministro de salmuera				
Bombas de fondo de pozo	No	No	No	Si
Válvula de cabeza de pozo	Si	Si	Si	Si
Silenciadores	Si	Si	Si	No
Removedor de partículas y arena	Si	No	No	Si
Tubería de vapor	Si	Si	Si	No
Separador de vapor ciclónico	No	Si	Si	No
Recipiente flash	No	No	Si	No
Tubería de salmuera	No	Si	Si	Si
Bomba elevadora de presión	No	Posible	Posible	Posible
Removedor de humedad	Si/No	Si	Si	No
Intercambiadores de calor				
Evaporadores	No	No	No	Si
Condensadores	Si	Si	Si	Si
Turbina - Generador y controles				
Turbina de vapor	Si	Si	Si	No
Turbina de vapor orgánica	No	No	No	Si
Turbina de doble entrada	No	No	Si	No
Sistema de control	Si	Si	Si	Si
Bombas				
Condensado	Si/No	Si/No	Si	Si
Circulación de agua de refrigeración	Si/No	Si/No	Si	Si
Inyección de salmuera	No	No/Posible	Si/No	Si
Sist. eliminación gases no conden.				
Eyectores	Si	Si	Si	No
Compresores	Posible	Posible	Posible	No
Bombas de vacío	Posible	Posible	Posible	No
Torre de enfriamiento				
Tipo húmedo	Si/No	Si/No	Si	Posible
Tipo vapor	No	No	No	Posible

Donde Si=generalmente usado, No=generalmente no usado, Posible=posiblemente usado bajo posibles circunstancias

Tabla 4.6 Principales equipos para los distintos tipos de centr. geotérmicas

Fuente: DIPIPPO, Ronald. *Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts*

lo mismo con la presión que disminuirá a medida que avanza hacia la superficie. El pozo geotérmico en su parte inferior trabaja con la llamada presión de fondo cuyo valor es menor a la existente en el reservorio. En cada pozo productor hay un conjunto de equipos para controlar y monitorear el flujo del fluido geotérmico desde el pozo hacia la central. Este equipo incluye:

- Válvulas, Silenciador, Colector, Tuberías e instrumentación

Placa orificio, ubicada entre el pozo y el separador de vapor su función es regular el caudal o flujo y producir la caída de presión deseada.

4.3.2.1.2 *Silenciador (S)*

En el caso en que la cantidad de vapor sea más elevada de la que necesita la central, o debido a una baja súbita de carga, es preciso prescindir de este exceso descargándolo a la atmosfera con el fin de proteger al equipo de toda la central. Los silenciadores están destinados a atenuar los ruidos provocados por la turbulencia creada cuando el flujo de salida de vapor se mezcla con la atmósfera. También se los utiliza en las operaciones de apertura-conexión de los pozos a la red de tuberías y durante las pruebas y mediciones. Para una correcta elección del silenciador es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Naturaleza del fluido.
- Presión admisible a la entrada del silenciador.
- Caudal transmitido por el silenciador
- Diámetro de la tubería de empalme con el silenciador.
- Naturaleza del acero.
- Poder corrosivo del fluido.

4.3.2.1.3 *Colector de vapor (c)*

Es un tanque a presión que tiene la función de recolectar el vapor procedente de una serie de pozos productores y homogenizar tanto el flujo como las presiones en una sola toma, debido a las variaciones que presenta el vapor procedente de los diferentes pozos productivos. Es así que el vapor saldrá como un solo flujo hacia el separador ciclónico manteniendo las mismas propiedades de presión y temperatura bajo condiciones de saturación.

4.3.2.1.4 *Tuberías de vapor y líneas de agua (vp)*

El vapor proporcionado a la turbina se lo realiza a través de una red de tuberías las cuales se unen a un sistema de recolección de vapor (colector de vapor). Al no encontrarse en muchos casos la central geotérmica cerca de los pozos productores, el diseño de las líneas transmisoras de vapor merece un análisis detallado sobre la regulación de flujos, debido a la influencia que ejercen de manera determinante en la viabilidad económica del proyecto.

En el caso de una salida de operación de vapor o una baja súbita de carga, existe un sistema de emergencia conformado por distintas válvulas que regulan el flujo, lo descargan a la atmósfera o simplemente lo dirigen a otro centro de consumo con el objeto de precautelar el equipamiento de toda la central. Dos ramales de tubería pueden ser apreciados, la línea principal considerada a la tubería que llega hasta la turbina y la línea secundaria que conforma las tuberías del sistema de enfriamiento.

El material utilizado para la conducción del fluido debe soportar sus propiedades de resistencia química bajo las condiciones de presión, temperatura, viscosidad, etc. Las compañías manufactureras de tuberías, equipos y accesorios relacionados, tienen tablas de resistencia química que sugieren materiales adecuados a cada fluido. Con el fin de evitar pérdidas de calor, vapor y condensado es importante la selección adecuada de los diferentes componentes y accesorios del sistema. Los accesorios se utilizan en conducciones de tuberías donde estas pueden sobrellevar un cambio de dirección, estrechamientos, ensanchamientos y ramificaciones. Entre los principales accesorios se tiene:

- Uniones, Codos, Válvulas, Bridas, Disco Ciego, Juntas, Medidores de flujo.

El material de tubería idóneo debe establecer una relación entre corrosión, erosión y contaminación contra el costo, tomando en cuenta que las pérdidas de calor y presión son directamente proporcionales a la longitud de la tubería.

4.3.2.1.5 *Separador de vapor (SP)*

Dispositivo mecánico que opera a una presión dada y es empleado en la separación agua-vapor del fluido geotérmico proveniente del reservorio. El vapor en consecuencia se envía hacia la turbina.

Aún cuando los separadores pueden tener distintas configuraciones, generalmente poseen una sección primaria o de entrada, una sección secundaria donde las fases fluyen libremente y una sección de recolección del líquido separado. Sin embargo puede existir una cuarta sección, que permite aumentar la eficiencia de separación.

Tipo de separadores de vapor

Existen algunos tipos de separadores vapor/ agua que son:

a) Tipo Ciclónico

Se basa en una entrada tangencial del fluido, poseen unos álabes fijos que imprimen a la mezcla agua-vapor un movimiento de rotación, proyectando el líquido más denso hacia las paredes del separador por efecto de la fuerza centrífuga, el agua se depositará en su parte inferior para ser reinyectado en el reservorio mientras que el vapor húmedo ascenderá hacia el removedor de humedad. La producción del vapor separado depende de la presión de separación.

b) Tipo Webre

Es un sistema muy eficiente en la separación de la mezcla agua y vapor a condiciones de flujo y presión determinados. El mecanismo de separación centrífugo es bastante sencillo por lo que el equipo también lo es, Su objeto es separar el agua del vapor cuando se tienen contenidos de agua mayores al 10%. Su principio de operación es la fuerza centrífuga y la diferencia de densidades líquido-vapor. Se instala como separación primaria entre el pozo y el secador de humedad. La calidad final del vapor estará entre el 95 a 99%. Es actualmente utilizado en la central geotérmica Cerro Prieto, en Nueva Zelanda se lo ha utilizado como equipo de flasheo a baja presión.

a) Tipo MHI

Equipo horizontal diseñado y probado en Japón, utilizado en el campo geotérmico Hatchobaru (55 MW) con presiones de admisión de 6,0 y 0,11 kg/cm²g. El fluido geotérmico entra en el sistema de alimentación del flasheador a través de una placa orificio donde se produce la caída de presión, formando una mezcla de agua-vapor en condiciones de equilibrio termodinámico. Dentro de la cámara de separación centrífuga se efectúa la separación de la mezcla y el agua desciende

a través de canales hasta el fondo, mientras que el vapor sale de la cámara por medio de los espacios que quedan entre los canales por donde descendió el agua. El vapor al salir de la cámara tiende a subir hacia la descarga ubicada en la parte superior, cambiando su dirección en 180°, en esta etapa puede existir una segunda separación del vapor por fuerza gravitacional (área de paso grande versus baja velocidad de vapor).

4.3.2.1.6 *Secador (SC)*

El secador realiza la última etapa de eliminación de humedad incrementando la calidad de vapor. Son del tipo laberíntico, poseen unos paneles que fuerzan al vapor a realizar cambios bruscos de dirección. Debido a la fuerza centrífuga y a la gravedad dirige la humedad al exterior donde es recogida en unas bandejas colectoras. Se encuentra ubicado a una distancia próxima a la turbina y es capaz de elevar el porcentaje de vapor seco en un promedio del 99%. Su uso se encausa a la separación cuando se tienen contenidos de agua inferiores al 10%.

A una presión mayor a la establecida para la operación normal de la turbina, el secador posee un disco de ruptura diseñado para tolerar la presión específica, este disco se romperá en el caso de sobrepasarse este valor, impidiendo el abastecimiento de vapor a la central y así precautelando la seguridad de la misma.

4.3.2.2 **Sistema de vapor de la turbina**

El vapor proveniente del secador se dirige por medio de la tubería principal hacia la turbina. La línea de vapor tendrá una válvula principal de paro y una válvula de regulación.

4.3.2.2.1 *Turbina (T)*

Son máquinas térmicas que generan energía a partir de vapor a alta presión y temperatura, el vapor se expande hasta una presión menor (esta expansión es posible por la variación del volumen específico que evoluciona en la máquina), y parte de la diferencia de entalpía entre el vapor entrante y saliente se convierte en energía mecánica en el eje de la máquina.

En una turbina se pueden distinguir dos partes, el rotor y el estator. El rotor está formado por ruedas de álabes unidas solidariamente al eje moviéndose conjuntamente y constituye la parte móvil de la turbina. El estator también está formado por álabes, no unidos al eje sino a la carcasa de la turbina.

Tipo de turbinas

De acuerdo al movimiento de la corriente de vapor dentro del cuerpo de la turbina, se tiene: tipo radial cuando la circulación de vapor se determina en un plano perpendicular al eje de la turbina y tipo axial cuando la circulación de vapor se establece paralelamente al eje de la turbina, siendo estas últimas las más utilizadas. En base a las condiciones de operación y el salto térmico las turbinas de vapor pueden ser:

a. Condensación

Tiene un tamaño bastante considerable, descargan vapor húmedo a un nivel térmico bastante bajo, son una buena opción cuando se requiera obtener la máxima energía mecánica. La presión de descarga puede tener un valor inferior a la presión atmosférica debido a la condensación del vapor de salida. Este tipo de turbina es la más utilizada en centrales geotérmicas tipo flash.

b. Contrapresión

Turbina utilizada en centrales geotérmicas a boca de pozo. El vapor a la salida se encuentra a una presión superior a la presión atmosférica. Proveen un mayor rendimiento térmico completo de la central y son una buena opción cuando el vapor es el principal objetivo del proyecto. No poseen condensador.

c. Condensación con extracción intermedia

Es un tipo de turbina que enlaza tanto las características de la turbina de contrapresión como de condensación, puede considerarse como dos turbinas acopladas en serie. El vapor que llega a la turbina pasa por la primera etapa, a la salida una parte del vapor se extrae y el resto pasa por la segunda etapa. La primera etapa corresponde a una turbina de contrapresión y la segunda a una turbina de condensación.

De acuerdo al tipo de expansión se pueden distinguir dos tipos de turbinas:

a) Acción

Cuando la expansión del fluido solo se realiza en el estator, no existe variación térmica en los alabes fijos. En estas turbinas no hay cambio de presión en la rueda móvil, donde el cambio de velocidad absoluta del fluido genera el intercambio de energía.

b) Reacción

Cuando parte de la expansión tiene lugar en el estator y otra en el rotor. El grado de reacción indicará la parte de la expansión dada en la corona móvil respecto a la total, para un grado de reacción cero la turbina será de acción, si el valor es la unidad la turbina será de reacción pura.

Las turbinas de vapor requieren de equipos auxiliares como sistema de lubricación, sistema de refrigeración, sistema de regulación y control y unos cojinetes de fricción.

4.3.2.3 Sistema de enfriamiento principal

La función del sistema es condensar el vapor mediante el uso del agua recirculante. Al condensar el vapor que procede de la turbina se disminuye su presión hasta valores inferiores a la presión atmosférica, lo cual conlleva a minimizar la entalpía a la salida de la turbina. Este sistema está formado por:

- Condensador. Torre de enfriamiento.

4.3.2.3.1 Condensador (C)

El propósito de un condensador es sostener una temperatura de condensación bastante baja, de tal forma que la relación de expansión en la turbina sea aceptable. La condensación se la efectúa mediante la reducción de la presión hasta valores menores a la presión atmosférica.

El vapor proveniente de la turbina se hace pasar por el condensador, que no es más que un dispositivo de refrigeración vacío de aire, donde el vapor se transforma nuevamente en líquido; la condensación se realiza introduciendo agua fría a presión, obligándola a circular por unos serpentines de refrigeración.

Tipo de condensadores

El tipo de condensador a utilizar depende de las condiciones propias del área donde va a funcionar la central (factores meteorológicos, disponibilidad de agua superficial, tecnología utilizable). Entre los distintos equipos de condensación más frecuentes en centrales geotérmicas se puede citar a 3:

- Tipo barométrico
- Tipo chorro o contacto directo
- Tipo superficial

Los dos primeros tipos de condensadores son similares en la forma en la cual el vapor de escape y el agua de refrigeración se ponen en contacto; la diferencia estriba en el método de evacuar el agua y el condensado.

a) Condensador barométrico

El principio de control se efectúa a través de una columna de agua que se crea en la pierna de condensador y se encuentra regulada por la presión atmosférica. Existe un contacto directo entre el vapor y el agua de enfriamiento que se juntan dentro del condensador. Son menos costosos de construcción pero necesitan mayores caudales de agua de refrigeración.

Los condensadores de tipo barométrico se colocan a un nivel elevado (del orden de 12 m), sobre el punto por donde se descarga el agua, de esta forma el agua a través de un tubo con cierre hidráulico o columna barométrica saldrá por acción de la gravedad.

b) Condensadores de chorro

Conocidos también como de nivel bajo (limitada capacidad de la bomba). El vapor proveniente de la turbina pasa al condensador y se fusiona con el agua de refrigeración. El vapor y el agua fría circulan a contracorriente, es decir en sentido contrario. La mezcla condensada se reúne en la parte inferior del condensador, donde será extraída por medio de una bomba. La resistencia al intercambio de calor entre los dos fluidos es menor aumentando la eficiencia del equipo. Son bastante sencillos y su mantenimiento bastante fácil. En los condensadores de chorro, la cámara de condensación debe encontrarse a una altura baja para ser instalada debajo de la turbina. Inconveniente que presenta es el elevado consumo de agua fresca de refrigeración.

c) Condensadores de superficie

El condensador de superficie proporciona un elevado grado de vacío con un pequeño consumo de potencia, obteniendo un producto condensado de mucha pureza, se emplean cuando no se quiere que el vapor condensado entre en contacto directo con el circuito del agua de enfriamiento, con el fin de recuperarlo y evitar la contaminación del sistema de enfriamiento del agua. El agua fría circulará por el serpentín y el vapor por el exterior de los tubos.

4.3.2.3.2 Torre de enfriamiento (TE)

Las torres de refrigeración son estructuras rectangulares de madera, hormigón o metálicas, determinadas para enfriar el agua que proviene del condensador, disipan el calor a la atmosfera a través de la transferencia de energía entre el agua y el aire. Las variaciones meteorológicas, temperatura y humedad relativa del aire, afectan la performance de la torre, en menor medida la presión atmosférica y la velocidad de los vientos. Las centrales de vapor geotérmico no necesitan un suministro importante de agua de refrigeración, una ventaja importante en zonas áridas.

Tipos de torre de enfriamiento

De acuerdo al mecanismo de circulación las torres de refrigeración son:

- Torres de tiro natural
- Torres de tiro forzado
- Torres de tiro inducido

a) Torres de tipo natural

La circulación de aire por la torre se da debido a la diferencia de densidad entre el aire frío que entra a la torre y el aire caliente que sale de la misma. Estableciéndose de esta forma un tiro natural ascendente. La boca de entrada se ubica en la base de la torre y la de la salida en la parte superior. Son ideales para cantidades muy grandes de enfriamiento.

b) Torres de tipo forzado

El aire circula debido a ventiladores ubicados en la base que lo impulsan para descargarlos por la parte superior. Su diseño es compacto pero consumen más energía. Debido a la baja velocidad del aire de salida, esta torre está sujeta a una recirculación de vapores húmedos de salida que retornan a las entradas de aire.

c) Torres de tipo inducido

El aire se succiona mediante un ventilador situado en la parte superior de la torre. Precisa de un amplio espacio para una conveniente distribución de aire. La torre de tiro inducido faculta una distribución más uniforme del aire, por lo tanto no tiene problemas de recirculación de aire caliente y húmedo (como en torres tipo forzado) que afectan notablemente a la efectividad. Son las más utilizadas en centrales geotérmicas.

4.3.2.3.3 Pozos re-inyección (PR)

El agua se conduce hacia los pozos de reinyección para retornar de nuevo al reservorio, maximizando la vida útil del vapor al no sobre-explotar el campo geotérmico, contribuyendo adicionalmente con el ambiente al impedir una probable contaminación de los mantos acuíferos.

La reinyección en caliente se realiza mediante tuberías de acero, las cuales deben diseñar para absorber las dilataciones térmicas. La reinyección en frío (proveniente de la torre de enfriamiento y condensador) se las ejecuta mediante tuberías de polietileno de alta densidad, la cual puede ser enterrada o colocada a cielo abierto.

4.3.2.4 Sistema de vacío de condensador

El sistema de vacío trabaja conjuntamente con el sistema de enfriamiento principal pues tiene la función de extraer los gases incondensables y obtener el valor del vacío deseado (diferencia de temperaturas entre el vapor a la salida del condensador y el agua de enfriamiento proveniente de las torres de enfriamiento).

Este sistema está conformado por:

- Eyectores de vapor o
- Compresor de gases

4.3.2.4.1 Eyectores de vapor (sistema híbrido) (EY)

El vapor geotérmico contendrá cierta cantidad de gases incondensables (1- 2% en peso) equivalente a extraer entre 4-8 toneladas.

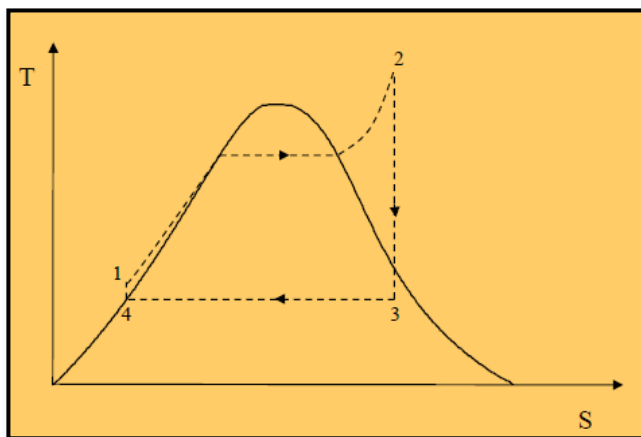
La forma más simple consiste en la utilización de eyectores alimentados con vapor, a pesar de su bajo costo de adquisición, el consumo muy elevado y la poca eficiencia no los vuelve muy atractivos, Otra manera consiste en la utilización de compresores pero tienen una operación compleja además de un elevado costo de adquisición y deben trabajar en conjunto con eyectores puesto que el compresor no basta para alcanzar el vacío adecuado afectando notablemente al rendimiento. La más eficiente se basa en un sistema híbrido, formado por una combinación de eyectores y condensadores de contacto en una primera etapa y bombas de vacío en una segunda. En este proceso el gas pasará desde un vacío hasta una presión superior a la atmosférica.

4.3.3 CICLO TERMODINÁMICO

4.3.3.1 Proceso termodinámico en centrales térmicas

En una central térmica las etapas esenciales del ciclo son las indicadas a continuación:

1. El agua a temperatura ambiente es bombeada hasta la caldera
2. Una vez en la caldera el calor obtenido por la combustión de un combustible fósil, es participada al agua pasando de estado líquido a vapor de alta presión.
3. El vapor se expande en la turbina transformando su energía en trabajo mecánico.
4. El vapor saliente es enfriado hasta la temperatura ambiente en el condensador.



Gráfica 4.3 Ciclo Rankine para centrales térmicas

Fuente: Turbinas de vapor

1-2 Proceso de calentamiento a presión constante en una caldera.

Consta de tres partes: La trayectoria siguen una isobara.

- Calentamiento de agua líquida hasta su temperatura de saturación.
- Vaporización a temperatura y presión constante.
- Sobrecalentamiento del vapor hasta una temperatura muy superior a la de saturación.

2-3 Expansión adiabática reversible (isoentrópica).

El vapor se expande hasta la presión del condensador, La trayectoria por lo general cruza la curva de saturación y produce vapor húmedo a la descarga. El sobrecalentamiento producido en la etapa anterior lleva a la descarga de la turbina a condiciones próximas a las de vapor saturado por lo que el contenido de líquido es pequeño.

3-4 Condensación

Se condensa el vapor restante a la salida de turbina. Esta condensación se realiza a presión y temperatura constante, llevando al fluido hasta condiciones de líquido saturado.

4-1 Bombeo adiabático reversible

Bombeo del líquido condensado hasta la presión de la caldera

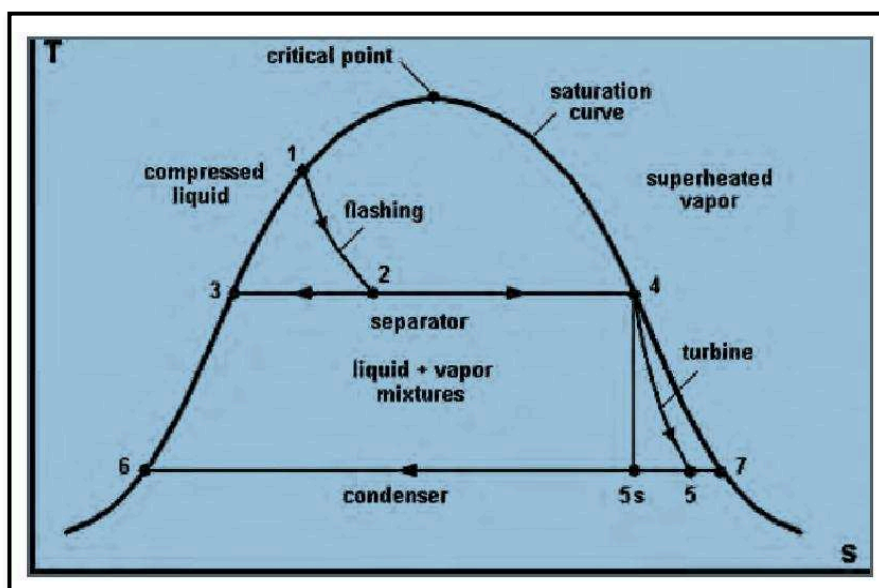
El ciclo rankine es aplicable a una central térmica, en una central geotérmica la etapa (1-2) es realizada dentro del reservorio, no es necesario del uso de una caldera y la quema de combustibles fósiles, sino que el vapor proveniente del yacimiento será conducido directamente hacia la turbina donde se realizará la expansión del vapor para transformarse en energía mecánica (2-3). El vapor a la salida será condensado (3-4) para ser reinyectado nuevamente al reservorio. Cabe recalcar que es un ciclo abierto en consonancia con el ciclo cerrado de las plantas térmicas.

4.3.3.2 Proceso termodinámico en centrales geotérmicas

Se basa en los principios termodinámicos fundamentales de la conservación de la energía (primera ley de la termodinámica) y el principio de conservación de la masa.

Diagrama Temperatura vs Entropía

Los procesos sometidos por el fluido geotérmico son apreciados de mejor manera mediante un diagrama de estado termodinámico en el que la temperatura del fluido se representa en el eje de ordenadas y la entropía específica se representa en el eje de abscisas. El diagrama de temperatura-entropía para centrales simple flash se muestra a continuación.



Gráfica 4.4 Diagrama Temperatura- entropía para centrales single-flash

Fuente: DIPIPO, Ronald. *Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts*

El proceso comienza con un fluido geotérmico de baja presión en el punto **1**, cerca a la curva de saturación. El proceso de flasheo se considera como de entalpía constante (proceso isoentálpico), ya que se produce de manera continua, y sin implicación de trabajo, tampoco se tiene en cuenta algún cambio en la energía cinética o potencial del fluido a medida que es sometido a la separación (flash). Por lo tanto se tendría la siguiente relación:

$$h_1 = h_2 \quad {}^6(\text{Ec. 4.1})$$

El **proceso de separación**, una vez que el flash se ha llevado a cabo se modela como de presión constante (proceso isobárico). La calidad (x_2) de la mezcla que

⁶ DIPIPO, Ronald. *Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts 2005. Pág 92.*

se forma después de la separación punto **2**, se puede encontrar mediante la siguiente relación:

$$x_2 = \frac{h_2 - h_3}{h_4 - h_3} \quad (Ec. 4.2)$$

Este valor nos indica la cantidad de vapor que va a la turbina por unidad de flujo de masa total. El trabajo producido por la **turbina** se calcula mediante la siguiente relación:

$$W_t = h_4 - h_5 \quad (Ec. 4.3)$$

La potencia mecánica bruta desarrollada por la turbina está dada por:

$$\dot{W}_t = \dot{m}_s \cdot w_t = x_2 \cdot \dot{m}_{total} \cdot w_t \quad (Ec. 4.4)$$

Para encontrar la potencia neta simplemente se resta de la potencia total aquella que corresponde a los sistemas auxiliares. La energía eléctrica bruta será igual a la potencia de la turbina por la eficiencia del generador así:

$$\dot{W}_e = \eta_g \cdot \dot{W}_t \quad (Ec. 4.5)$$

Si se supone que no hay pérdida de calor en la turbina y además no se toma en cuenta los cambios de energía cinética y potencial del fluido que entra y sale. El máximo trabajo posible se generaría si la turbina operará adiabáticamente y reversiblemente, es decir, a entropía constante. El proceso ideal sería desde el punto **4** al **5s**. La **eficiencia de la turbina isentrópica** η_t , se define como la relación entre el trabajo real para el trabajo ideal, es decir:

$$\eta_t = \frac{h_4 - h_5}{h_4 - h_{5s}} \quad (Ec. 4.6)$$

Este valor se ve afectado por la cantidad de humedad que está presente durante el proceso de expansión, mientras mayor es la humedad, menor la eficiencia. Este

⁷ Las ecuaciones (Ec 4.2 - 4.3 - 4.4 - 4.5 y 4.6) fueron extraídas de la siguiente fuente bibliográfica: DIPIPO, Ronald. Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts 2005. Pág.92-93.

efecto puede ser cuantificado mediante el uso de la llamada regla Baumann, que dice que una humedad promedio de 1% provoca una caída de aproximadamente un 1% en la eficiencia de la turbina. Ya que las turbinas geotérmicas generalmente operan en la región húmeda, adoptando la regla de Baumann se puede encontrar la eficiencia isoentrópica de una turbina operando con vapor húmedo:

$$\eta_{tw} = \eta_{td} \cdot \left[\frac{x_4 + x_5}{2} \right] \quad {}^8(\text{Ec. 4.7})$$

Siendo:

η_{td} : Eficiencia de la turbina de vapor y puede ser considerada como del 85%.

Punto **5** está determinado por la solución de la ecuación de la eficiencia de la turbina isentrópica η_t . La entalpía de salida ideal donde el término entropía $\frac{s_4 - s_6}{s_7 - s_6}$ da la calidad del vapor a la salida de la turbina ideal se encuentra así:

$$h_{5s} = h_6 + (h_7 - h_6) \cdot \left[\frac{s_4 - s_6}{s_7 - s_6} \right] \quad (\text{Ec. 4.8})$$

Haciendo uso de la regla de Baumann la entalpía de salida real sería calculada mediante la siguiente relación:

$$h_5 = \frac{h_4 - A \cdot \left[1 - \frac{h_6}{h_7 - h_6} \right]}{1 + \frac{A}{h_7 - h_6}} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Siendo:

A : factor determinado $A = 0.425(h_4 - h_{5s})$

Estas ecuaciones se basan en el supuesto de que la calidad en la entrada de la turbina, x_4 , es igual a uno, es decir, el vapor que entra es vapor saturado. Para el **condensador** se hace uso de la primera ley de termodinámica. Para determinar el caudal de agua de refrigeración se emplea la siguiente fórmula:

Para condensador de superficie

$$\dot{m}_{cw} = x_2 \cdot \dot{m}_{total} \cdot \left[\frac{h_5 - h_6}{\bar{c} \cdot \Delta T} \right] \quad (\text{Ec. 4.10})$$

⁸ Las ecuaciones (Ec 4.7 - 4.8 - 4.9 y 4.10) fueron extraídas de la siguiente fuente bibliográfica: DIPIPO, Ronald. Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts 2005. Pág.93-94.

Para condensador de contacto directo

$$\dot{m}_{cw} = x_2 \cdot \dot{m}_{total} \cdot \left[\frac{h_5 - h_6}{\bar{c} \cdot (T_6 - T_{cw})} \right] \quad {}^9(\text{Ec. 4.11})$$

Siendo:

\bar{c} : Calor específico del agua de refrigeración, aprox. $\left(1 \frac{BTU}{lbm \cdot ^\circ F} \text{ o } 4,2 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ K} \right)$.

ΔT : Aumento de la temperatura del agua de refrigeración que pasa por el condensador.

4.3.4 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

La presión del fluido geotérmico está limitada a las condiciones que provee el pozo, llegando a la turbina vapor saturado o ligeramente recalentado, característica que no sucede en una central térmica donde el vapor está sobrecalentado con una temperatura muy arriba a la de saturación y con una presión bastante elevada.

4.3.4.1 Cálculo de los pozos productores

Existen algunos inconvenientes en la estimación del caudal medio del pozo, a esto se suma el desconocimiento de la cantidad de pozos que no producen nada, por lo tanto se crea una incertidumbre en la determinación del número de pozos a perforarse para obtener la cantidad de fluido específica.

Se estima que por cada tres perforaciones dos pozos serán productivos con una probabilidad del 66% (Armstead). Tomando en cuenta una consideración común en muchos campos geotérmicos donde se valora a un pozo con una capacidad de 5MW (Dipippo), se tiene mediante la siguiente relación el número de pozos productores.

$$\text{Número de pozos productores} = \frac{\text{Potencia a instalar}}{\text{Potencia por pozo}} \quad {}^{10}(\text{Ec. 4.12})$$

⁹ DIPIPO, Ronald. Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts 2005. Pág.94.

¹⁰ SIERRA, José Luis; PEDRO Graciela. Energía Geotérmica. Argentina. 1998. Pág.25.

Considerando una probabilidad del 66% el número de pozos a perforar será:

$$\text{Número de pozos a perforar} = \frac{\text{Número de pozos productores}}{0.66} \quad {}^{11}(\text{Ec. 4.13})$$

4.3.4.2 Cálculo del separador

Para establecer las condiciones de trabajo de los separadores, es necesario conocer las características del fluido geotérmico como es: flujo, presión, temperatura y composición química. La separación vapor-agua es un proceso considerado como de entalpía constante, por lo tanto el valor obtenido en boca de pozo se conservará mientras el fluido geotérmico está sometido al flashing. Se aplicará la Ec. 4.1:

$$\begin{aligned} \text{Entalpía boca de pozo} &= \text{Entalpía de separador} \\ h_1 &= h_2 \end{aligned}$$

A presión conocida (P), bajo temperatura de saturación (T) y con la ayuda de las tablas termodinámicas se encuentra la entalpía de la mezcla

$$P, T \rightarrow h_{\text{líquido}}, h_{\text{vapor}}^{12}$$

En condiciones en las que coexisten las mezclas de agua y vapor; para definir las propiedades exactas se requiere otro parámetro que se conoce como calidad termodinámica de equilibrio, o título x, que se define como el tanto por uno en peso de vapor saturado en la mezcla líquido-vapor, y se obtiene mediante la utilización de la Ec. 4.2:

$$x_2 = \frac{h_2 - h_3}{h_4 - h_3} \quad \text{O a su vez} \quad x_2 = \frac{\text{masa-vapor}}{\text{masa-total}}$$

Por lo tanto la entalpía específica estará determinada por la siguiente relación:

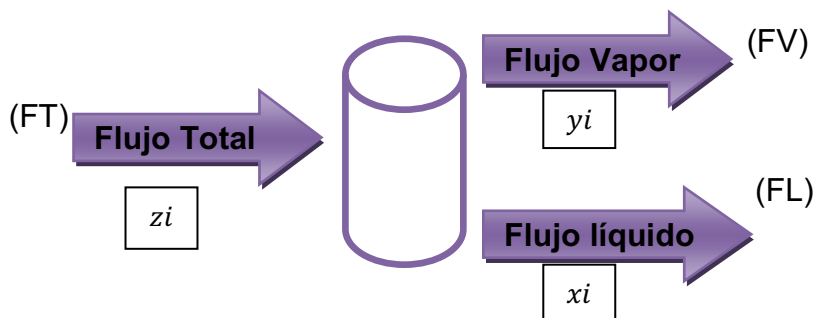
$$h_{\text{especifica}}(2) = x_2 \cdot h_{\text{vapor}} + (1 - x_2) \cdot h_{\text{líquido}} \quad {}^{13}(\text{Ec. 4.14})$$

¹¹ SIERRA, José Luis; PEDRO Graciela. Energía Geotérmica. Argentina. 1998. Pág.36.

¹² Las tablas termodinámicas donde conocida la presión se puede encontrar la entalpía de la mezcla (h líquido y h vapor) están en la siguiente fuente bibliográfica KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edition. January. 1961. Pág 27-33

¹³ POUSS, Jaume; JUTGLAR, Lluís. Energía Geotérmica. Ediciones Ceac. Barcelona. España. 2004. Pág. 109-110.

Dentro del balance de masa se valorará al separador indicado en la gráfica 4.5:



Gráfica 4.5 Diagrama esquemático del balance de masa de un separador de vapor
Elaboración propia

Se parte de la mezcla total donde coexisten ambas fases (líquido y vapor), denominado en este caso como flujo total (FT) (dado como flujo molar z_i) a presión y temperatura especificada. Considerando un modelo termodinámico ideal se desea determinar la distribución de la mezcla en:

FV (mol/hr) de vapor de composición y_i ,

FL (mol/hr) de líquido de composición x_i

Las ecuaciones de balance estarían determinados por:

$$\text{Balance de masa} \quad z_i = FV y_i + FL x_i \quad {}^{14}(\text{Ec. 4.15})$$

$$\text{Balance de energía} \quad FT \cdot H_f = FV \cdot H_v(y, T, P) + FL \cdot H_l(x, T, P) \quad (\text{Ec. 4.16})$$

Es posible que el balance general requiera de un proceso iterativo para encontrar las distintas variables, o a su vez la ayuda de técnicas gráficas. Sin embargo en el caso de un campo geotérmico si bien existe la presencia de ciertos elementos químicos estos a su vez están en una cantidad bastante reducida, es así que, para el cálculo se despreciará la composición x_i , y_i . Determinándose las siguientes ecuaciones simplificadas:

$$FT = FV + FL \quad (\text{Ec. 4.17})$$

$$FT \cdot H_f = FV \cdot H_v + FL \cdot H_l \quad (\text{Ec. 4.18})$$

¹⁴ Las ecuaciones (Ec 4.15 - 4.16 - 4.17 y 4.18) fueron extraídas de la siguiente fuente bibliográfica: SOTO, Andrés. Operaciones básicas separadores flash-Balances de materia y energía. Universidad politécnica de Madrid. España.2003. Pág. 3-6.

Por lo tanto el flujo de vapor obedecerá a la siguiente ecuación:

$$\text{Flujo de vapor}(2) = x_2 \cdot \text{Flujo Total} \cdot \text{Eficiencia del separador} \quad ^{15}(\text{Ec. 4.19})$$

Y el flujo de líquido:

$$\text{Flujo de líq. (3)} = \text{Flujo Tot.} - (\text{Flujo de vapor} + (1 - \text{Efic. separador}) \cdot \text{Flujo de vapor}) \quad (\text{Ec. 4.20})$$

4.3.4.3 Cálculo a la salida del separador

Las condiciones de presión y temperatura presentadas a la salida del separador serán las mismas que fueron determinadas en el punto 2. Se mantendrán las siguientes igualdades:

$$P(2) = P(3) ; h_{\text{liquido}}(2) = h_{\text{liquido}}(3) ; T(2) = T(3) \quad ^{16}(\text{Ec. 4.21})$$

El flujo de la fase líquida se calculará mediante la Ec 4.20 encontrada en el cálculo del separador.

$$\text{Flujo de líq (3)} = \text{Flujo Total} - (\text{Flujo de vapor} + (1 - \text{Efic. separador}) \cdot \text{Flujo de vapor})$$

4.3.4.4 Cálculo del secador

El secador determina las condiciones a la entrada de la turbina. Si se considera una caída de presión desde el separador hasta la turbina se tendrá lo siguiente: A una presión dada bajo una temperatura de saturación se obtendrá mediante tablas el valor de la entalpía de vapor saturado.

$$P \text{ dada}(2R) \rightarrow T(2R) \text{ y } h_{\text{vapor}}(2R) \quad ^{17}$$

El flujo de masa se conservará por lo tanto:

$$Q_2 = Q_{2R} \quad ^{18}$$

¹⁵Las ecuaciones (Ec 4.19 y 4.20) fueron extraídas de la siguiente fuente bibliográfica:POUS, Jaume; JUTGLAR, Lluís. Energía Geotérmica. EdicionesCeac. Barcelona. España. 2004. Pág. 111

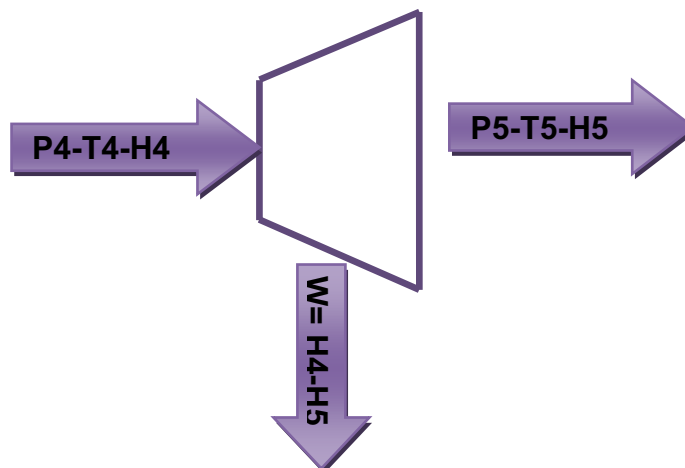
¹⁶ DIPIPO, Ronald. Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts 2005. Pág 92.

¹⁷ Las tablas termodinámicas donde conocida la presión se puede encontrar la entalpía del vapor (h vapor) están en la siguiente fuente bibliográfica KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edition. January. 1961.Pág 27-33.

¹⁸ Principio de conservación de la masa

4.3.4.5 Cálculo de la turbina

Un balance de energía en la turbina de vapor indica la relación entre la potencia de salida y los estados de entrada y salida del vapor. Una turbina se analiza como un equipo adiabático (no hay transferencia de calor).



Gráfica 4.6 Diagrama esquemático del balance de energía de una turbina
Elaboración propia

En una turbina ideal, con una presión inicial p_4 y una entalpía inicial h_4 , el vapor se expande de manera isentrópica hasta una presión p_5 y una entalpía h_5 . En estas circunstancias, el trabajo ideal producido en el eje es $h_4 - h_{5s}$. Debido a que no es posible lograr una expansión ideal (por efecto del rozamiento, etc.), la entalpía real (h_5) a la salida de la turbina es mayor que la ideal.

Datos en la entrada de la turbina

Con los datos de presión y temperatura a la entrada de la turbina, se encuentra mediante la utilización de tablas termodinámicas el valor de la entalpía y entropía de vapor saturado.

$$P(4) \text{ y } T(4) \rightarrow h(4) \text{ vapor saturado y } s(4) \text{ vapor saturado} \quad ^{19}$$

Datos en la salida de la turbina

Como primer paso se determina la temperatura a la salida de la turbina:

¹⁹ Las tablas termodinámicas donde conocida la presión se puede encontrar la entalpía y entropía del vapor saturado (h_g y s_g) están en la siguiente fuente bibliográfica KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edition. January. 1961. Pág 27-33

$$T5s = T5 = T_{agua} = T_{ambiente} + \Delta T \quad ^{20}$$

$T_{ambiente}$ = La temperatura ambiente de la zona de Chachimbiro

A partir de este valor (T5) y la ayuda de las tablas termodinámicas se encuentra la entalpía de líquido y vapor saturado y entropía de líquido y vapor saturado²¹.

$$\begin{aligned} T5 \rightarrow h \text{ líquido saturado} &= h6 \text{ y } h \text{ vapor saturado} = h7 \\ \rightarrow s \text{ líquido saturado} &= s6 \text{ y } s \text{ vapor saturado} = s7 \end{aligned}$$

La entalpía de salida ideal se calcula a través de la Ec. 4.8:

$$h5s = h6 + (h7 - h6) \cdot \left[\frac{s4 - s6}{s7 - s6} \right]$$

Haciendo uso de la regla de Baumann la entalpía de salida real sería calculada mediante la Ec. 4.9:

$$h5 = \frac{h4 - A \cdot \left[1 - \frac{h6}{h7 - h6} \right]}{1 + \frac{A}{h7 - h6}}$$

Siendo: A: factor determinado $A = 0.425(h4 - h5s)$

La eficiencia de la turbina isentrópica η_t , es aquella que relaciona el trabajo real para el trabajo ideal, y se obtiene por medio de la Ec. 4.6:

$$\eta_t = \frac{h4 - h5}{h4 - h5s}$$

La eficiencia isentrópica está influenciada por la cantidad de humedad que se da en el proceso de expansión. Para la determinación de esta eficiencia se hace uso de la regla de Baumann (1% de humedad \rightarrow 1% de caída en la eficiencia de la turbina). Por lo tanto se aplica la Ec. 4.7:

$$\eta_{tw} = \eta_{td} \cdot \left[\frac{x4 + x5}{2} \right]$$

Donde:

η_{td} : eficiencia de la turbina de vapor y puede ser considerada como del 85%.

²⁰ Temperatura de diseño

²¹ Las tablas termodinámicas donde conocida la temperatura se puede encontrar la entalpía y entropía del vapor y líquido saturado (h_g , h_f y s_g , s_f) están en la siguiente fuente bibliográfica KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edition. January. 1961. Pág 27-33.

Trabajo y potencia

El trabajo disponible en la turbina es igual a la diferencia de entalpía entre el vapor de entrada a la turbina y el de salida. Se calcula a través de la Ec 4.3:

$$\begin{aligned} \text{Trabajo de la turbina} &= (\text{entalpía de entrada} - \text{entalpía de salida}) \\ W_t &= (h_4 - h_5) \end{aligned}$$

Donde

$$h_4 = h_{4\text{vapor saturado}} = \text{entalpía de entrada [BTU/ lb]}$$

$$h_5 = h_{5\text{vapor saturado}} = \text{entalpía de salida [BTU/ lb]}$$

La potencia bruta entregada por la turbina se calcula como el flujo de vapor por la diferencia de entalpía entre la entrada y la salida de la turbina .Indicada mediante la Ec 4.4:

$$\begin{aligned} \text{Potencia turbina} &= \text{Caudal} \cdot \Delta h \\ \text{Potencia turbina} &= Q \cdot (h_4 - h_5) \end{aligned}$$

La potencia neta se determina restando de la potencia bruta entregada por la turbina aquella que corresponde a los sistemas auxiliares (bombas, iluminación, etc).

$$P_{\text{neto}} = \text{Potencia turbina} - P_{\text{auxiliares}} \quad ^{22}(\text{Ec. 4.22})$$

Tomando en cuenta la eficiencia de la turbina, transformador y generador, la energía eléctrica generada será calculada por medio de la Ec. 4.5:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{total}} &= \eta_{\text{turbina}} \cdot \eta_{\text{generador}} \cdot \eta_{\text{transformador}} \\ E &= \eta_{\text{total}} \cdot \text{Potencia turbina} \\ E &= \eta_{\text{total}} \cdot Q \cdot (h_4 - h_5) \end{aligned}$$

4.3.4.6 Cálculo del condensador

Determinada la temperatura a la que va a trabajar el condensador mediante tablas termodinámicas encontramos la entalpía, entropía y presión.

²² DIPIPO, Ronald. Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts 2005. Pág.93

$$T(6) \rightarrow h(6), s(6) P(6) \quad 23$$

El caudal será el flujo condensado a la salida de la turbina $\rightarrow Q(6)$

Considerando lo visto en el proceso termodinámico literal 5.3.3.2 el caudal de agua de refrigeración para un condensador de contacto directo se obtiene por medio de la Ec. 4.11:

$$Q_{cw} = x_2 \cdot Q_{total} \cdot \left[\frac{h_5 - h_6}{\bar{c} \cdot (T_6 - T_{cw})} \right]$$

O lo que es lo mismo

$$Q_{cw} = Q_{vapor} \cdot \left[\frac{h_5 - h_6}{\bar{c} \cdot (T_6 - T_{cw})} \right]$$

Donde:

\bar{c} :: Calor específico del agua de refrigeración aprox. [4,2 kJ/kg °C].

T_6 : Temperatura salida del condensador hacia la torre [°C].

T_{cw} : Temperatura de entrada del condensador proveniente de la torre [°C].

4.3.4.7 Cálculo de los eyectores

Las condiciones de presión y temperatura presentadas a la salida del secador serán las mismas encontrados en el punto 2 es decir que se mantendrán las siguientes igualdades:

$$P(8) = P(2R) ; h_{vapor}(8) = h_{vapor}(2R) ; T(8) = T(2R) \quad 24$$

El flujo de masa se conservará por lo tanto.

$$Q'(8) = Q(2R) \quad 25$$

El flujo que pasara por los eyectores será un porcentaje del total.

$$\text{Porcentaje eyectores} = 4\%$$

$$Q(8) = \text{porcentaje eyectores} \cdot Q'(8) \quad 26$$

²³ Las tablas termodinámicas donde conocida la temperatura se puede encontrar la entalpía y entropía del líquido saturado (h_f y s_f) están en la siguiente fuente bibliográfica KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edition. January. 1961. Pág 27-33.

²⁴ DIPIPO, Ronald. Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts 2005. Pág 92.

²⁵ Principio de conservación de la masa.

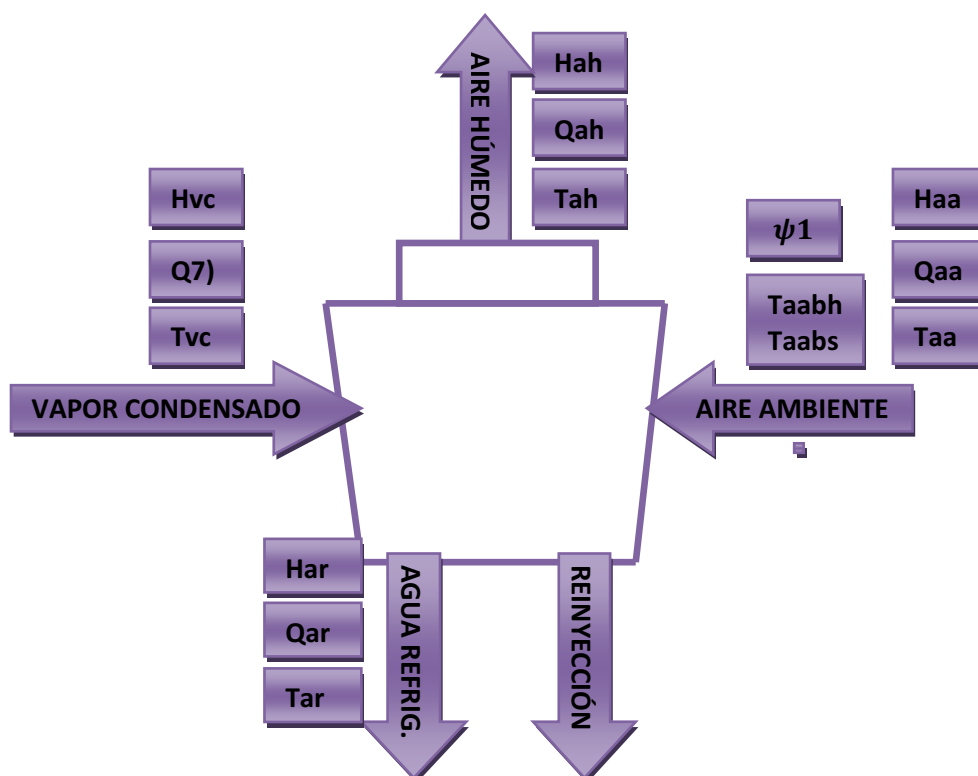
²⁶ Ver tabla 4.5.

4.3.4.8 Cálculo de la torre de enfriamiento

La información importante que se requiere conocer es:

- Flujo de agua a ser enfriada
- Calor removido del condensador
- Temperatura del agua que sale del condensador para entrar a la torre
- Temperatura del agua requerida después del enfriamiento
- Temperatura de bulbo húmedo de diseño del aire que entra
- Temperatura de bulbo seco del aire que entra

Parámetros que condicionan la capacidad de enfriamiento de una torre. El agua caliente es aquella que sale del condensador para dirigirse hacia la torre para su debido enfriamiento. El agua fría es la que sale de la torre y que requiere el equipo para alcanzar una transferencia eficiente de calor entre el medio caliente y el agua fría.



Gráfica 4.7 Diagrama del balance de energía de una torre de enfriamiento
Elaboración propia

Temperatura de bulbo húmedo, constituye la base del diseño de una torre de enfriamiento puesto que de este factor dependerá el tamaño de la torre. Esta

temperatura por lo general está próxima a la temperatura de bulbo máxima promedio durante los meses de verano.

Temperatura de bulbo seco

La temperatura de bulbo seco es la temperatura que se lee con un termómetro común. Es un dato necesario para determinar la humedad de la zona. Es necesario establecer este contenido de humedad para tener un eficiente enfriamiento.

La temperatura de bulbo húmedo, la temperatura de bulbo seco y la humedad relativa se encuentran correlacionadas mediante la carta psicrométrica (mide el contenido de humedad del aire) la que permite obtener el tercer dato cuando previamente se conocen dos de los tres antes citados. Con los datos suministrados por las condiciones de diseño y siguiendo el método para determinar las relaciones fundamentales, a continuación se procederá a efectuar los cálculos necesarios.

Primero se calcula la humedad específica de la mezcla a la entrada de la torre con ayuda de la carta psicrométrica (**Anexo 1C**) tomando en cuenta los valores de temperatura de bulbo húmedo y seco del aire que entra a la torre (valores dados en el área geotérmica Chachimbiro).

$$T(aab\dot{h}) \text{ y } T(aabs) \rightarrow \psi_1 \quad 27$$

Donde:

$T(aab\dot{h})$: temperatura de bulbo húmedo [°C].

$T(aabs)$: temperatura de bulbo seco [°C].

ψ_1 : humedad específica a la entrada de la torre [g/kg de aire seco].

La entalpía de aire a la entrada definida como el calor que posee el aire antes del ingreso a la torre se lo determina mediante la siguiente relación:

$$H_{aa} = (0,24 + 0,45 \cdot \psi_1)(T(aabs) - 32) + 1075,8 \cdot \psi_1 \quad 28 \text{ (Ec. 4.23)}$$

²⁷ CANDELARIO, Manuel. Diseño de una torre de enfriamiento utilizando visual basic.2000. Pag.42

²⁸ TORRES, Alberto. Diseño de una torre de enfriamiento de agua para uso industrial.1974.Pág 58

Para definir la humedad de aire a la salida de la torre se sigue un similar proceso pero teniendo en cuenta la temperatura de salida de la torre que será un valor asumido.

$$T(aab\dot{h}) \text{ y } T(ah) \rightarrow \psi_2 \quad 29$$

Donde:

$T(aab\dot{h})$: temperatura de bulbo húmedo [°C].

$T(ah)$: temperatura de bulbo seco [°C].

ψ_2 : humedad específica a la salida de la torre [g/kg de aire seco].

La entalpía de aire a la salida definida como el calor que absorbe el aire después de atravesar por la torre se lo determina mediante la siguiente relación:

$$H_{ah} = (0,24 + 0,45 \cdot \psi_2)(T(ah) - 32) + 1075,8 \cdot \psi_2 \quad 30(\text{Ec. 4.24})$$

Las entalpías de agua de refrigeración y condensado se las encuentra mediante la multiplicación del calor específico por la diferencia de temperatura entre el agua y la tomada como referencia así:

$$H_{vc} = \bar{c} \cdot (T_{vc} - T_{ref}) \quad 31(\text{Ec. 4.25})$$

$$H_{ar} = \bar{c} \cdot (T_{ar} - T_{ref}) \quad (\text{Ec. 4.26})$$

Donde

H_{vc} : entalpía del agua entrante a la torre desde el condensador . [kJ/ kg].

H_{ar} : entalpía del agua de refrigeración que sale desde la torre aprox. [kJ/ kg].

\bar{c} : calor específico del agua aprox. [4,2 kJ/ kg °C].

T_{vc} : temperatura del agua que sale del condensador para entrar a la torre [°C].

T_{ar} : temperatura del agua que sale de la torre hacia el condensador [°C].

T_{ref} : temperatura de referencia [°C].

Flujo que aire que ingresa a la torre para cumplir con la función de enfriar el agua proveniente del condensador se calcula mediante la siguiente relación

$$Q_{aa} = Q_{cw} \cdot \left[\frac{H_{ah} - H_{aa}}{\bar{c} \cdot (T_{ah} - T_{aa})} \right] \quad 32(\text{Ec. 4.27})$$

²⁹ CANDELARIO, Manuel. Diseño de una torre d enfriamiento utilizando visual basic.2000. Pag.42

³⁰TORRES, Alberto. Diseño de una torre de enfriamiento de agua para uso industrial.1974.Pág 58

³¹ Las ecuaciones (Ec 4.25 y 4.26) fueron extraídas de la siguiente fuente bibliográfica: CANDELARIO, Manuel. Diseño de una torre d enfriamiento utilizando visual basic.2000. Pag.48

³² DIPIPO, Ronald. Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. 2005. Pág 94.

El caudal de agua de refrigeración para un condensador de contacto directo calculado en el ítem anterior utilizando la Ec 4.11 es:

$$Q_{cw} = Q_{vapor} \cdot \left[\frac{h5 - h6}{\bar{c} \cdot (T6 - T_{cw})} \right]$$

El agua de reposición se usa para retribuir la pérdida por evaporación en el sistema debido a la saturación del aire al pasar por la torre. Y se lo puede determinar así:

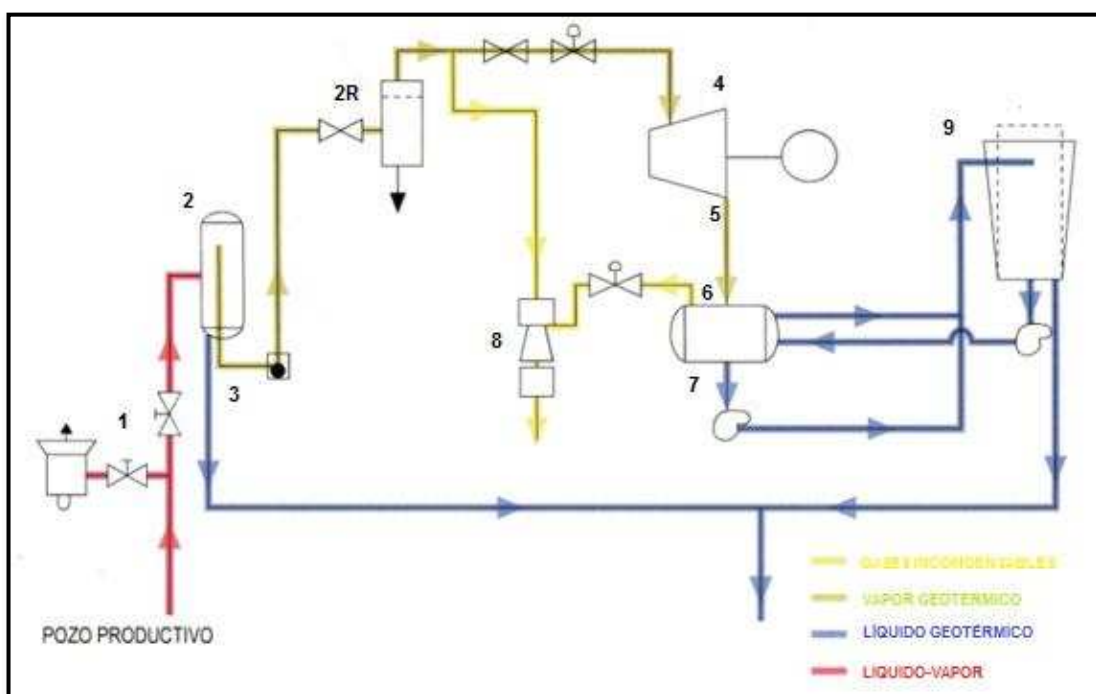
$$Q_{areposición} = Q_{aa} \cdot (\psi2 - \psi1) \quad {}^{33}(\text{Ec. 4.28})$$

El calor residual en una central simple flash puede ser calculado por :

$$Q_o = x2Q_{total}(h5 - h6) \quad {}^{34}(\text{Ec. 4.29})$$

4.3.5 BALANCE DE ENERGÍA

A continuación se presentará el balance de energía y de masa del ciclo completo, incluyendo condiciones termodinámicas a la entrada y salida de cada equipo, (presión, temperatura, caudal, entalpía).



Gráfica 4.8 Diagrama del balance de energía de una central flash

Elaboración propia

³³ POUS, Jaume; JUTGLAR, Lluís. Energía Geotérmica. EdicionesCeac. Barcelona. 2004. Pag 122

³⁴ DIPIPO, Ronald. Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. 2005. Pág 96-97.

POZOS

El número de pozos productores será:

$$\text{Número de pozos productores} = \frac{30 \text{ MW}}{5 \text{ MW}} = 6$$

El número de pozos a perforar será:

$$\text{Número de pozos a perforar} = \frac{6}{0.66} = 9$$

De acuerdo a los estudios realizados se tiene que la profundidad de perforación oscilaría entre los 1500-2000m.

CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS	
Pozos a perforar	9
Pozos productores	6
Pozos re-inyectores	2
Profundidad (m)	1500-2000
Temperatura de reservorio (°C)	240
Diámetro (cm)	20-36

Tabla 4.7 Características para los pozos de la central geotérmica Chachimbiro
Elaboración propia

BOCA DE POZO (1)

Para condiciones iniciales a boca de pozo se considera el valor de presión de 12 bar y el flujo total de 270 kg/s (tabla 5.5), del cual un porcentaje corresponde a agua y el restante a vapor.

Balace de energía

Para la presión de aquí en adelante se utilizará la conversión de bar a psi.

$$1 \text{ bar} = 14,2 \text{ psi}$$

$$p(1) = 12 \text{ bar} \cdot \frac{14,2 \text{ psi}}{1 \text{ bar}} = 170,4 \text{ psi}$$

A presión $p(1) = 170,4 \text{ psi}$ y temperatura de saturación verificada en tabla se encuentra:

- Valor de entalpía en el líquido y el vapor³⁵ (**Anexo 1B**)

$$h_{\text{liquido}}(1) = 341,19 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \quad h_{\text{vapor}}(1) = 1196,07 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

³⁵ KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 32

Con los factores de conversión de BTU a J y lb a kg (en los próximos cálculos se usará esta misma conversión) la entalpía quedará expresada:

$$h_{\text{liquido}}(1) = 791,90 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \qquad h_{\text{vapor}}(1) = 2776,07 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

- Temperatura de saturación

$$T(1) = 368,5^{\circ}\text{F} \longrightarrow T(1) = 187^{\circ}\text{C} \quad ^{36}$$

La calidad de vapor se estaba determinada como la masa de vapor presente en una mezcla total, al definirse como un cociente estará entre los valores de 0 a 1. Los estados de líquido saturado tienen $x = 0$ y los de vapor saturado corresponden a $x = 1$. Se emplea la Ec 4.14:

$$h_{\text{especifica}}(1) = x \cdot h_{\text{vapor}} + (1 - x) \cdot h_{\text{líquido}}$$

$$h_{\text{especifica}}(1) = h_{\text{vapor}} + h_{\text{líquido}}$$

$$h_{\text{específica}}(1) = 3567,97 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

CONDICIONES INICIALES A BOCA DE POZO (1)		
Presión en la cabeza	170	PSI
Temperatura de saturación	187	°C
Flujo total (Caudal)	270	kg/s
Flujo de líquido	202,5	kg/s
Flujo de vapor	67,5	kg/s
Entalpía líquido	791,9	kJ/kg
Entalpía vapor	2776,07	kJ/kg
Entalpía total	3567,97	kJ/kg

Tabla 4.8 Condiciones iniciales a boca de pozo (1)

Elaboración propia

SEPARADOR (2)

Se instalará un separador que funcione a presión de 10 bar, bajo condiciones de tablas de vapor saturado se puede obtener los valores de entalpía para cada fase. Como la entalpía total y el flujo se conservan, se tiene:

³⁶ KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 32

Balance de energía:

$$P(2) = 10 \text{ bar} = 142 \text{ psi}$$

- Valor de entalpía en el líquido y el vapor ³⁷

$$h_{\text{liquido}}(2) = 326,38 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} = 757,5 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$h_{\text{vapor}}(2) = 1193,3 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} = 2769,64 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

El título del vapor húmedo es el porcentaje de vapor que contiene una sustancia en su proceso de cambio de fase, en este caso se considerará una calidad de $x_2=0,25$ ³⁸. Para la entalpía específica se aplicará la Ec.4.14.

$$h_{\text{especifica}}(2) = x_2 \cdot h_{\text{vapor}} + (1 - x_2) \cdot h_{\text{liquido}}$$

$$h_{\text{especifica}}(2) = 0,25 \cdot 2769,64 + (1 - 0,25) \cdot 757,5$$

$$h_{\text{especifica}}(2) = 1260,53 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

- Temperatura de saturación

$$T(2) = 354,6^\circ\text{F} \longrightarrow T(2) = 179^\circ\text{C} \quad ^{39}$$

Balance de masa:

De acuerdo a lo visto en la teoría (Ec. 4.19), el flujo total correspondería a la suma de los flujos que componen la mezcla bifásica.

Flujo de vapor

$$\text{Flujo de vapor (2)} = 0,25 \cdot \text{Flujo Total} \cdot \text{Eficiencia del separador}$$

Donde:

$$\text{Flujo total} = 270 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \quad ^{40}$$

El flujo total queda fraccionado debido a que la potencia de la central será de 30MW con dos unidades de 15 MW cada una.

$$\text{Flujo por unidad} = \frac{270}{2} = 135 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

³⁷ KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 32

³⁸ Ver tabla 4.5.

³⁹ KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 32

⁴⁰ Ver tabla 4.5.

La eficiencia del separador está en el rango de 0,95-0,99 sacando un promedio se estima en un valor de 0,97.

$$\text{Flujo de vapor (2)} = 0,25 \cdot 135 \cdot 0,97 = 32,74 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

CONDICIONES SEPARADOR (2)		
Presión de separación	142	PSI
Temperatura de saturación	179	°C
Flujo total (Caudal) por unidad	135	kg/s
Flujo de líquido	101,27	kg/s
Flujo de vapor	32,74	kg/s
Calidad de vapor	0,25	
Entalpía líquido	757,50	kJ/kg
Entalpía vapor	2769,64	kJ/kg
Entalpía específica (vapor húmedo)	1260,53	kJ/kg

Tabla 4.9 Condiciones en el separador ciclónico (2)

Elaboración propia

SALIDA DEL SEPARADOR (PARTE LÍQUIDA) (3)

A la salida del separador las condiciones de presión y temperatura serán las mismas que las obtenidas en el punto 2, es así que se aplicará la Ec. 4.21:

Balance de energía

$$P(3) = P(2)$$

$$P(3) = 10 \text{ bar} = 142 \text{ psi}$$

La entalpía del líquido:

$$h_{\text{líquido}}(3) = h_{\text{líquido}}(2)$$

$$h_{\text{líquido}}(3) = 326,38 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} = 757,5 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

La temperatura de saturación:

$$T(3) = T(2)$$

$$T(3) = 354,6^{\circ}\text{F} \longrightarrow T(3) = 179^{\circ}\text{C}$$

Balance de masa:

El caudal correspondiente a la fase líquida Ec. 4.20 es:

$$\text{Flujo de líq (3)} = \text{Flujo Total} - (\text{Flujo de vapor} + (1 - \text{Efic. separador}) \cdot \text{Flujo de vapor})$$

$$\text{Flujo de líquido (3)} = 101,27 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

CONDICIONES SALIDA DE SEPARADOR (3)		
Presión de separación	142	PSI
Temperatura de saturación	179	°C
Flujo total (Caudal) por unidad	135	kg/s
Flujo de líquido	101,27	kg/s
Entalpía líquido	757,50	kJ/kg

Tabla 4.10 Condiciones a la salida de separador (3)

Elaboración propia

SECADOR (2R)

El secador deberá tener la capacidad de retirar el 3% de humedad restante que el separador no pudo hacerlo. Los datos a la entrada de la turbina tomando en cuenta una caída de presión del 10% serán:

$$P(2R) = 9 \text{ bar} = 128 \text{ psi}$$

- Valor de entalpía de vapor saturado: ⁴¹

$$h_{\text{vapor}}(2R) = 1191,6 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} = 2765,70 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

- Temperatura de saturación: ⁴²

$$T(2R) = 346,6^{\circ}\text{F} \longrightarrow T(2R) = 175^{\circ}\text{C}$$

- Flujo de vapor se conserva: ⁴³

$$Q(2) = Q(2R)$$

$$\text{Flujo de vapor (2R)} = 32,74 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

CONDICIONES SECADOR (2R)		
Presión de removedor	128	PSI
Temperatura de saturación	175	°C
Flujo de vapor	32,74	kg/s
Calidad de vapor	1,00	
Entalpía vapor	2765,70	kJ/kg

Tabla 4.11 Condiciones en el secador (2R)

Elaboración propia

⁴¹ KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 32

⁴² KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 32

⁴³ Principio de la conservación de la masa

TURBINA (4)

Los cálculos a la entrada de la turbina son:

a) Presión: $P(4) = 128\text{psi}$

b) El valor de entalpía y entropía es ⁴⁴:

$$h_{\text{vapor}}(4) = 2765,70 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$s_{\text{vapor}}(4) = 1,5820 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}^\circ\text{K}} = 6,62 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}^\circ\text{C}}$$

c) La calidad de vapor será Ec 4.2:

$$x_{2R} = x_4 = \frac{h_{2R} - h_3}{h_4 - h_3} \qquad x_4 = \frac{2765,70 - 757,50}{2765,70 - 757,50} = 1$$

d) Temperatura de saturación es ⁴⁵:

$$T(4) = 346,6^\circ\text{F} \longrightarrow T(4) = 175^\circ\text{C}$$

e) El flujo de vapor:

$$\text{Flujo de vapor} = Q(4) = 32,74 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Los cálculos a la salida de la turbina son:

a) Temperatura a la salida de la turbina.

$$T_5 = T_{5s} = T_{\text{agua}} = T_{\text{ambiente}} + \Delta T$$

$T_{\text{ambiente}} = \text{La temperatura ambiente de la zona de Chachimbiro} = 15^\circ\text{C}$

$$T_5 = 15^\circ\text{C} + 5^\circ\text{C} = 20^\circ\text{C} = 68^\circ\text{F} \quad ^{46}$$

b) La entalpía a la salida de la turbina ideal está dada por la Ec 4.8:

$$h_{5s} = h_6 + (h_7 - h_6) \cdot \left[\frac{s_4 - s_6}{s_7 - s_6} \right]$$

Para la temperatura determinada a la salida de la turbina de $T_5 = 20^\circ\text{C} = 68^\circ\text{F}$, se encuentra mediante tablas termodinámicas las entalpías y entropías específicas en los puntos correspondientes⁴⁷.

⁴⁴ KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 32

⁴⁵ KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 32

⁴⁶ Temperatura de diseño.

⁴⁷ KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 28

- Valores de entalpía.

$$h6 = h \text{ de líquido saturado} = 36,04 \frac{BTU}{lb} = 83,64 \frac{kJ}{kg}$$

$$h7 = h \text{ vapor saturado} = 1091,5 \frac{BTU}{lb} = 2533,37 \frac{kJ}{kg}$$

- Valores de entropía.

$$s6 = s \text{ de líquido saturado} = 0,0708 \frac{BTU}{lb \text{ } ^\circ K} = 0,296 \frac{kJ}{kg \text{ } ^\circ C}$$

$$s7 = s \text{ vapor saturado} = 2,0706 \frac{BTU}{lb} = 8,669 \frac{kJ}{kg}$$

- La entropía en el punto 4 tomado del dato de la entrada a la turbina es:

$$s \text{ vapor (4)} = 1,5820 \frac{BTU}{lb \text{ } ^\circ K} = 6,62 \frac{kJ}{kg \text{ } ^\circ C}$$

Reemplazando los valores se determina el valor de la entalpía de salida ideal de una turbina:

$$h5s = 83,64 + (2533,37 - 83,64) \cdot \left[\frac{6,62 - 0,296}{8,669 - 0,296} \right]$$

$$h5s = 1933,81 \frac{kJ}{kg}$$

- c) Haciendo uso de la regla de Baumann la entalpía de salida real sería calculada mediante la Ec 4.9:

$$h5 = \frac{h4 - A \cdot \left[1 - \frac{h6}{h7 - h6} \right]}{1 + \frac{A}{h7 - h6}}$$

Siendo: $A = 0,425(h4 - h5s)$

$$A = 0,425(2765,7 - 1933,85) = 353,536$$

$$h5 = \frac{2765,7 - 353,53 \cdot \left[1 - \frac{83,64}{2533,37 - 83,64} \right]}{1 + \frac{353,536}{2533,37 - 83,64}}$$

$$h5 = 2118,55 \frac{kJ}{kg}$$

- d) La eficiencia de la turbina isentrópica η_t Ec. 4.6, (relaciona el trabajo real para el trabajo ideal).

$$\eta_t = \frac{h_4 - h_5}{h_4 - h_{5s}}$$

$$\eta_t = \frac{2765,7 - 2118,55}{2765,7 - 1933,81}$$

$$\eta_t = 0,77$$

- e) Pero esta eficiencia isentrópica también se encuentra influenciada por la cantidad de humedad dada en el proceso de expansión por lo tanto tomando en cuenta estos parámetros se calcula mediante la Ec 4.7.

$$\eta_{tw} = \eta_{td} \cdot \left[\frac{x_4 + x_5}{2} \right]$$

Donde:

$\eta_{td} = 0,85$ eficiencia de la turbina de vapor

$x_4 = 1,00$ calidad a la entrada a la turbina

$x_5 = 0,75$ calidad a la salida de la turbina

$$\eta_{tw} = 0,85 \cdot \left[\frac{1,00 + 0,75}{2} \right]$$

$$\eta_{tw} = 0,743$$

- f) El trabajo en la turbina se lo calcula como la diferencia entre la entalpía de entrada y salida (Ec 4.3).

Trabajo de la turbina = (entalpía de entrada – entalpía de salida)

$$W_t = (h_4 - h_5)$$

Donde:

$$h_4 = 2765,4 \frac{kJ}{kg}$$

$$h_5 = 2118,5 \frac{kJ}{kg}$$

$$W_t = (2765,4 - 2118,5)$$

$$W_t = 646,9 \frac{kJ}{kg}$$

g) La potencia bruta entregada por la turbina Ec 4.4 es:

$$Potencia\ turbina = Caudal \cdot \Delta h$$

$$Potencia\ turbina = Q \cdot (h_4 - h_5)$$

Donde

$$Q(4) = 32,74 \frac{kg}{s} \text{ (flujo de vapor)}$$

$$Potencia\ turbina = 32,74 \cdot 646,9 = 21179 \frac{kJ}{s}$$

h) Tomando en cuenta la eficiencia de la turbina, transformador y generador, la potencia eléctrica generada será (4.5):

$$\eta_{total} = \eta_{turbina} \cdot \eta_{generador} \cdot \eta_{transformador}$$

$$P = \eta_{total} \cdot Potencia\ turbina$$

$$P = \eta_{total} \cdot Q \cdot (h_4 - h_5)$$

$$\eta_{turbina} = 0,85 ; \quad \eta_{generador} = 0,95 \quad ; \quad \eta_{transformador} = 0,94$$

$$\eta_{total} = 0,76$$

$$P = 0,76 \cdot 21,18 = 16,1\ MW$$

i) La potencia neta se determina restando de la potencia bruta entregada por la turbina aquella que corresponde a los sistemas auxiliares (bombas, iluminación, etc) y se obtiene a través Ec 4.22.

$$P_{neta} = Potencia\ turbina - P_{auxiliares}$$

Donde

$$P_{auxiliares} = 1,1\ MW \text{ valor asumido}$$

$$P_{neta} = 16,1 - 1,1 = 15\ MW$$

El cálculo se lo realizó para una unidad de 15MW para la otra unidad de 15MW las cuales conforman la capacidad instalada de planta (30MW) el cálculo será el mismo.

CONDICIONES ENTRADA TURBINA (4)		
Presión entrada	128	PSI
Temperatura de saturación	175	°C
Flujo de vapor	32,74	kg/s
Calidad de vapor	1,00	
Entropía vapor	6,62	kJ/kg°C
Entalpía vapor	2769,64	kJ/kg

Tabla 4.12 Condiciones a la entrada de la turbina (4)
Elaboración propia

CONDICIONES SALIDA TURBINA (5)		
Temperatura de salida	20	°C
Entalpía salida ideal	1933,81	kJ/kg
Entalpía salida real	2118,55	kJ/kg
Eficiencia isentrópica nt	0,77	
Eficiencia isentrópica nt (humedad)	0,74	
Calidad de vapor	0,75	
Trabajo de la turbina wt	646,9	kJ/kg
Potencia turbina	21179	kJ/s
Energía Eléctrica	16,1	MW
Potencia de equipos auxiliares	1,1	MW
Potencia neta	15,00	MW

Tabla 4.13 Condiciones a la salida de la turbina (5)
Elaboración propia

CONDENSADOR (6)- (7)

Balance de energía

La temperatura a la que está trabajando el condensador es de:

$$T_{agua} = 20^{\circ}\text{C} = 68^{\circ}\text{F}$$

Con la ayuda de las tablas termodinámicas se puede encontrar las características en este punto de trabajo sin embargo hay que recordar que para realizar el cálculo de la entalpía de salida de la turbina ya fueron encontrados estos valores, por lo tanto a continuación se hará una réplica de los mismos .

Entalpía en el condensador:

$$h_6 = h \text{ de líquido saturado} = 36,04 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} = 83,64 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$h_7 = h \text{ vapor saturado} = 1091,5 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} = 2533,37 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Entropía en el condensador:

$$s_6 = s \text{ de líquido saturado} = 0,0708 \frac{BTU}{lb \text{ } ^\circ K} = 0,296 \frac{kJ}{kg \text{ } ^\circ C}$$

$$s_7 = s \text{ vapor saturado} = 2,0706 \frac{BTU}{lb} = 8,669 \frac{kJ}{kg}$$

Presión en el condensador será:

$$P(6) = 0,3390 \text{ psi} = 0,0238 \text{ bar} \quad ^{48}$$

Balance de masa

El caudal del condensador (principio de la conservación de la masa) será igual a:

$$Q(6) = 32,74 \frac{kg}{s} \quad Q(6) = Q(7)$$

Tomando en cuenta lo visto en el proceso termodinámico Ec 4.11, el caudal de agua de refrigeración para un condensador de contacto directo es:

$$Q_{cw} = Q_{vapor} \cdot \left[\frac{h_5 - h_6}{\bar{c} \cdot (T_6 - T_{cw})} \right]$$

Donde:

$$Q_{vapor} = 32,74 \frac{kg}{s} \quad h_5 = 2118,5 \frac{kJ}{kg}$$

$$h_6 = 83,64 \frac{kJ}{kg} \quad \bar{c} = 4,2 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C}$$

$$T_6 = 20^\circ C \quad T_{cw} = 10^\circ C$$

$$Q_{cw} = 32,74 \cdot \left[\frac{2118,5 - 83,64}{4,2 \cdot (20 - 10)} \right]$$

$$Q_{cw} = 1585,92 \frac{kg}{s}$$

CONDICIONES CONDENSADOR (6) (7)		
Temperatura de salida	20	°C
Entalpía líquido saturado	83,64	kJ/kg
Entalpía vapor saturado	2533,37	kJ/kg
Entropía líquido saturado	0,296	kJ/kg °C
Entropía vapor saturado	8,669	kJ/kg°C
Calidad de vapor	0,75	
Presión	0,0238	bar
Flujo de vapor	32,74	kg/s
Flujo de refrigeración	1585,92	kg/s

Tabla 4.14 Condiciones del condensador (6) (7)

Elaboración propia

⁴⁸ KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 28

EYECTORES (8)

$$P(8) = 9 \text{ bar} = 128 \text{ psi}$$

- Valor de entalpía de vapor saturado ⁴⁹

$$h_{\text{vapor}}(8) = 1191,6 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} = 2765,70 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

- Temperatura de saturación ⁵⁰

$$T(8) = 346,6^\circ\text{F} \longrightarrow T(8) = 175^\circ\text{C}$$

- Flujo de vapor se conserva

$$Q(8) = Q(2R)$$

El flujo que pasara por los eyectores será un porcentaje del total

$$\text{Porcentaje eyectores} = 4\% \quad ^{51}$$

$$Q(8) = \text{porcentaje eyectores} \cdot Q(8)$$

$$Q(8) = 0,04 \cdot 32,74 = 1,31 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

TORRE DE ENFRIAMIENTO (9)

Los parámetros a considerar en el diseño son:

Flujo de agua a ser enfriada	Q(7)=32,74 kg/s
Calor removido del condensador	Q(ar)=Q(cw)=1585,92kg/s
Temperatura del agua que sale del condensador para entrar a la torre	T(6)=20°C
Temperatura del agua requerida después del enfriamiento	T(ar)=10°C
Temperatura de bulbo húmedo de diseño del aire que entra	T(aab \hat{h})=12°C
Temperatura de bulbo seco del aire que entra	T(aabs)=18°C

Tabla 4.15 Datos de entrada para la determinación de la torre de enfriamiento *Elaboración propia*

Balance de energía

- Entalpía de aire a la entrada de la torre.

Con el valor de las temperaturas de bulbo húmedo y seco del área de Chachimbiro , se obtendrá la humedad que contiene el aire mediante la utilización de la carta psicométrica.

$$T(\text{aab}\hat{h}) = 12^\circ\text{C} = 54^\circ\text{F}$$

$$T(\text{aabs}) = 18^\circ\text{C} = 64^\circ\text{F}$$

⁴⁹ KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 32

⁵⁰ KEENAN, Joseph; KEYES, Frederick. Thermodynamic properties of steam. First Edit. 1961. Pág 32

⁵¹ Ver tabla 4.5

$$\psi_1 = 0,0065 \frac{g \text{ agua}}{g \text{ aire}} \quad 52$$

Humedad relativa =50%.

La entalpía de aire a la entrada de la torre se calcula utilizando las ecuaciones de humidificación Ec 4.23.

$$Haabs = (0,24 + 0,45 \cdot \psi_1)(T(aabs) - 32) + 1075,8 \cdot \psi_1$$

$$Haa = (0,24 + 0,45 \cdot 0,0065)(64 - 32) + 1075,8 \cdot 0,0065$$

$$Haa = 14,76 \frac{BTU}{lb} = 34,26 \frac{kJ}{kg}$$

b) Entalpía de aire a la salida de la torre.

Para la determinación de la humedad de aire a la salida de la torre, se asume la temperatura de salida del aire en la torre, valor que debe ser menor a la temperatura proveniente del condensador.

$$T(ah) = 16^\circ\text{C} = 61^\circ\text{F} \rightarrow \psi_2 = 0,012 \frac{g \text{ agua}}{g \text{ aire}} \quad 53$$

La entalpía de aire a la salida de la torre, se calcula teniendo en cuenta la Ec 4.24:

$$Hah = (0,24 + 0,45 \cdot \psi_2)(T(ah) - 32) + 1075,8 \cdot \psi_2$$

$$Hah = (0,24 + 0,45 \cdot 0,012)(61 - 32) + 1075,8 \cdot 0,012$$

$$Hah = 20,02 \frac{BTU}{lb} = 46,46 \frac{kJ}{kg}$$

c) Entalpía del agua que sale del condensador para entrar a la torre Ec 4.25.

$$Hvc = \bar{c} \cdot (Tvc - Tref)$$

Donde

$$\bar{c} = 4,2 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ\text{C}}$$

$$Tvc = 20^\circ\text{C}$$

$$Tref = 0^\circ\text{C}$$

$$Hvc = 84 \frac{kJ}{kg}$$

⁵²Valor que se puede encontrar mediante la carta psicométrica ubicada como anexo 1b

⁵³ Valor que se puede encontrar mediante la carta psicométrica ubicada como anexo 1b

d) Entalpía del agua que sale de la torre hacia el condensador Ec 4.25.

$$H_{ar} = \bar{c} \cdot (T_{ar} - T_{ref})$$

Donde

$$\bar{c} =: 4,2 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C}$$

$$T_{ar} = 10^\circ C$$

$$T_{ref} = 0^\circ C$$

$$H_{ar} = 42 \frac{kJ}{kg}$$

Flujo que aire que ingresa a la torre se calcula mediante la Ec.4.27.

$$Q_{aa} = Q_{cw} \cdot \left[\frac{H_{ah} - H_{aa}}{\bar{c} \cdot (T_{ah} - T_{aa})} \right]$$

$$Q_{aa} = 1585,82 \cdot \left[\frac{46,46 - 34,26}{4,2 \cdot (16 - 12)} \right] = 1132,73 \frac{kg}{s}$$

El caudal de agua de refrigeración para un condensador de contacto directo calculado anteriormente Ec 4.11 es:

$$Q_{cw} = Q_{vapor} \cdot \left[\frac{h_5 - h_6}{\bar{c} \cdot (T_6 - T_{cw})} \right]$$

$$Q_{cw} = Q_{ar} = 32,74 \cdot \left[\frac{2118,5 - 83,64}{4,2 \cdot (20 - 10)} \right] = 1585,92 \frac{kg}{s}$$

Es importante incorporar agua fresca al equipo de enfriamiento para determinar este valor se emplea la siguiente relación Ec 4.28.

$$Q_{reposición} = Q_{aa} \cdot (\psi_2 - \psi_1)$$

Donde:

$$Q_{aa} = 1132,73 \frac{kg}{s} ;$$

$$\psi_1 = 0,0065 \frac{g \text{ agua}}{g \text{ aire}}$$

$$\psi_2 = 0,012 \frac{g \text{ agua}}{g \text{ aire}}$$

$$Q_{reposición} = 1132,73(0,012 - 0,0065) = 6,23 \frac{kJ}{s}$$

CONDICIONES TORRE DE ENFRIAMIENTO (9)		
Entalpía aire entrada	34,26	kJ/kg
Humedad aire entrada	0,0065	g agua/g aire
Temperatura bulbo húmedo aire entrada	12	°C
Temperatura bulbo seco aire entrada	18	°C
Humedad relativa aire entrada	50	%
Flujo aire entrada	1132	kg/s
Entalpía aire salida	46,46	kJ/kg
Humedad aire salida	0,012	g agua/g aire
Temperatura aire salida	16	°C
Entalpía agua entrada	84	kJ/kg
Flujo agua entrada	32,74	kg/s
Temperatura agua entrada	20	°C
Entalpía agua salida	42	kJ/kg
Flujo agua salida	1585,92	kg/s
Temperatura agua salida	10	°C
Flujo de reposición	6,23	kg/s

Tabla 4.16 Condiciones de la torre de enfriamiento (9)

Elaboración propia

VER PLANO CH-F-01 (CENTRAL GEOTÉRMICA FLASH)

4.3.6. GENERADOR

El generador es una máquina destinada a transformar la energía mecánica en eléctrica, generando, mediante fenómenos de inducción, una corriente alterna. Las generadores síncronos en general, están constituidas por dos devanados independientes:

- Un devanado de campo, construido en forma de arrollamiento concentrado o bien distribuido en ranuras, alimentado por corriente continua, y es el devanado que produce el campo magnético principal en la máquina.
- Un devanado de armadura, distribuido formando un arrollamiento trifásico recorrido por corriente alterna, donde se induce el voltaje principal.

Los parámetros que deben especificarse en un generador son:

Tipo de generador	Velocidad nominal
Factor de potencia	Número de fases
Potencia aparente nominal	Número de polos
Voltaje nominal entre fases	Frecuencia
Conexión del estator	Clase de aislamiento

Tipo de generador, los generadores impulsados por turbinas de vapor tienen rotores cilíndricos con ranuras en las cuales son colocados los devanados de campo distribuidos. La mayoría de los rotores cilíndricos están hechos de acero forjado sólido.

Factor de potencia, se obtiene de los requerimientos del sistema de potencia al cual las unidades se conectarán, como son: ubicación eléctrica de la central con respecto los centros de carga, análisis de carga futura, líneas de transmisión, subestaciones. Para el proyecto se ha estimado un factor de potencia de 0,85.

Potencia aparente nominal, los generadores han sido estimados en base a los datos determinados anteriormente para la turbina -15MW. La capacidad de cada generador se determinará por medio de la división de la potencia de la turbina para el factor de potencia lo que dio como resultado una potencia aparente de 18MVA.

Voltaje nominal entre fases y frecuencia, el voltaje nominal para el generador será de 13,8 kV y una vez conectado a la red, su rotación está dictada por la frecuencia de la red que es de 60HZ.

Velocidad nominal, número de fases y número de polos el vapor producido gira la flecha del generador (rotor) a velocidades típicas de 3600 rpm. El número de fases será tres y el número de polos es típicamente dos.

Conexión del estator, Clase de aislamiento El devanado del estator estará conectado en estrella y será aterrizado a través de un transformador de distribución. El bobinado del estator deberá estar aislado con aislación total clase F, a base de resina epóxica.

Características constructivas

Estator

El estator es una armadura metálica fija, en el interior tiene una variedad de ranuras cuyo objetivo es alojar los gruesos conductores que forman el bobinado del estator. Los conductores de la armadura se encuentran simétricamente dispuestos para formar un devanado polifásico equilibrado. Para ello el número de

ranuras por polo y por fase debe ser un número entero. El material de los conductores del devanado del estator debe ser de cobre electrolítico de 99.9% de pureza. En general esas bobinas se encuentran recorridas por corriente alterna y cumplen la función de inducido.

Rotor

Es un cilindro largo y sólido de acero que contiene una serie de ranuras longitudinales fresadas en la masa cilíndrica. Se utilizan bobinas de campo concéntricas, firmemente insertadas en las ranuras y retenidas por anillos extremos de alta resistencia para crear los polos N y S.

La parte eléctrica está formada por devanados o arrollamientos de hilo de cobre o aluminio, bobinados sobre núcleos magnéticos que forman, respectivamente, el cuerpo del rotor. El giro del rotor a gran velocidad genera corrientes eléctricas inducidas en los hilos de cobre. El arrollamiento de campo deberá tener aislación Clase F de acuerdo con la Norma IEC 85.

Sistema de excitación

La excitación de campo de un generador es un elemento importante debido a que el campo debe garantizar un voltaje terminal de corriente alterna estable así como responder a cambios repentinos de carga para mantener la estabilidad del sistema. Tiene la función de proporcionar corriente continua al arrollamiento de campo del generador. Por medio del control del voltaje y corriente de campo realiza funciones de control y protección para una operación satisfactoria del sistema de potencia.

Entre las funciones de control se tiene:

- Control de voltaje en los terminales del generador
- Control de flujo de potencia reactiva
- Mejorar la estabilidad del sistema de potencia

Función de protección

- Asegurar que los límites de capacidad del generador, del sistema de excitación y otros equipos no sean excedidos

El sistema de excitación será del tipo “sin escobillas” la fuente de continua es un rectificador no controlado situado en el mismo rotor (dentro del mismo) alimentado

en alterna por un generador situado también en el mismo eje y cuyo bobinado de campo es excitado desde un rectificador controlado que rectifica la señal generada por el giro de unos imanes permanentes situados en el mismo rotor (que constituyen la excitatriz piloto de alterna).

Enfriamiento del generador

El enfriamiento del generador será aire proveniente desde el exterior y que circulará a través del estator y rotor por medio de impulsores en ambos extremos del rotor. El aire caliente se extraerá por la parte de atrás del generador para completar el ciclo.

Sistemas auxiliares

Los auxiliares de cada unidad o grupo de unidades, según sea el caso, tendrán la capacidad apropiada para la operación en condiciones normales de carga y para las exigencias de arranque de la unidad. Los transformadores de servicio propio (transformadores de unidad) tendrán la capacidad de alimentar toda la carga demandada por la totalidad de la central. Se dispondrá además de un grupo diesel.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MÍNIMAS DEL GENERADOR	
Tipo de generador	sincrónico-cilíndrico
Factor de potencia	0,85 inductivo
Potencia aparente nominal	18 MVA
Voltaje nominal entre fases	13.8 KV \pm 5%
Frecuencia	60Hz \pm 2Hz
Velocidad nominal	3600 rpm
Número de fases	3
Número de polos	2
Conexión del arrollamiento del estator	Estrella
Clase de aislamiento	"F"
Puesta a tierra del neutro	de alta impedancia
Factor de desviación de onda	% \leq 10 (ANSI)
Sistema de excitación	Sin escobillas
Enfriamiento estator-rotor	aire
Sobrevelocidad máxima	10% de la velocidad nominal
Instalación	Interior

Tabla 4.17 Características técnicas mínimas del generador

Elaboración propia

4.3.7 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Es un conjunto de equipos que permite modificar los niveles de voltaje de la energía eléctrica para su posterior transporte y distribución. El proyecto geotérmico Chachimbiro que se encuentra a una distancia de 15 km de la subestación Ibarra

Subestación Ibarra: Niveles de voltaje 138/69kV y 138/34,5kV. Capacidad 100 y 40 MVA respectivamente. Permite el suministro de energía a la provincia de Imbabura y los cantones Pedro Moncayo y Cayambe de la provincia de Pichincha.

Subestación Chachimbiro: Subestación de elevación que consta de un transformador de potencia de elevación de nivel de voltaje de 13.8 Kv a 138 kV, con una potencia aparente 18 MVA trifásico de conexión YND1. Se ha previsto que la subestación tendrá un esquema de barra principal y transferencia, acopladas entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados, entre las ventajas que posee este tipo de esquema es que permitirá labores de mantenimiento sin interrupción del servicio, elevándose el nivel de confiabilidad.

Los componentes principales de una subestación eléctrica tipo intemperie son:

Transformador de potencia

Está constituido por un núcleo de material magnético que forma un circuito cerrado y dos arrollamientos primario y secundario aislados entre sí. Transfiere la energía bajo el principio de inducción electromagnética a frecuencia de 60Hz. Posee una vida útil alrededor de los 25 años. Los transformadores permiten en sistemas eléctricos de potencia trabajar con niveles de voltaje y corriente adecuados en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Los aspectos que deben especificarse en un transformador de fuerza son:

- | | |
|-----------------------------------------|---------------------------------|
| • Potencia nominal OA/FA [KVA] | Puesta a tierra. |
| • Elevación de temperatura, plena carga | Desplazamiento angular |
| • Voltaje primario (fase/fase) | Frecuencia |
| • Voltaje secundario (fase/fase) | Clase aislamiento lado primario |
| • Conexión: Lado prim/ Lado sec. | Clase aislamiento lado sec. |
| • Impedancia | Derivaciones |

A continuación se determinan las características técnicas que deben satisfacer los transformadores de potencia. Irán conectados a la salida del generador proporcionando energía a las líneas de transmisión.

Potencia nominal, la potencia aparente será de 18MVA

Refrigeración, medio usado para disipar el calor generado en el transformador. De acuerdo con las normas IEC la refrigeración para transformadores de 10 a 200 MVA) será: ONAF ON Refrigeración de aceite natural

AF Refrigeración forzada con ventiladores (radiadores-válvulas de estrangulación).

Elevación de temperatura, en su aplicación a los transformadores, los aceites minerales deben aislar los devanados entre sí y con la cuba del transformador, para evitar cualquier posibilidad de arco eléctrico y, al mismo tiempo, deben actuar como agentes refrigerantes del transformador evacuando las pérdidas caloríficas, producidas en los devanados y en el hierro del transformador, por efecto joule, por corrientes parásitas, etc. La elevación de temperatura en el aceite puede alcanzar hasta 55°C sobre un ambiente máximo de 40°C y promedio de 30°C en un período de 24 horas.

Voltaje nominal, en el primario indica cual es el voltaje al que está previsto conectar el transformador y en el secundario el voltaje que aparece en circuito abierto. El nivel de voltaje del transformador elevador trifásico será de 13.8kV/138kV.

Conexión, La conexión empleada será delta estrella, donde el devanado en delta se conecta a las terminales del generador y el devanado en estrella se conecta a la línea de transmisión. La ventaja del devanado en estrella en el lado de alto voltaje es que se suministra un punto neutro N para conectar a tierra por lo que se reducirá las necesidades de aislamiento para los devanados de alto voltaje del transformador. La ventaja del devanado en delta es que la corriente magnetizadora de la tercera armónica, provocada por la característica B-H no lineal del núcleo, permanece atrapada en el interior del devanado en delta. Las corrientes de la tercera armónica son corrientes de secuencia cero y frecuencia triple, las cuales no pueden entrar ni salir de una conexión en delta, pero pueden fluir dentro de ella.

Impedancia, se produce una caída de voltaje interna cuando el transformador se somete a carga, afectando a la regulación de voltaje. Corresponde a la caída en la reactancia (resistencia tiene valor despreciable) y está determinada mediante la realización de la prueba de cortocircuito al transformador. Expresada en %.

Desplazamiento angular primario y secundario, de acuerdo a la norma ANSI C57-12 para la conexión delta- estrella el ángulo de fase de referencia del lado de alta está adelantado 30°C al lado de bajo voltaje.

Se contará con dos transformadores cuyas características mínimas se indican en la tabla 4.18:

CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS DE CADA TRANSFORMADOR	
Potencia aparente nominal	18 MVA
Número de fases	3
Frecuencia	60 Hz
Máxima temperatura aumento entre aceite	55°C
Tipo de refrigeración (aceite natural aire natural)	ONAF
Voltaje primario	138 kV
Rango	±5%
Voltaje secundario	13,8 kV
Conexión	YND 1
Líquido refrigerante	Aceite mineral
Impedancia	10,5%
Pasos de tap	2,5%

Tabla 4.18 Características técnicas mínimas de cada transformador

Elaboración propia

Disyuntores

Los disyuntores interrumpen corrientes de falla, para limitar a un mínimo los posibles daños que pueden causar los cortocircuitos, para ello debe ser capaz de interrumpir corrientes de: carga, magnetización de transformadores y reactores, capacitivas de bancos de condensadores, capacitivas de líneas en vacío. Los disyuntores cierran circuitos en condiciones normales de carga y durante cortocircuitos. Las funciones fundamentales de los disyuntores son:

- Conducir corriente en posición cerrada.
- Aislar en dos partes al circuito eléctrico.
- Cambiar de cerrado a abierto o viceversa
- Aislar fallas.

- Pueden abrir en tiempos de dos ciclos.

Las partes fundamentales de los disyuntores son: partes conductoras de corriente, partes aisladoras, dispositivos de extinción de arco, mecanismos de operación, componentes auxiliares, dispositivos para equalizar los voltajes, (dispositivos sirven para distribuir uniformemente el voltaje entre todas sus cámaras).

Según el medio eléctrico en el cual se encuentran los contactos, los tipos empleados para los disyuntores son los siguientes: en aceite, en SF6 (hexafluoruro de azufre), de soplo de aire, en vacío. La alternativa sería el uso de un disyuntor en SF6, el interruptor en SF6 es un gas inerte que se hace trabajar a la presión de 2 o 3 kg/cm². Se manda SF6 a presión sobre el arco, generalmente a lo largo del eje del arco, lo cual lo adelgaza y lo apaga. El disyuntor en SF6 es totalmente hermético para mantener la presión, presentando varias ventajas que hacen que sea cada vez más empleado: el SF6 no es tóxico, el disyuntor ocupa poco espacio y además no es ruidoso.

Debido a la gran variedad de disyuntores ofrecidos por los fabricantes (medio aislante, voltaje, amperaje, poder de corte, mecanismo de mando, etc.) es necesario, a la hora de seleccionar el disyuntor, establecer una especificación precisa para caracterizar debidamente el disyuntor a instalar. Los datos mínimos requeridos al especificar un disyuntor son los siguientes:

Número de polos	Corriente nominal
Frecuencia	Corriente de corto circuito
Voltaje nominal	Tiempo de interrupción nominal
Máximo voltaje nominal	Nivel Básico de Aislamiento
Máx. capacidad simétrica de interrupción	Sistema de neutro

Grado de protección, contra los agentes externos (en particular, este punto incluye si el disyuntor es para interior o para intemperie).

Número de polos, (unipolar o tripolar). Para considerar un disyuntor como tripolar, la operación de los 3 polos debe ser prácticamente simultánea.

Voltaje nominal, se debe especificar un valor mínimo y un valor máximo.

Frecuencia (Hz), es la del sistema en que se va a instalar el equipo.

Corriente nominal, es la mayor corriente que puede circular permanentemente sin que se exceda la temperatura máxima aceptable en las partes conductoras del interruptor.

Máxima capacidad simétrica de interrupción, es la mayor corriente que el aparato puede cortar en condiciones normales de voltaje, es decir con un voltaje de restablecimiento correspondiente al voltaje nominal en bornes del interruptor (pueden darse 2 valores: mín V y máx V).

Poder de cierre nominal, cuando se proceda al cierre del aparato, puede suceder que haya aparecido un corto-circuito en la red y que el aparato se cierre sobre el cortocircuito. El valor de la corriente (régimen transitorio) puede subir a un valor de cresta muy elevado, por lo que es necesario un poder de cierre del orden del doble del poder de corte.

Corriente de cortocircuito, el disyuntor debe poder soportar durante 1s su pleno poder de corte (valor eficaz) y su pleno poder de cierre como golpe de corriente (valor de cresta).

Tiempo de interrupción nominal, es el tiempo que transcurre entre el instante en que el relé ya dió la orden de apertura (excitación de la bobina de disparo) y el instante en que se extinguió totalmente el arco.

En la siguiente tabla se aprecia las especificaciones para un disyuntor del SNI:

CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS DE LOS DISYUNTORES	
Numero de polos	3
Frecuencia	60 Hz
Neutro del sistema	Puesto a tierra
Voltaje nominal	138 kV
Voltaje máximo	145 kV
Corriente nominal	2000-1600 A
Corriente skt	40 kA
Tiempo de interrupción	3 ciclos
Imx interrupción simétrica	40 kA
I skt en tres segundos	40 kA
Capacidad de cierre	64 kA
Ciclo de operación	CO+20ciclos+CO
Resistencia dieléctrica	310 kV
BIL kV	650 kV

Tabla 4.19 Características técnicas mínimas de los disyuntores

Fuente Operación de subestaciones Luis Tapia 2005

Seccionadores

Las funciones básicas de los seccionadores son:

- Acción de bypass de equipos (disyuntores, condensadores).
- Aislar a equipos (disyuntores, condensadores, barras, transformadores, reactores).
- Operar circuitos (Transferir circuitos de una a otra barra en una S/E).
- Poner a tierra componentes de un sistema en mantenimiento.

Las principales características a considerar en los seccionadores son:

- Capacidad de conducción de corriente nominal y de cortocircuito.
- Solicitaciones dieléctricas
- Esfuerzos debidos a corrientes de cortocircuito, vientos, etc.
- Instalación interna o externa.

Las principales características que deben indicarse en los seccionadores son:

Número de polos	Voltaje nominal
Voltaje nominal máximo	Máxima corriente nominal
Corriente asimétrica momentánea	Separación de polos
Nivel Básico de Aislamiento	

Voltaje nominal, voltaje de servicio continuo, debe ser igual al máximo nivel del voltaje de operación del sistema.

Nivel de aislamiento, capacidad de soportar solicitaciones dieléctricas. Se especifica el nivel de aislamiento entre polos.

Frecuencia, del sistema (60 Hz).

Corriente nominal, corriente que el equipamiento debe conducir sin exceder los valores de temperatura especificados para los diversos componentes.

Corriente nominal de cortocircuito, formada por dos componentes una de régimen (ca) y otra de cc.

Esfuerzos mecánicos sobre terminales, viento, esfuerzos electromagnéticos de corrientes de cortocircuito, sobre el equipo en sí. Esfuerzos de viento y electromagnéticos de corrientes de cortocircuito, en los terminales, debido a la acción sobre conductores, aisladores, etc.

Voltaje nominal de circuitos auxiliares, circuitos de mecanismos de operación.

En la siguiente tabla se aprecia las especificaciones para un seccionador del SNI:

CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS DE LOS SECCIONADORES	
Numero de polos	3
Frecuencia	60 Hz
Voltaje nominal	138 kV
Voltaje máximo	145 kV
Corriente nominal	2000-1600 A
Corriente asimétrica	70 kA
I skt en tres segundos	43,75 kA
Resistencia dieléctrica imp	650 kV
Resistencia dieléctrica 60 Hz	355 kV
Espacio entre polos	43.75 cm
I cuchilla puesta a tierra a 3s	70 kA

Tabla 4.20 Características técnicas mínimas de los seccionadores

Fuente Operación de subestaciones Luis Tapia 2005

Transformadores para medida y protección

Los transformadores de medida se emplean para realizar medidas de intensidad, potencia, factor de potencia o energía mediante los instrumentos de medida, adecuados. Se caracterizan por su precisión y por saturarse con sobre intensidades moderadas ($5 \cdot I_n$) (norma IEC). Las corrientes secundarias se definen para 5A y 1A. Las clases de precisión son: 0.1, 0.2, 0.5, 1, 3, 5. Las cargas en [VA] pueden ser: 2.5, 5, 10, 15, 30.

Los transformadores de protección se conectan a relees de protección, en los que se requiere el mantenimiento de la proporcionalidad entre intensidad primaria y secundaria en condiciones de sobrecarga ($> 5 \cdot I_n$) (norma IEC). Las corrientes secundarias se definen para 5A y 1A. Las clases son: 5P y 10P, con valores límites de precisión 5 y 10, respectivamente. La carga [VA]: 10, 15, 30.

Los transformadores para medida y protección tienen las siguientes funciones: aislar el circuito de alto voltaje, disponer de corrientes y voltajes con valores normalizados, realizar medidas remotas, aplicaciones en protección y medida, realizar control automático y permitir compensaciones.

Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente son transformadores de alta precisión en los cuales la relación de las corrientes primaria a secundaria es una constante

conocida que cambia muy poco con la carga. Se utilizan para medir o monitorear la corriente en una línea y para aislar al equipo de medición. El primario de un transformador de corriente se conecta en serie con el circuito que se desea controlar y el secundario se conecta a los circuitos de corriente de uno o varios aparatos de medición o de protección. Por lo general la corriente secundaria nominal es de 5A, independientemente de la capacidad de corriente del primario.

Se ha determinado la utilización de transformadores de corriente, del tipo pasante o "bushing". Su aislamiento será del tipo seco a base de resina epóxica. Deberán tener capacidad mecánica y térmica para soportar durante un segundo una corriente de cortocircuito de valor eficaz no menor de 32 kA y de pico de 80 kA.

Los datos requeridos para especificar un T/C, son los siguientes:

Número de devanados secundarios	BIL
Relación de transformación	Clase de voltaje
Clase de precisión de protección	Frecuencia nominal
Resistencia del devanado secundario.	Conexión
Capacidad mecánica y térmica de corto tiempo (1s).	
Curvas de magnetización para T/C tipo C.	
Curvas de relación de sobre corriente para T/C tipo T	

En la siguiente tabla se aprecia las especificaciones para un T/C del SNI:

CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	
Número de devanados secundarios	2
Relación de transformación	800/1200/2000:5/5/5/5
Clase de precisión de protección	5P20
BIL	650 kV
Clase de voltaje	C400
Frecuencia nominal	60 HZ
Corriente térmica continua	2400 A

Tabla 4.21 Características técnicas mínimas de los TC's

Fuente Operación de subestaciones Luis Tapia 2005

Transformadores de potencial

En sistemas de voltajes iguales o superiores a 138kV se utilizan transformadores de potencial capacitivos (DCP's) para protección o medición. Se utilizarán tres transformadores de potencial tipo capacitivos (uno por fase) para protección, puesto en el SIN se emplean este tipo de TP's

Los datos requeridos para especificar un T/P capacitivo, son los siguientes:

Voltaje nominal del circuito	Mínima capacitancia
Máximo voltaje de operación	Frecuencia nominal
Número de devanados secundarios	Relación transformación
Conexión	Máximo burden
Precisión de devanados a burden máximos	Voltaje secundario

En la siguiente tabla se aprecia las especificaciones para un T/P del SNI:

CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	
Conexión primario	Fase-tierra
Voltaje nominal	138 kV
Voltaje secundario	115/66.4 kV
Voltaje nominal primario	79.67 kV
Devanados secundarios	2
Relación de transformación	700-1200:1
Burden	400 VA fp 0.85
Máximo error	0.3%
Angulo de fase	0.5
Capacitancia	0.016 uF
BIL	650 kV

Tabla 4.22 Características técnicas mínimas de los TP's

Fuente Operación de subestaciones Luis Tapia 2005

Pararrayos

Los pararrayos son los dispositivos que deben ser aptos para protección de los equipos, contra las sobretensiones producidas por operaciones de maniobras y por la ocurrencia de descargas atmosféricas. La función de este elemento es limitar el voltaje que puede aparecer en bornes del sistema a proteger enviando a tierra las sobretensiones. Para la protección óptima de los pararrayos se requiere:

Instalarlo lo más cerca posible al equipo o red a proteger

Mantener resistencias de puesta a tierra dentro de valores apropiados

Poseer características de voltaje y corriente de descarga apropiados.

El pararrayos debe capturar el rayo en el punto diseñado para tal propósito, conducir la energía de la descarga a tierra mediante un sistema de cables conductores que transfieren la energía de la descarga mediante trayectorias de baja impedancia y disipar la energía en un sistema de terminales (electrodos) en tierra. La selección se la realiza de acuerdo a los siguientes parámetros:

- Espaciamiento de fases, aislamiento de la línea.
- Apantallamiento de línea de objetos que la rodean.
- Frecuencia e intensidad de descargas atmosféricas.
- Mantenimiento de la línea
- Contaminación atmosférica

En la siguiente tabla se puede apreciar las especificaciones para un pararrayos del SNI:

CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS DEL PARARRAYOS	
Conexión	Fase- tierra
Voltaje nominal	138 kV
Voltaje máximo de operación	145 kV
Voltaje nominal fase	120 kV
Voltaje descarga frente de onda (máximo)	347 kV
Voltaje descarga 1.2x 50 us	282
Disrupción mx tensión maniobra y tensión de descarga	272
Mínimo voltaje disruptivo	168 kV
RIV microvoltios	2500

Tabla 4.23 Características técnicas mínimas del pararrayos

Fuente Operación de subestaciones Luis Tapia 2005

VER PLANO CH-F-02 (DIAGRAMA GENERAL UNIFILAR)

PROTECCIONES

El sistema de protecciones eléctricas brinda confiabilidad, disponibilidad y flexibilidad a todo el sistema. Estas protecciones deben ser calculadas sin sobredimensionar lo equipos ya que eso significaría pérdidas económicas.

Protecciones del generador

Las protecciones con la que debe contar el generador son:

Protección diferencial 87 G contra fallas entre fases

El principio en el que se basa la protección es en el de la comparación serie entre las tres fases, de la corriente que circula por el extremo del neutro con la que circula por el extremo de los bornes, en condiciones normales las corrientes serán iguales, en caso de cortocircuito existirá una diferencia percibida por un relé. Es una protección selectiva. Y detecta fallas trifásicas y bifásicas.

Protección contra fallas a tierra del estator 59GN

El comportamiento del generador durante una falla fase tierra está condicionado por el método utilizado para puesta a tierra del estator. El tipo de conexión más utilizado es el neutro conectado a tierra por medio de un transformador que tiene como objetivo limitar la corriente de falla a valores muy significativos que no tengan incidencia en la máquina.

Protección contra fallas a tierra del estator 27

En fallas cercanas al neutro la circulación de corrientes pequeñas a través del transformador de distribución, pueden muchas veces no ser detectadas por el relé 59GN debido básicamente a que no generan un voltaje residual representativo en el secundario por lo tanto es necesario el empleo de un relé de bajo voltaje 27H calibrado para un funcionamiento con voltajes a frecuencia superior a la fundamental.

Protección de falla a tierra en el campo 64R

Es una protección dirigida a mantener el estado normal del devanado del rotor en caso de producirse una falla a tierra. Este tipo de falla ocasiona daños muy severos a la máquina y un costo bastante alto que incluso podría dejar al generador un periodo prolongado fuera de servicio. Entre los métodos más usados de protección que detectan fallas a tierra en el campo se encuentran, método corriente continua, alterna y divisor de voltaje.

Protección potencia inversa 32

La protección actúa cuando se presenta un flujo de potencia en dirección contraria a la de entrega por medio del generador. A este evento se lo conoce como motorización. Este relé es de tipo direccional de corriente alterna, emplea lecturas de voltaje y corriente, es así que esta protección se lo utiliza para salvaguardar en forma especial a la turbina de vapor, ya que la potencia inversa no tiene ninguna secuela inmediata sobre el generador.

Protección contra pérdida de excitación 40

La pérdida de excitación induce que el generador absorba reactivos de la red para conseguir su excitación, además la pérdida del sincronismo, embalamiento de la máquina, sobrecalentamiento del estator, etc. El principio de funcionamiento de la protección se basa en un relé de tipo circular (mho o impedancia) que detecta aumentos en la potencia reactiva que consume el generador de la red, a través de la medición de la impedancia del sistema en bornes del generador.

Protecciones contra variación de frecuencia 81

Una repentina pérdida de carga o una súbita reducción en la potencia de entrada son las causas que provocan la sobre o baja frecuencia respectivamente, y que pueden ocasionar: daños a los generadores y turbinas, el aumento importante de la temperatura y pérdidas excesivas en el hierro del generador

Protección de distancia 21

Es una protección de respaldo en el conjunto transformador-generador, actuando contra toda falla (cortocircuitos trifásicos, fase-fase, fallas en el sistema de potencia) que se produzca dentro de la curva de impedancia que relaciona la resistencia con la reactancia, siendo esta la zona de operación. Esta protección es usada en el caso de una falla en un elemento adyacente, en este caso, las líneas de transmisión que utilizan como protección principal relés de distancia.

Protección sobrecorriente 50/51

El relé de sobrecorriente instantánea y temporizada es una protección de respaldo y debe ser ajustado arriba de la corriente de carga y de la corriente de carga permitida por el neutro. Además debe poseer un retardo de tiempo para permitir oscilaciones del generador, pero a su vez el ajuste debe ser bastante bajo para disparar con falla de fases remota para varias condiciones del sistema.

Las protecciones con las que debe contar el transformador son:

Protección contra sobrecorriente 50/51

Una sobrecarga provocada por una falla externa al transformador podría originar fallas si el despeje no se lo realiza en forma inmediata. Los relés de sobrecorriente actúan aislando al transformador y corresponden a una protección de respaldo a los relés diferenciales.

Protección de bloqueo 86T

Es una protección de bloqueo a energización luego de ocurrida una falla en un transformador de potencia.

Las protecciones mecánicas tienen la función de proteger el equipo ante posibles fallas del mismo con el fin de minimizar las consecuencias de las mismas. Las protecciones mecánicas son:

Relé Bucholz

Protege al transformador contra todo efecto producido en el interior de la cuba del mismo. Se basa en el hecho de que las irregularidades en el funcionamiento de los transformadores dan lugar a calentamientos locales en los arrollamientos y consiguientemente a la producción de gases de aceite cuya cantidad y rapidez en su desarrollo crecen sensiblemente a medida que se extiende la avería.

Nivel de aceite (71)

Este relé monitorea el nivel de aceite al interior del transformador evitando el funcionamiento del mismo por debajo de los niveles nominales los cuales pueden ser muy dañinos.

Sobrepresión (69P):

Detecta cambios repentinos en la presión al interior del tanque o cuba del transformador. Cuando estos cambios súbitos de presión no son detectados pueden generar deformaciones en el tanque

Las protecciones para el bloque generador/transformador es:

Protección diferencial 87TG

Protege al bloque transformador/geerador contra cortocircuitos internos entre espiras, fallas debido a arcos eléctricos en los aisladores.

VER PLANO CH-F-03 Y CH-F-04 (DIAGRAMA UNIFILAR TIPICO TRANSFORMADOR Y GENERADOR)

4.3.8 PARÁMETROS DE DISEÑO

Dado que los efectos corrosivos de los fluidos dependen de su composición química muchas ocasiones se llevan a cabo pruebas en los sitios para decidir sobre los materiales a utilizar en la central. En estas pruebas de campo las muestras de varios elementos son sometidos a una largo exposición a los líquidos y vapores geotérmicos en condiciones muy parecidas a las que se espera durante la operación de la planta. Las siguientes propiedades son observadas:

- Fatiga de corrosión
- Corrosión
- Erosión
- Resistencia a la tracción.

4.3.8.1 Características mínimas del equipamiento electromecánico

Se encuentran como (**Anexo 2**)

CAPÍTULO V

EVALUACIÓN ECONÓMICA

El objetivo de este capítulo es el de analizar la viabilidad económica de una central geotérmica tipo flash en el área de Chachimbiro. Este análisis se desarrollará en base a la información descrita en los capítulos anteriores. La viabilidad comercial de producción de energía geotérmica está influenciada por costos de inversión (exploración, perforación, construcción de la planta), costos de operación y mantenimiento, potencia y energía generada y el precio medio de energía eléctrica.

En este análisis se incluyen los costos de inversión y operación & mantenimiento para obtener el costo promedio de producción de energía durante la vida útil de la planta (costo nivelado de la energía). Se incluye también programa de ejecución de obras y costo evitado. Los costos presentados a continuación han seguido una línea de acuerdo a la estructura observada a nivel internacional.

5.1 COSTOS DE LA CENTRAL GEOTÉRMICA

Como primera instancia se analizará los diferentes costos de inversión que influyen en las centrales geotérmicas y sus diversos factores, además de los costos de operación y mantenimiento.

Dentro de estos parámetros se puede citar tres fases del proyecto como:

- | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|----------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> • Exploración y Perforación (desarrollo) • Equipamiento electromecánico | } | → Costo de inversión |
| <ul style="list-style-type: none"> • Operación y mantenimiento | → | Costo de generación |

5.1.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Todo proyecto de geotermia profunda supone un gran esfuerzo económico en las etapas iniciales, pero a continuación originan un costo de operación inferior al de otras tecnologías y con una larga vida útil estimada en los 25-30 años.

La inversión por kW instalado para una central geotérmica disminuye exponencialmente con la capacidad de la planta y se puede encontrar mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Costo Inversión} = 2500 e^{-0,0025(P-5)} \quad ^{54} \text{ (Ec. 5.1)}$$

Donde:

P: Capacidad instalada MW

De acuerdo a la Ec. 5.1 el costo de inversión para la central geotérmica de 30MW a instalar en Chachimbiro sería:

$$\text{Costo Inversión} = 2348,53 \text{ USD/kW}$$

De acuerdo a otros autores este valor estaría entre los 2500 a 3000 USD/ kW. En relación a distintas centrales geotérmicas que operan alrededor del mundo con tecnología flash los costos de inversión fluctúan entre 2000-4500 USD/kW ⁵⁵.

Dentro de los costos de inversión se encuentran todos aquellos relacionados con las actividades afines a las dos etapas; exploración/perforación (desarrollo) así como también equipamiento electromecánico (central geotérmica), que prácticamente conforman todo el proceso de construcción.

Además, como referencia se considera el proyecto Northern Negros en Filipinas con una potencia de 40 MW, el valor del kilovatio instalado fue de 2.700 USD. De éste valor el 40% representa los costos para desarrollar el campo de vapor (exploración y perforación), y el 60% restante para construir la planta de generación.

COSTOS DE INVERSIÓN	
Exploración	10-20%
Perforación	20-30%
Central geotérmica	60%

Tabla 5.1 Porcentaje de inversión para las dos etapas del proyecto

Fuente: DIPIPO, Ronald. *Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts*

⁵⁴ SANYAL, Subir. Cost of Geothermal Power and factors that affect it. Richmond. California. 94804. USA.2004. Pág.2.

⁵⁵ DIPIPO, Ronald. Small geothermal power plants: design, performance and economics. Dartmouth. Massachusetts 2005. Pág 6-7.

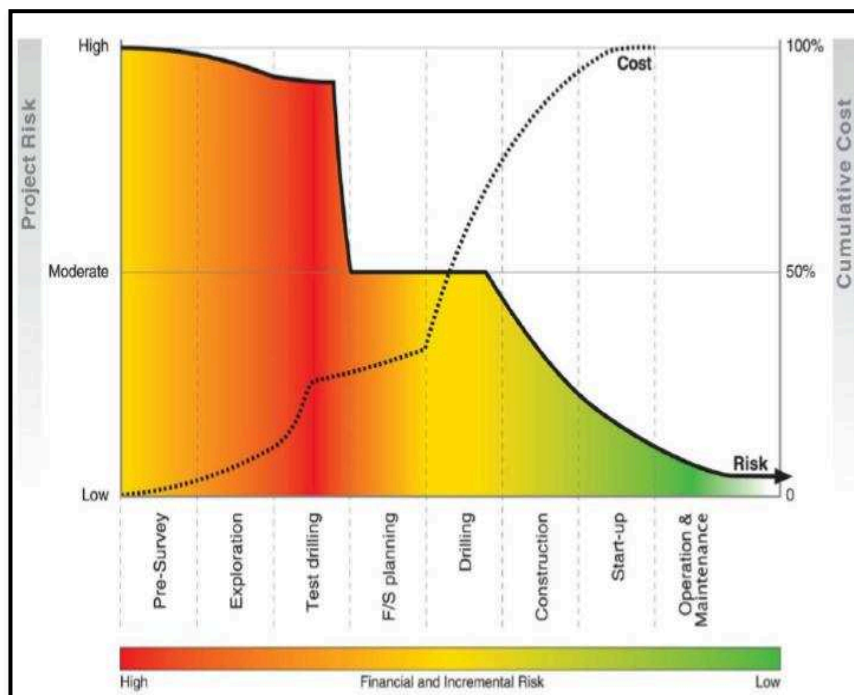
Por último, se tiene que en base a la experiencia de GeothermEx y datos presentados por Entingh y McVeigh (2003), el costo de inversión actualmente para un proyecto entre 5MW y 150MW estarían en el rango de 1,600 USD/kW a 2.500 USD/kW, valores que dependen del tamaño del proyecto y otros criterios específicos del mismo.

5.1.1.1 Costos de exploración y perforación (desarrollo)

a) Costo de exploración

La exploración de recursos geotérmicos soporta cierto riesgo económico, por lo que resulta conveniente realizarlo en forma de fases o etapas continuas, con inversiones progresivas en consonancia a los resultados alcanzados en cada una de las mismas.

Como se puede observar en la gráfica a medida que el riesgo se incrementa también lo hace el costo adquiriendo un valor bastante bajo cuando la central entra en operación.



Gráfica 5.1 Riesgo en el desarrollo de una central geotermia

Fuente: Geotermia en Centroamérica

Los costos de exploración se ven afectados por algunos factores dependientes del lugar donde va a operar la central, entre los cuales están:

- Topografía Ingeniería geológica
- Distancia del sitio Infraestructura(opcional)
- Accesibilidad al lugar

El proceso requerido para la ubicación del recurso geotérmico esta desligado al tamaño del prospecto que se quiere instalar, sin embargo el concepto de economía de escala influye en los costos de exploración obedeciendo al tamaño de la planta.

Para el área de Chachimbiro.

Una forma de estimar el costo de exploración radica en la utilización de la tabla 5.2 que indica los diferentes valores que le dan algunos autores al costo de exploración.

Autor	COSTOS DE EXPLORACION			
	Nielson/1989	EPRI/1996	EPRI/1997	GEOTHERMAL EX/2004
Costos de exploración USD/kW	107,2	125,9	101,1-130,8	88,5-142

Tabla 5.2 Costo de exploración según algunos autores

Fuente: Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development

El costo de los estudios geotérmicos que implica la exploración del área se consideró que se encuentran en un margen de 20-30 USD/kW según experiencias internacionales, es así que para el área analizada se estimará en un costo de 25USD/kW dando como resultado un valor total de ⁵⁶:

$$\text{Costo de estudios geotérmicos} = 750.000 \text{ USD}$$

El costo de exploración indicado en la tabla 5.2 corresponde a las actividades que implican el análisis del campo geotérmico y la perforación del primer pozo exitoso. Para estimar el valor se realizo un promedio general, dando como resultado un valor de 115,9 USD/ kW que se encuentra dentro del rango sugerido por los autores ⁵⁷.

$$\text{Costos de análisis y perforaciones exploratorias} = 3'477.000$$

⁵⁶ NATHANAEL,C. Factors Afecting Costs of Geothermal Power Development. Agosto.2005.Pág 6. CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR. Geotermia. Proyecto geotérmico Chacana. Septiembre. 2010. Pág 33-35.

⁵⁷ NATHANAEL,C.Factors Afecting Costs of Geothermal Power Development. Agosto.2005.Pág 8.

El costo de la confirmación corresponde a la validación del potencial geotérmico hipotético, y simplemente consiste en la evaluación del 25% de la capacidad de la central a instalar mediante perforaciones profundas, en el caso del área de Chachimbiro se ha estimado que tres a cuatros pozos exploratorios serían suficientes para la potencia diseñada. El costo de confirmación cuando el proyecto es efectivamente viable para la producción de energía eléctrica es de 150 USD/kW ⁵⁸.

$$\text{Costo de confirmación} = 4'500.000 \text{ USD}$$

Adicionalmente se deben contar con permisos ambientales, de acuerdo a otros estudios realizados en el país, se podría estimar en un valor de 4 USD/kW ⁵⁹.

$$\text{Costo por permiso ambiental} = 120.000 \text{ USD}$$

b) Costo de perforación

El costo del pozo obedece a varios factores como, profundidad del reservorio, tipo de roca, diámetro, accesibilidad a la zona, etc. Parámetros que determinan la velocidad de perforación, número de columnas de entubación necesarias y el tiempo requerido para perforar un pozo (25 a 90 días). Las características del fluido también afectan al costo de perforación ya que si el fluido presenta una cantidad abundante de sales se tendrían la obligación de emplearse mejores materiales de revestimiento.

El costo de perforación se encuentra relacionado con el número de pozos a perforar que depende de cierta manera de la productividad media del pozo (temperatura y presión del recurso) y de la capacidad de la central a instalar. Los costos de perforación aumentan en función de la profundidad siendo un componente económico relevante dentro del desarrollo de un proyecto geotérmico, su valor aproximado fluctúa entre 547.500 a 2'250.000 USD por pozo exploratorio ⁶⁰.

⁵⁸ NATHANAEL, C. Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development. Agosto. 2005. Pág 11.

⁵⁹ CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR. Geotermia. Proyecto geotérmico Chacana. Septiembre. 2010. Pág 35.

⁶⁰ SIERRA, José Luis; PEDRO Graciela. Energía Geotérmica. Argentina. 1998. Pág.35.

Para el área de Chachimbiro

Tomando en cuenta una probabilidad del 66% en encontrar pozos productivos, se estima la perforación de 9 pozos para la capacidad de la central a instalar en el área geotérmica Chachimbiro. Por lo tanto considerando un valor por pozo de 2'250.000 USD (incluyendo toda la ingeniería en que se incurre), el costo total de perforación aproximado será ⁶¹:

$$\begin{aligned} \text{Costo total de perforación} &= \text{número de pozos a perforar} \cdot \text{costo por pozo} \\ \text{Costo de exploración} &= 20'250.000 \text{ USD} \end{aligned}$$

Otra forma de encontrar este costo es por medio de la siguiente relación que toma en cuenta la profundidad de perforación (Geothermal Energy Association).

$$\text{Costo de perforación unit/pozo} = 240785 + 210 \cdot d + 0.019069 \cdot d^2 \quad ^{62} \text{ (Ec. 5.2)}$$

Donde:

d : Profundidad [pies].

La profundidad de perforación en el área de Chachimbiro está entre los 1.500-2.000m. Por lo tanto se tomará el valor promedio de 1.800m que corresponde a 5906 pies ⁶³.

$$\text{Costo de perforación por pozo unitario} = 2'146.188 \text{ USD}$$

Si se tiene en cuenta el mismo número de pozos a perforar es decir 9, el costo total de perforación es ⁶⁴:

$$\begin{aligned} \text{Costo total de perforación} &= \text{número de pozos a perforar} \cdot \text{costo por pozo} \\ \text{Costo total de perforación} &= 19'315.692 \text{ USD} \end{aligned}$$

La diferencia de resultados dada por ambos métodos es del 4,61%. Siendo el resultado último el más consistente.

⁶¹ SIERRA, José Luis; PEDRO Graciela. Energía Geotérmica. Argentina. 1998. Pág.35

⁶² NATHANAEL, C. Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development. Agosto. 2005. Pág 15.

⁶³ BEATE, Bernardo. Plan para el aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos en el Ecuador. Quito. Abril. 2010. Pág 25, 124.

⁶⁴ Ver tabla 4.7.

Además se sumará un costo por evaluación del reservorio que se realiza mediante pruebas de pozo, las cuales consisten en la obtención de las mediciones requeridas y el control del fluido a cada momento tanto en el pozo así como en el reservorio. En la ejecución de los ensayos se obtendrán diferentes parámetros que permitirán calcular las curvas de productividad (“Deliverability”) características de los pozos. Estos parámetros incluyen: temperatura, presión, tasa de flujo de agua, tasa de flujo de vapor, química del líquido, composición del gas no condensable y concentración en el vapor y caudal de flujo total. De acuerdo a sus características, se espera que cada prueba de pozo tome un periodo máximo de 2 a 4 semanas.

Este costo se estima como un 2% del costo de perforación ⁶⁵.

$$\text{Costo de evaluación del reservorio} = 0.02 \cdot \text{Costo de perforación}$$

$$\text{Costo de evaluación del reservorio} = 386.313 \text{ USD}$$

5.1.1.2 Costos de equipamiento electromecánico (central geotérmica)

Cada tipo de central está diseñada para optimizar el uso del calor suministrado por el fluido geotérmico. A medida que la temperatura del recurso aumenta, la eficiencia de la energía del sistema incrementa y el costo específico del equipo disminuye (mas energía puede ser producida con un equipo similar) ⁶⁶.

El costo de la central geotérmica se encuentra influenciado por algunos parámetros que se puede observar en la tabla 5.3.

	Factores	Determinan	Costos
Recurso y sus características.	Profundidad.	Pozos productores e inyectores.	Costo de perforación.
	Caudal/Temperatura Potencia a instalar.	Número de pozos a desarrollar.	Costo de perforación.
	Composición química del fluido.	Equipo de preparación y acondicionamiento del fluido.	Costo de operación.
Disposición de la central.	Distancia entre el lugar del recurso con respeto al centro de consumo.	Tuberías, válvulas	Costo de equipamiento electromecánico. Costo de operación y mantenimiento.
	Líneas de financiación.	Rentabilidad del proyecto.	

Tabla 5.3 Factores que determinan los costos en un sistema geotérmico

Fuente: Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development

⁶⁵ NATHANAEL,C.Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development.Agosto.2005.Pág 12

⁶⁶ NATHANAEL,C.Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development.Agosto.2005.Pág 24

Considerando la central de 30MW a instalar en el área de Chachimbiro el equipo instalado se detalla a continuación:

CANTIDAD	EQUIPO	COSTO USD
1	Válvula de control cabeza de pozo	2,551
1	Válvula de control de gases a la atmósfera	2,151
1	Silenciador	1,144,565
1	Separador ciclónico	1,556,520
1	Válvula de humedad	1,820
1	Removedor de humedad	1,120,596
1	Válvula de control antes de la turbina	3,250
1	Válvula de paro antes de la turbina	3,420
2	Turbinas	7,491,784
2	Condensador	3,889,130
1	Sistema de enfriamiento	4,200,893
2	Bomba de condensación y refrigeración	1,676,800
2	Generador	12,500,000
2	Transformador	2,780,563
	Accesorio de tuberías	385,000
	Accesorios para los otros elementos	702,445
2	Eyector-condensador para extracción de gases	2,127,717
	Total de equipamiento electro-mecánico	39,589,205

Tabla 5.4 Costo detallado del equipamiento a instalar en el área geotérmica Chachimbiro *Elaboración propia*

El costo de construcción del proyecto geotérmico incluirá como base el equipamiento electromecánico definido dentro el diseño, al cual se le sumaran los costos relacionados a las obras de ingeniería. Estos costos de ingeniería son tomados como porcentaje del costo directo.

Cabe indicar que los datos mostrados en la tabla 5.4 fueron basados en concordancia a las características de los componentes del equipo instalado en la unidad Miravalles una central geotérmica tipo flash ubicada en Costa Rica que posee similares características al área analizada, valores que van a variar de acuerdo al fabricante.

Costos de líneas de transporte del fluido

Los costos por transmisión del fluido (producción y re-inyección) están en función de la presión, temperatura y composición química del fluido a transportar, distancia entre pozos productivos, distancia a la central, el número de separadores, tipo de acero a utilizar, etc. Una central flash requiere de los siguientes tramos de tubería:

- Tubería para el fluido (vapor-salmuera) que se envía al separador
- Tubería para suministro de vapor dirigido hacia la turbina
- Tubería para la salmuera remanente que proviene del separador
- Tubería para el fluido condensado que es enviado para re-inyección

El costo de todo el sistema de transmisión del fluido puede variar desde 30 hasta 240 USD/kW. Tomando un costo de transmisión intermedio cuyo valor se estimaría en 100 USD/kW y considerando la potencia de la central que es de 30MW, se tiene ⁶⁷:

$$\text{Costo del sistema de tuberías} = \text{Potencia central} \cdot \text{Costo de trans. del fluido}$$

$$\text{Costo del sistema de tuberías} = 3'000.000 \text{ USD}$$

Costos varios

Caminos de acceso, se requiere el acceso hacia el área geotérmica Chachimbiro, es así que se estima un valor promedio para la construcción de caminos de bajo estándar en sectores de difícil acceso de \$70.000 USD por cada km ⁶⁸.

Equipamiento de superficie, corresponde a bombas, equipo de control y equipos de apoyo de procesos tales como grúas, equipos contra incendio, grupo auxiliar, entre otros. El costo es de 480.000 USD por cada módulo de 30 MW.

Obras civiles, corresponde a estructuras de la central tales como los edificios principal y auxiliar que cobijan la casa de control, las oficinas, los tableros, el local de baterías y talleres. El costo asciende a 1.500.000 USD (módulo 30MW).

Montaje e instalación, corresponde al trabajo de ingeniería requerido para la habilitación de la planta, a un costo de 1.500.000USD por cada módulo de 30MW.

Línea de transmisión, se considera la construcción de una línea de transmisión de 15 km para el proyecto a un costo de 100.000 USD/km ⁶⁹.

⁶⁷ NATHANAEL, C. Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development. Agosto. 2005. Pág 23.

⁶⁸ Los costos varios que incluye: Caminos de acceso, Equipamiento de superficie, Obras civiles y Montaje e instalación fueron extraídos de la siguiente fuente bibliográfica AREA DE ENERGÍA DEL DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE. Simulación preliminar de desempeño operacional y comercial de centrales de generación eléctrica geotérmicas y eólicas. Santiago. 2003. Pág 119-121.

⁶⁹ CELEC. EP. Geotermia. Proyecto geotérmico Chacana. Septiembre. 2010. Pág. 35.

El costo total de inversión desplegado por fase para la central geotérmica flash en el área de Chachimbiro se indica en la tabla 5.5:

FASE	COSTO USD	COSTO USD/Kw	RANGO USD/Kw	PORCENTAJE %
<i>Exploración</i>				
Estudios geotérmicos	750,000	25	25-30	11.61
Análisis y Perforaciones exploratorias	3,477,000	115.9	90-140	
Confirmación (4 pozos)	4,500,000	150	100-200	
Permiso ambiental	120,000	4	4-5	
Costo total de exploración	8,847,000	294.9		
<i>Perforación</i>				
Perforación de pozos productores	19,315,692	643.86	500-1000	25.85
Evaluación del reservorio (prueba de pozos)	386,313	12.88	12-15	
Costo total de perforación	19,702,005	656.73		
<i>Equipamiento electromecánico</i>				
Equipamiento eléctrico y costos varios	44,674,205	1489.14	1100-2000	62.55
Sistema de tuberías	3,000,000	100.00	55-400	
Costo total de equipamiento	47,674,205	1589.14		
TOTAL	76,223,210	2540.77		100

Tabla 5.5 Costo de inversión de la central geotérmica Chachimbiro

Elaboración propia

Dividiendo el costo total inicial por la capacidad instalada se obtiene el valor de 2540 USD por cada kW instalado.

5.1.1.3 Costos de generación

5.1.1.3.1 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento del área geotérmica son los valores referentes a las actividades que permiten la conducción del vapor desde el reservorio geotérmico hacia la central en una forma eficiente. Dentro de estos costos se encuentran: Reparación y limpieza de los pozos, perforación de pozos de reemplazo (productores e inyectores), reparación de líneas de inyección y tubería de vapor, cuadrillas de operación y mantenimiento de instalaciones superficiales. La vida útil de un pozo es aproximadamente de 10 años.

Es decir estos costos dependerán en forma mayoritaria de lo que suceda en los pozos productivos, aumentando significativamente el valor en caso de que se

requiere reemplazar a alguno de ellos. La inspección de los pozos productores es realizada diariamente por el personal autorizado, en caso de algún problema existente en algún pozo conductor del fluido geotérmico, se reporta y se fija una fecha para la correspondiente evaluación.

Un programa de trabajo que priorice las actividades de operación y mantenimiento dentro de un esquema que favorezca al proceso de operación adecuado de la central es muy importante. A su vez debe ser bastante flexible como para ser modificado cuando las situaciones presentadas en las instalaciones así lo ameriten.

COSTO	ACTIVIDADES	
Costo de Operación	Mano de obra	Repuestos
	Control de corrosión	Lubricantes
	Combustible para vehículo	Impuestos
	Sistema de refrigeración	Alumbrado
Costo de mantenimiento	Grupo turbo-generador	Casa de máquinas
	Control de los equipos de superficie	
	Sistema de tuberías	Revisión de la maquinaria
	Reparación de carreteras	
	Sostenimiento pozos productivos e inyección	
	Realización de pozos de reposición	

Tabla 5.6 Actividades que determinan los costos de operación y mantenimiento

Elaboración propia

a) Costo de operación y mantenimiento de la central

Los costos de operación y mantenimiento de la central con una declinación exponencial con el incremento de la potencia de la central es la indicada a continuación:

$$\text{Costo de Operación y Mantenimiento de la central} = 2e^{-0,0025(P-5)} \quad ^{70} \text{ (Ec. 5.3)}$$

Donde: P : Capacidad instalada MW

De acuerdo a la Ec. 5.3 el costo de operación y mantenimiento de la central para la central geotérmica de 30MW a instalar en Chachimbiro sería

$$\text{Costo de Operación y Mantenimiento de la central} = 1,8 \frac{ctv}{kWh} = 0,018 \frac{USD}{kWh}$$

⁷⁰ SANYAL, Subir. Cost of Geothermal Power and factors that affect it. Richmond. California. 94804. USA.2004. Pág.2

Basado en la experiencia de GeothermEx el costo representativo de operación y mantenimiento de la central está en el rango de 2 ctvs/kWh para una central de 5W y 1,4 ctvs/kWh para una central de 150 MW. Donde una central de 30MW se encontrará dentro de este rango ⁷¹.

b) Costo de operación y mantenimiento del campo

Las características de la productividad del pozo afectan al costo de la energía geotérmica en dos formas principalmente:

- Si la productividad del pozo es mayor, se necesitan menor número de pozos productores para suministrar la capacidad de la central, lo que reduce el costo de energía. Para efectos prácticos se vio que en promedio la productividad inicial de un pozo es de 5 MW ⁷².
- Una mayor tasa de disminución de la productividad de los pozos conlleva a la necesidad de perforar los denominados pozos de reposición lo que conduce a un mayor costo de energía. Los pozos geotérmicos se someten generalmente a una disminución "armónica" de la productividad con el tiempo.

El costo de mantenimiento del campo corresponde a las actividades relacionadas con el buen desempeño de los pozos. Los pozos de reposición están facultados para suplir la disminución de la productividad de los pozos que alimentan a la central debido principalmente a la disminución de la presión o la temperatura del reservorio.

Según el centro de división de desarrollo geotérmico el costo está estimado en:

$$\text{Costo de Operación y Mantenimiento del campo} = 0,035 \frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \quad 73$$

El costo de operación y mantenimiento estaría representado como el costo de la inversión total de la central para la generación anual neta. Lo que da lugar a un flujo contante a lo largo de la vida útil de la central geotérmica.

⁷¹ SANYAL, Subir. Cost of Geothermal Power and factors that affect it. Richmond. California. 94804. USA.2004. Pág.2.

⁷² SANYAL, Subir. Cost of Geothermal Power and factors that affect it. Richmond. California. 94804. USA.2004. Pág.2- 3.

⁷³ DIVISIÓN DE DESAROLLO GEOTERMICO INDE. Energía geotérmica. Guatemala.2007.Pág 18

COSTO DE GENERACIÓN	COSTO USD	COSTO USD/Kwh	RANGO ctvs/Kwh
Operación Y Mantenimiento- central	4,257,360	0.018	19-45
Operación Y Mantenimiento- campo	8,274,000	0.035	35-65
TOTAL	12,531,360	0.053	

Central	Chachimbiro
Potencia MW	30
Costo generación USD/kWh	0.053

Tabla 5.7 Costo de Op.& Mant. de la central geotérmica Chachimbiro

Elaboración propia

Su valor es de 0.053 USD/kWh, valor relativamente bajo en comparación con centrales como las térmicas, esta ocurrencia se da debido a que las plantas geotérmicas no requieren del uso de combustible.

La tabla 5.8 enumera todos los parámetros para la gama de desarrollo de los escenarios analizados, suponiendo la economía de escala en los costos de inversión y O&M, así como la sensibilidad de la disminución de la productividad de la capacidad de la planta ⁷⁴.

CAPACIDAD DE LA PLANTA MW	COSTO INVERSIÓN POR UNIDAD USD/ kW	COSTO TOTAL DE INVERSIÓN USD	COSTO O&M POR UNIDAD ctvs/ kWh	TASA DE DECLINACIÓN ARMÓNICA INICIAL	NÚMERO DE POZOS INICIALES DE PRODUCCIÓN
5	2500	12.5	2	0.2	2
10	2463	24.6	1.98	0.6	3
20	2390	47.8	1.93	1.5	4
30	2319	69.6	1.88	2.6	7
50	2184	109.2	1.79	5	11
75	2025	152	1.68	8.3	17
100	1880	188	1.58	11.8	22
125	1744	218	1.48	15.4	28
150	1618	242.7	1.39	19.2	33

Tabla 5.8 Costos de inversión y O&M para diferentes capacidades de planta

Fuente: Cost of Geothermal Power and factors that affect it

Cabe recalcar que los costos indicados en todo el desarrollo (inversión y operación y mantenimiento) de acuerdo a varios autores, son bastante flexibles y pueden ajustarse (sumar o restarse a los mismos) de acuerdo a las

⁷⁴ SANYAL, Subir. Cost of Geothermal Power and factors that affect it. Richmond. California. 94804. USA.2004. Pág.4-5.

características propias de cada área a evaluar, sin embargo son un estimativo que nos permite tener una visión preliminar bastante próxima del costo total de construcción de una central geotérmica.

5.2 BENEFICIOS DE LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL GEOTÉRMICA

5.2.1 CÁLCULO DE LA ENERGÍA ANUAL GENERADA

De acuerdo al capítulo IV (diseño) se determinó que la potencia bruta generada por la central sería de 32,2 MW de lo cual se estimó que el consumo interno (sistemas auxiliares) correspondería a 2,2 MW, dando como resultado una potencia neta de 30MW. Como las centrales geotérmicas operan con elevados factores de planta del orden de 90% y son despachadas como carga base, la energía generada será:

$$Energía\ generada = 30000\ kW \cdot 8760h \cdot 0,9 = 236.52\ GWh$$

5.2.2 VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se consideran los ingresos provenientes de la venta de energía eléctrica. Se tomará en cuenta que la electricidad generada por la central geotérmica no se consume directamente en el punto de generación, sino que se inyectará al sistema de distribución. Es un ingreso en forma anual que se produce desde el comienzo de operación de la central hasta el fin de su vida útil.

El método de cálculo es simplemente tomando en consideración la energía que se venderá cada año según el estudio de mercado y el precio designado por el Conelec y se determina a partir de la siguiente relación:

$$Ive(n) = E(n) \cdot pm(n) \quad (Ec. 5.4)$$

Donde:

$Ive(n)$: Ingresos por venta de energía en el año n

$E(n)$: Energía vendida durante el año n

$pm(n)$: Precio de venta de energía

El ente regulador de los precios de la energía renovable en el país como bien se sabe es el CONELEC, que a través de la resolución 004/11 instauró los precios para las denominadas energías renovables no convencionales con una vigencia a partir del 14 de abril del 2011.

Esta regulación reconoce a las centrales de energía geotérmica como aquellas que generan electricidad utilizando como energía primaria el vapor proveniente del interior de la tierra cuya potencia sea igual o menor a los 50MW.

Los precios regulados estarán en vigencia por un lapso de 15 años desde la fecha de suscripción del premiso para las empresas que hayan registrado este título habilitante hasta el 31 de diciembre del 2012. Los precios registrados por la energía medida en el punto de entrega son los siguientes:

CENTRALES	TERRITORIO CONTINENTAL	TERRITORIO INSULAR DE GALÁPAGOS
Eólicas	9.13	10.04
Fotovoltaicas	40.03	44.03
Biomasa y Biogas menor a 5 MW	11.05	12.16
Biomasa y Biogas mayor a 5 MW	9.6	10.56
Geotérmicas	13.21	14.56

Tabla 5.9 Precios preferentes energía renovables ctvs/kWh

Fuente: Conelec

Estos precios preferenciales se determinaron con el objetivo de incentivar la generación renovable no convencional, manejos económicos muy sugeridos y empleados en todo el mundo por sus resultados provechosos.

Mediante el trato preferente de generador convencional para acogerse a estas ventajas deberá presentar una serie de requisitos indicados en dicha resolución. De la misma forma el CENACE estará en la obligación de despachar con prioridad la energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales hasta el límite del 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del SNI.

5.3 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Tanto los costos como los beneficios ocurren en diferentes años, por lo tanto para poder compararlos es preciso actualizarlos a valor presente a una misma tasa de

descuento y a un año que por lo general es el primer año de operación del proyecto. Los medidores económicos que nos permiten evaluar la factibilidad económica de una central son:

Valor Actual Neto (VAN)

Consiste en encontrar la diferencia entre el valor actual de los flujos de beneficio y el valor actual de las inversiones y otros egresos de efectivo a una misma tasa de descuento. La tasa que se utiliza para descontar los flujos es el rendimiento mínimo aceptable del proyecto. Si el VAN es positivo la inversión es apta para realizarse ya que el proyecto devuelve la inversión realizada con la rentabilidad exigida y además retorna un excedente equivalente al valor del VAN.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1+i)^t} - I_0 \quad (\text{Ec. 5.5})$$

Donde:

Ft : Flujos netos esperados del proyecto al final del periodo t

i : Tasa de descuento

t : Número de años

I_0 : Inversión inicial

Tasa Interna de Retorno (TIR)

A partir de la función VAN que mide la rentabilidad absoluta, se puede hallar una medida de rentabilidad relativa. La TIR mide el crecimiento del capital por unidad del capital y unidad de tiempo.

Es la tasa de descuento que hace que el valor de los flujos de beneficio (positivos) sea igual a los flujos de inversión (negativos). Es decir es la tasa que descuenta los flujos asociados al proyecto hasta un valor de cero. Si los beneficios se igualan a las inversiones, el proyecto solo cubrirá los costos mas no dejará alguna utilidad. Cuando la tasa de descuento sea menor a la tasa interna de retorno es un indicativo de que el proyecto es económicamente factible y debe ejecutarse.

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1+i)^t} - I_0 = 0 \quad (\text{Ec. 5.6})$$

Relación beneficio- costo

También conocido como índice de rentabilidad y es un complemento para el valor actual neto. Es el cociente de la suma total de los beneficios dividido entre la

suma total de los costos a una misma tasa de descuento. Si el cociente es mayor a 1 significa que para la tasa de descuento los beneficios son mayores que los costos. El proyecto debe realizarse siempre y cuando la relación beneficio y costo sea mayor a 1.

5.3.1 FLUJO DE CAJA

El Flujo de Caja es simplemente un informe financiero que muestra los flujos de ingreso y egreso de efectivo que ha obtenido el proyecto, para el escenario base donde se considera que los proyectos corresponderán a centrales despachadas en forma continua. El calendario de desembolso se encuentra en el **ANEXO 3A**

a) Flujo de ingresos

El flujo de ingresos es valorado a través de la producción anual de energía de la central estimado con un factor de potencia de 0,9 y el precio medio de energía considerado a partir de la regulación 004/11 del CONELEC.

b) Flujo de egresos

Financiamiento

Para el financiamiento se considerará un préstamo a una entidad financiera que cubrirá la inversión inicial, este préstamo se empezará a pagar a partir del primer año de entrada de funcionamiento de la central.

En el mes de julio del 2011 Ecuador adquirió un crédito con el Banco de Desarrollo de China con el fin de financiar cuatro proyectos hidroeléctricos (Mazar-Dudas, Minas San Francisco, Quijos y Villonaco). Préstamo que tendrá una tasa de interés del 6,9%.

En referencia al párrafo antes citado para el análisis del central geotérmica Chachimbiro se estimará que el préstamo realizado a la institución financiera independientemente de cuál sea, tendrá una tasa base de estudio del 7%.

Estimando que el tiempo de construcción de la central geotérmica será de 5 años, y que el préstamo adquirido tendrá dos años de gracia.

Los intereses para los años restantes se indican a continuación:

$$\text{Intereses de la central} = 76'223.210 \cdot 3 \cdot 0,07 = 16'006.874 \text{ USD}$$

El nuevo costo de inversión será:

$$\text{Costo de inversión} = 92'230.084 \text{ USD}$$

A los costos anuales de funcionamiento propio de la central se le sumará la cuota de devolución del préstamo. La cuota de un préstamo es el monto que se debe pagar periódicamente, con el objetivo de ir devolviendo parte de éste y, a la vez, ir pagando los intereses que se han cobrado por adquirirlo.

Se aplicará el método francés siendo el sistema de cálculo de préstamos más utilizado, en el que la cuota se mantiene constante durante toda la vida del préstamo, y se calcula a través de la siguiente fórmula para un tiempo de 15 años.

$$A = I_0 \cdot \left[\frac{i \cdot (1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \right] \quad (\text{Ec. 5.7})$$

$$A = 92'230.084 \cdot \left[\frac{0.07 \cdot (1 + 0.07)^{15}}{(1 + 0.07)^{15} - 1} \right] = 10'126.367 \text{ USD}$$

El plan de cuotas constantes será del 10'126.367 USD, al factor que se encuentra entre los corchetes se le designa como factor de recuperación de capital. Para los costos totales de operación y mantenimiento se utilizará el concepto de moneda corriente, no se considerará la inflación y se mantendrá la misma tarifa en el periodo de vida útil.

A continuación se presenta el flujo de caja que permite observar el beneficio en cada año de producción mediante la interacción de los egresos e ingresos indicados en todo el proceso de desarrollo. Dentro de la evaluación económica se ha estimado 3 casos:

Caso 1 Sensibilidad al precio de inversión en un 10% y en 15%. Debido a la incertidumbre presentada en el nivel de estudio se ha considerado este incremento por algún imprevisto suscitado.

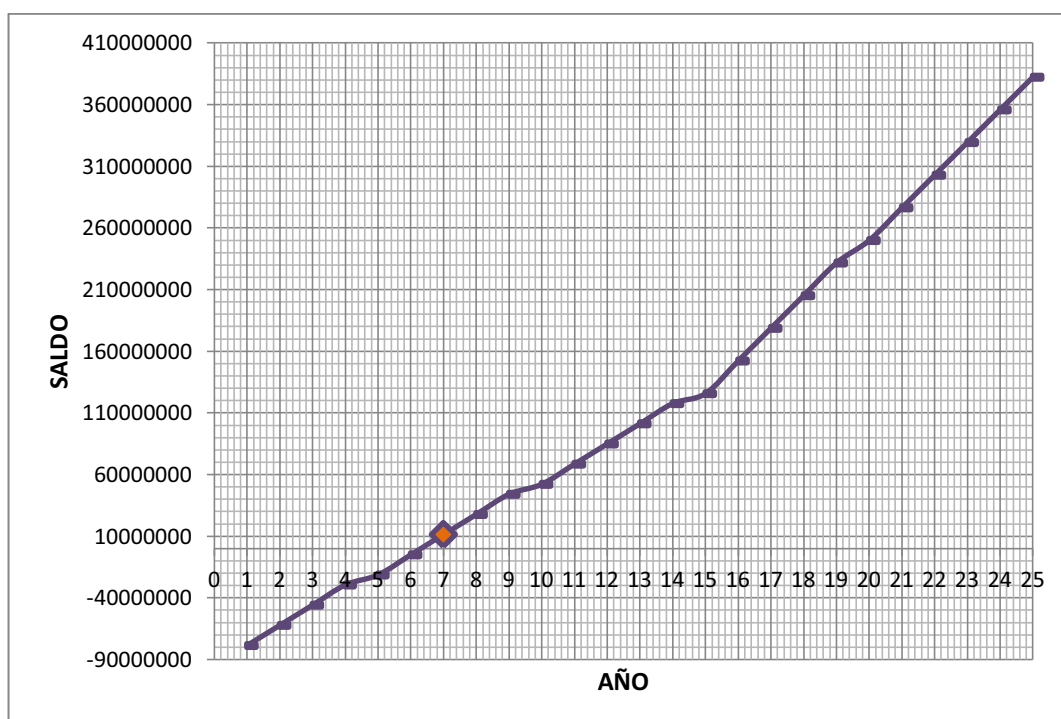
Caso 2 Sensibilidad al precio de energía en un 10%. Conforme avanza el tiempo un proyecto tiende a ser más caro.

Caso 3 Sensibilidad al precio de la inversión y la energía simultáneamente.

AÑOS	VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	TOTAL DE INGRESOS	PAGO DEL PRÉSTAMO	COSTO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN	TOTAL EGRESOS	FLUJO DE CAJA	SALDO
0							-94,930,908	
1	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	-78,567,035
2	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	-62,203,162
3	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	-45,839,289
4	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	-29,475,416
5	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360	-8,274,000	-22,657,727	8,089,873	-21,385,543
6	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	-5,021,670
7	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	11,342,203
8	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	27,706,076
9	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	44,069,949
10	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360	-8,274,000	-22,657,727	8,089,873	52,159,822
11	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	68,523,695
12	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	84,887,568
13	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	101,251,441
14	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360		-14,383,727	16,363,873	117,615,314
15	30,747,600	30,747,600	-10,126,367	-4,257,360	-8,274,000	-22,657,727	8,089,873	125,705,187
16	30,747,600	30,747,600		-4,257,360		-4,257,360	26,490,240	152,195,427
17	30,747,600	30,747,600		-4,257,360		-4,257,360	26,490,240	178,685,667
18	30,747,600	30,747,600		-4,257,360		-4,257,360	26,490,240	205,175,907
19	30,747,600	30,747,600		-4,257,360		-4,257,360	26,490,240	231,666,147
20	30,747,600	30,747,600		-4,257,360	-8,274,000	-12,531,360	18,216,240	249,882,387
21	30,747,600	30,747,600		-4,257,360		-4,257,360	26,490,240	276,372,627
22	30,747,600	30,747,600		-4,257,360		-4,257,360	26,490,240	302,862,867
23	30,747,600	30,747,600		-4,257,360		-4,257,360	26,490,240	329,353,107
24	30,747,600	30,747,600		-4,257,360		-4,257,360	26,490,240	355,843,347
25	30,747,600	30,747,600		-4,257,360		-4,257,360	26,490,240	382,333,587
		768,690,000		TASA DE DESCUENTO	10%	VAN	\$ 56,962,013	
						TIR	16.508%	

Tabla 5.10 Flujo de caja para el caso de ingreso por de venta de energía

La gráfica mostrada 5.2 relaciona el saldo neto del flujo de caja con el periodo que comprende la vida útil de la central, mostrando una tendencia relativamente creciente. Si bien al inicio presenta un valor negativo debido al alto costo de inversión, el aporte sustancial de los ingresos provocará que en algún momento este saldo presente un valor positivo y esto sucede al séptimo año que la central se encuentra en operación, que prácticamente correspondería al tiempo necesario para que el proyecto recupere el capital invertido.



Gráfica 5.2 Saldo del flujo de caja versus años de vida útil

Elaboración propia

Índice beneficio- costo

La relación beneficio- costo dio un valor como se puede apreciar muy superior a 1

$$\text{Índice} \frac{\text{beneficio}}{\text{costo}} = \frac{575'951.014}{160'277.72} = 3,59$$

Tabla de resultados

Los resultados para los distintos casos citados anteriormente, en los cuales se realizó un flujo de caja (tabla 5.13) con una tasa de interés de 7% y una tasa de descuento del 10%, arrojó los siguientes valores del VAN y TIR.

	VAN	TIR	FLUJO NETO EFECTIVO	BENEFICIO COSTO	AÑO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN
CASO BASE	56'962.013	16.51%	382'333.587	4.89	7
CASO 1-15%CI	47'468.922	15%	372'840.496	4.89	7
CASO 1-15%CI	42'722.376	14.30%	368'093.951	4.89	8
CASO 2-10%CE	70'632.093	17%	444'962.951	5.38	7
CASO 3-10%CI-10%CE	75'378.641	18%	449'709.496	5.38	6

Tabla 5.11 Resultados de la evaluación económica

Elaboración propia

5.4 COSTO NIVELADO

Cada tecnología encargada en la producción de electricidad posee características específicas, como por ejemplo eficiencia, inversión, tiempo de construcción, vida útil, entre otras. Debido a estas diferencias es un poco complejo comparar las diferentes tecnologías considerando solo una de estas características. Una forma de comparar es a través del concepto de costo nivelado que permite cuantificar el costo unitario de la electricidad.

El costo nivelado de generación formula el costo medio del servicio producido y es un parámetro importante cuando se quiere realizar la comparación de dos proyectos que tienen los mismos objetivos. Además permite el compendio de la información económica favorable del proyecto y representa un costo constante por unidad de generación.

El valor del costo nivelado de generación (MWh) toma en cuenta algunos parámetros como son:

- Costos de inversión El número de pozos (productores y reinyección)
- Factor de planta Cercanía del pozo a la central, etc.
- Capacidad de la central Tasa de interés
- Vida útil Flujo de efectivo

Además está determinado como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central se iguala al valor presente de los costos totales (inversión y operación y mantenimiento). El costo de la energía generada es un factor categórico para la decisión de la factibilidad económica de un proyecto.

AÑOS	(1+i)^t	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO $\Sigma_{(O\&Mplanta)/(1+i)^t}$	MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN $\Sigma_{(Mant.Prod)/(1+i)^t}$	PAGO PRESTAMO $\Sigma_{(lot)/(1+i)^t}$	GENERACIÓN $\Sigma_{(lot)/(1+i)^t}$
0					
1	1.07	-3,978,841	0	-9,463,894	221,046,729
2	1.14	-3,718,543	0	-8,844,761	206,585,728
3	1.23	-3,475,274	0	-8,266,132	193,070,774
4	1.31	-3,247,920	0	-7,725,357	180,439,976
5	1.40	-3,035,439	-5,899,248	-7,219,960	168,635,491
6	1.50	-2,836,859	0	-6,747,626	157,603,263
7	1.61	-2,651,270	0	-6,306,192	147,292,769
8	1.72	-2,477,822	0	-5,893,638	137,656,793
9	1.84	-2,315,722	0	-5,508,073	128,651,209
10	1.97	-2,164,226	-4,206,082	-5,147,731	120,234,775
11	2.10	-2,022,641	0	-4,810,964	112,368,948
12	2.25	-1,890,319	0	-4,496,228	105,017,709
13	2.41	-1,766,653	0	-4,202,082	98,147,391
14	2.58	-1,651,078	0	-3,927,180	91,726,534
15	2.76	-1,543,063	-2,998,878	-3,670,261	85,725,733
16	2.95	-1,442,115	0	0	80,117,507
17	3.16	-1,347,771	0	0	74,876,175
18	3.38	-1,259,599	0	0	69,977,733
19	3.62	-1,177,196	0	0	65,399,751
20	3.87	-1,100,183	-2,138,159	0	61,121,263
21	4.14	-1,028,208	0	0	57,122,675
22	4.43	-960,942	0	0	53,385,678
23	4.74	-898,077	0	0	49,893,157
24	5.07	-839,324	0	0	46,629,119
25	5.43	-784,415	0	0	43,578,615
		TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
		-49,613,498.88	-15242366.89	-92230079.82	2,756,305,493
		TOTAL EGRESOS	157,085,945.59		
		TOTAL GENERACIÓN	2,756,305,493		
		COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN	0.056991486		

Tabla 5.12 Costo nivelado de generación para la c. geotérmica Chachimburo

Elaboración propia

Para el cálculo simplemente se divide el valor presente de todos los costos en que incurre el proyecto (inversión y operación y mantenimiento) para el valor presente de la energía que genera la central en el periodo de su vida útil así:

$$\text{Costo nivelado de generacion} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{lot + O\&M\ planta + Mant. Produc}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+i)^t}} \quad (\text{Ec. 5.8})$$

Donde:

I_{ot} : Costos de inversión en el año t [\$]

$O\&M\ planta$: Costos de operación y mantenimiento de la planta en el año t [\$]

$Mant. Produc$: Costos de mantenimiento de producción en el año t [\$]

E_t : Energía generada en el año t [kWh]

i : Tasa de descuento [%]

n : Tiempo de la vida de la central

Se realiza el cálculo del costo nivelado de energía generada para el proyecto geotérmico con el fin de conocer si la electricidad que se genera es más barata o más cara que la electricidad que se puede generar con otras tecnologías (biomasa, gas natural, carbón, diesel, solar, etc.).

Para una vida útil de 25 años y factor de planta de 0,9 el costo nivelado de generación para la central Chachimbiro es:

$$\text{Costo nivelado de generacion} = \frac{92'230.079 + 49'613.499 + 15'242.366}{2756'305.493}$$

$$\text{Costo nivelado de generacion} = 0,057 \frac{USD}{kWh}$$

El costo de energía es más sensible a los costos de Operación & Mantenimiento seguido por el costo de inversión, tasa de interés y tasa de inflación en orden decreciente de sensibilidad, y es relativamente insensible a la productividad de los pozos y su tasa de declive.

Tanto los costos de inversión, los de operación & mantenimiento y los costos de la energía geotérmica se han reducido sustancialmente en la última década. A la luz de este desarrollo importante, es que vale la pena evaluar el costo total de cualquier proyecto de energía geotérmica hoy por día.

Los costos nivelados para las diferentes tipos de centrales se indican en la tabla 5.13:

TIPO DE CENTRAL	COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN ctvs/kWh
Hidroeléctrica	5.38
Geotermia	5.97
Biomasa	7.02
Carbón	7.28
Eólica	8.89
Ciclo Combinado Gas natural	9.6
Nuclear	9.65
Solar térmica	15.95
Diesel	24.2

Tabla 5.13 Costo nivelado para centrales convencionales y de energía renovable

Fuente: ESMAP 2007 y L. Monari, World Bank, Manlio F. Coviello Jefe Energía y Recursos Naturales CEPAL, Nac. Unidas

La información de la tabla anterior fue tomada de la conferencia sobre geotermia realizada en julio del 2010 en el país, específicamente en la ciudad de Ibarra con la participación de la CEPAL a través de su corresponsal donde se indicó el costo nivelado para las diferentes tecnologías.

Este costo nivelado de generación para el proyecto de una central geotérmica tipo flash a implementar en el área de Chachimbiro dio el valor de 5,7 ctvs./kWh con una diferencia del 4,52% con respecto al valor mostrado en la tabla anterior.

Por lo tanto se puede decir que el costo de generación geotérmica es bastante bajo en comparación con los otros tipos de centrales aún dentro del grupo de las propias energías renovables ocupando el segundo lugar solo después de las hidroeléctricas.

5.5 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN

Antes de empezar con la ejecución de cualquier proyecto, es importante tomarse el tiempo para desglosar las diferentes actividades de manera que se pueda programar la ejecución de estas tareas y determinar los recursos que deben movilizarse. Las siguientes herramientas y métodos son los que generalmente se utilizan:

- El cuadro de tareas, definido también como cuadro técnico del proyecto, que permite desglosar el proyecto en tareas elementales (listado de elementos).
- El diagrama de Gantt que permite realizar una representación gráfica del desarrollo del proyecto y así determinar su progreso.

Por lo tanto a continuación se va a proyectar las actividades inferidas en la realización del proyecto año tras año, para poder determinar en una forma más real la distribución de costos en valor presente.

En este programa de ejecución se detalla las actividades de las fases: exploración, perforación, equipamiento electromecánico, operación y mantenimiento y energía producida, acompañado del tiempo de duración y el monto realizado en cada año.

Para la etapa de construcción de la planta se estimo que el periodo seria de 6 años, definidos como negativos puesto que por efectos prácticos se tomo al cero (0) como año referencial, y a partir de ahí un periodo positivo para lo relacionado a la operación y mantenimiento de la central.

La etapa de inversión en el programa de ejecución contará con los siguientes componentes:

- Reconocimiento de un año.
- Exploración de la superficie un año.
- Perforación de exploración un año.
- Producción de perforación y la planta eléctrica 3 años.

Tiempo total de 6 años.

Las decisiones con respecto a la central de energía se deben tomar sobre la base de los resultados de la perforación de los pozos de exploración en el tercer año de la investigación. La perforación de pozos productores se lleva a cabo simultáneamente con la construcción de la planta de energía.

Cuando se inicia la generación de electricidad, seis años después del inicio de la investigación, se inicia también un seguimiento de las reservas y después de cuatro años el análisis y la reposición de los pozos.

El cronograma de ejecución que hace evidencia de la duración y programación de las acciones que componen el desarrollo de la central geotérmica Chachimbiro empezando con la etapa de inversión hasta la vida útil de la central se indican en el **ANEXO 3B**.

5.6 COSTOS EVITADOS

Para la central geotérmica se ha estimado que operando como carga base a un factor de potencia de 0,90 la producción de energía eléctrica al año (8760 horas) con una capacidad instalada de 30 MW será:

$$\text{Producción de energía eléctrica} = 236.520 \text{ MWh}$$

Como el MWh también permite expresar el contenido energético de los combustibles y dentro de los balances de energía una unidad común es la “tonelada equivalente de petróleo” (tep). Una tep se define como 10^7 kcal. En energía eléctrica, la conversión a tep se hace en base a la energía contenida en la electricidad generada, es decir:

$$1 \text{ MWh} = 0,086 \text{ tep}^{75}$$

De acuerdo a las tablas de conversión se tiene que 1 tonelada equivalente de petróleo corresponde a 7,33 barriles de petróleo. Por lo tanto para generar 236.520 MWh se necesitaría 149.098 barriles de petróleo, de acuerdo a los indicadores económicos mostrados en la página web del banco central para el mes de julio del año en curso el barril de petróleo se cotiza en 98,66 USD.

Es así que el costo evitado que el país se ahorraría anualmente al instalar una central geotérmica que no utiliza combustibles fósiles siendo amigable con medio ambiente equivaldría a:

$$\text{Costo evitado} = 14'710.009 \text{ USD}$$

⁷⁵ ENERGLOBAL. Guía mundial de la energía. Unidades de energía. Pdf. Pág 1.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- La ubicación del Ecuador, influenciado por el choque de las placas tectónicas y atravesado por el cinturón de fuego del Pacífico y con la importante presencia de una actividad volcánica perenne, lo coloca en una posición favorable para el desarrollo de los recursos geotérmicos. Se estima una potencia aproximada de 950 MW considerando solo cuatro prospectos geotérmicos actualmente en estudio en el país.
- Tomando en cuenta las características geológicas favorables, con un considerable volumen de recursos geotérmicos de alta entalpía y frente a un sistema eléctrico nacional deficitario de energía primaria base, vulnerable ante un escenario hidrológico deficitario, el país brinda buenas opciones para el desarrollo comercial de la geotermia con miras a la generación eléctrica, no solo en el área de Chachimbiro sino en todos los sitios catalogados como de interés prioritario.
- La información disponible permitió definir las principales variables del diseño de una central geotérmica de tecnología flash, cuya primera etapa se ha definido para una potencia de 30MW con dos unidades de 15MW cada una y que puede ser ampliada según el comportamiento del recurso.
Las condiciones iniciales estimadas a boca de pozo (presión =170psi y temperatura =187°C) permitieron determinar las características en los demás elementos que componen la central geotérmica.
- El sistema de generación está integrado por dos alternadores de 15 MW cada uno, factor de potencia de 0,85, velocidad de 3600 rpm, 13,8kV con sus respectivos sistemas de excitación y de regulación de voltaje. Para la subestación eléctrica se dispuso un esquema de barra principal y transferencia a un voltaje de 138kV. Un transformador de elevación de 13.8/138kV

- Para el estudio económico se consideró una central geotérmica tipo simple flash a implementar en el área geotérmica. La inversión total estimada para la construcción y puesta en operación es de 76'233.210USD. Los costos de la fase de exploración representan el 12% mientras que la fase de perforación el 26% de la inversión total. Los indicadores económicos obtenidos para una vida útil de 25 años determinaron un VAN de 56'962.013 USD y un TIR de 12,5%
- En el estudio de flujo de caja se realizó una sensibilización al precio de inversión en un 10% y 15% y al precio de energía en un 10% los resultados mostraron que en todos los casos, el VAN dio un valor positivo, una TIR superior a la tasa de descuento, un beneficio/costo mayor a 1, un flujo neto efectivo mayor al costo de inversión y un periodo de recuperación del capital que no sobrepasa de 8 años. Como conclusión se puede decir que el proyecto geotérmico es económicamente rentable.
- El costo nivelado indica el precio de producir la energía y permite evaluar en forma amplia el nivel de competitividad económica entre las centrales renovables y las centrales denominadas convencionales, el costo nivelado para la central geotérmica Chachimbiro es de 5,71 ctvs./kWh ocupando el segundo lugar solo después de la hidroeléctrica. El precio de venta de energía regulado por el Conelec para centrales geotérmicas es de 13,21 ctvs./kWh que prácticamente es el doble del precio de producción, evidenciando una viabilidad económica en el proyecto.
- Los costos evitados anualmente ascendieron a 14'710.009 USD y aproximadamente 150.000 barriles de petróleo que el país se ahorraría al año, se estima que la energía almacenada en 1 km³ de roca seca caliente a 240°C (temperatura que se encuentra en el reservorio de Chachimbiro) equivale a 10 millones de barriles de petróleo.
- Se ha dejado sentado una base de información e investigación de una de las fuentes renovables que está tomando protagonismo en estos últimos años y que su aplicabilidad en el país puede sustentar beneficios muy provechosos, por lo tanto es trascendental que se continúe indagando acerca de las posibilidades de uso de los recursos geotérmicos, a pesar de la barrera económica que de entrada enfrenta la geotermia está relacionada con los

costos elevados que involucran las primeras fases de un proyecto geotérmico, la incertidumbre la exploración de un pozo y el alto riesgo que conlleva la perforación del mismo, al encontrarse muchas veces con recursos insuficientes para la generación geotermoeléctrica o, en el peor de los casos, contar con pozos fallidos.

6.2 RECOMENDACIONES

- Como la principal desventaja que presenta la geotermia es la ausencia de una legislación que favorezca e incentive la producción de energía, de manera alternativa se recomienda tener un marco regulatorio específico que tenga en cuenta todos los aspectos relacionados con el desarrollo de la geotermia, acompañado de un programa de reducción de riesgo en la fase de investigación y acciones de coordinación, promoción e incentivos a la producción de energía geotérmica
- Se recomienda fomentar una línea de investigación consolidada (localización, caracterización y evaluación) a través de la creación de un grupo especializado en las diferentes disciplinas que implica el desarrollo de una proyecto geotérmico, a su vez crear una cultura geotérmica que permita conocer las bondades y el sinnúmero de aplicaciones que presentan los recursos geotérmicos.
- En consideración a los indicadores económicos analizados, se recomienda profundizar los estudios y realizar perforaciones someras de investigación. Si los resultados de las investigaciones respaldan se recomienda efectuar el proyecto en esta etapa inicial de 30 MW que permita implementar inicialmente unidades modulares entre 1 a 5 MW, en plazos cortos (1 año) con aplicación de pozos productivos secuencialmente según su ejecución.
- Este trabajo se lo puede extender a la aplicación de un sistema híbrido mediante la adición a la central tipo flash, de otras tecnologías dentro de las fuentes renovables como por ejemplo la solar (sistema flash-solar) o a su vez siguiendo la misma línea de la geotermia mediante la adaptación de un ciclo binario (flash-binario). Siendo necesario realizar un estudio técnico económico que permita verificar su aplicabilidad.

BIBLIOGRAFÍA

Referencias bibliográficas

- [1] TAYLOR, Mark. The State of Geothermal Technology. Geothermal Energy Association. Pennsylvania. November 2007.
- [2] DIPIPO, Ronald. Geothermal Power Plants. Second edition. Dartmouth. Massachusetts 2005.
- [3] BLODGETT, Leslie; SLACK, Kara. Geothermal 101:Basics of Geothermal Energy Production and Use. Washington, D.C. February 15. 2009.
- [4] GREEN, Bruce; NIX Gerald. Geothermal-The Energy Under Our Feet. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy by Midwest Research Institute .Battelle. November 2006.
- [5] SANCHEZ, Santiago. Energías renovables y fuentes de energía en el mundo, en el Ecuador y en Quito. Enero. 2009.
- [6] DICKSON, Mary; FANELLI Mario. Instituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italia.
- [7] BEATE, Bernardo. Plan para el aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos en el Ecuador. Quito. Abril.2010.
- [8] AGUILERA, Eduardo. Geotermia en el Ecuador: Una hoja de ruta para su desarrollo sustentable. Ibarra, Ecuador. Julio. 2010.
- [9] COVIELLO, Manlio. La Geotermia en el contexto de las energías renovables.CEPAL.Julio.2010.
- [10] CONELEC.- Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020.
- [11] BLODGETT,Leslie; SLACK, Kara. Geothermal 101: Basics of Geothermal Energy Production and Use 209 Pennsylvania Avenue SE, Washington, D.C. 20003. February 15, 2009.
- [12] SÁNCHEZ, José. Yacimientos Geotérmicos Estimulados. Potencial en España 28046 Madrid.
- [13] LOPEZ, Victor. Puentes de Energía. Energías sostenibles para la reducción de la pobreza. Quito. Abril. 2009.
- [14] SANTOYO, Edgar; TORRES, Ignacio. Escenario futuro de explotación de la energía geotérmica: Hacia un desarrollo sustentable. Centro de Investigación en Energía, UNAM. México.

- [15] LLOPIS, Guillermo; ANGULO, Vicente. Guia de la Energia Geotermica. Madrid.
- [16] MONTERROSA, Manuel. Geothermal Resource assessment of Central American countries: El Salvador. Lageo.
- [17] GUTIERREZ, Negrín, L. Recursos Geotérmicos de México. Noviembre México 2002.
- [18] VÁSQUEZ, David. Posibilidades de la Energía Geotérmica en Chile. El caso de la Octava Región. Santiago de Chile. Septiembre.2004.
- [19] DIPIPO, Ronal. Small Geothermal Power Plants: Design, Performance and Economics. Massachusetts 02747.
- [20] MOHAMMED, Ali. The economical, Environmental and Technological Evaluation of Using Geothermal Energy. EuroJournals Publishing, Inc. 2009.
- [21] VALGARDUR, Stefansson. Investment cost for geothermal power plants. National Energy Authority. Reykjavik, Iceland. May. 2001
- [22] COVIELLO, Manlio. Financiamiento y Regulación de las fuentes de energías nuevas y renovables: El caso de la Geotermia. Santiago de Chile, 1998.
- [23] SANYAL, Subir. Cost of Geothermal Power and factors that affect it. Richmond, California, 94804, USA.
- [24] GONZALEZ, Miguel Alejandro. Geotermia como alternativa energética en México. Puebla México.
- [25] NATHANAEL, C. Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development. Agosto. 2005.
- [26] IGLESIAS, Eduardo; TORRES, Rodolfo. Primera estimación de las reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja en veinte estados de México. Geotermia. Revista mexicana de geoenergía. ISSN 0186-5897.Volumen 22, No. 2. Julio-Diciembre de 2009.
- [27] SIERRA, José Luis; PEDRO Graciela. Energía Geotérmica. Argentina. 1998.
- [28] POUS, Jaume; JUTGLAR, Lluís. Energía Geotérmica. EdicionesCeac. Barcelona. España. 2004.
- [29] CORTES, Francisco; NACIF, Javier; HIDALGO, Pablo. Central Geotérmica. Single Flash. Santiago de Chile 2008.

ANEXO 1

ANEXO 1 A

Table 3. Superheated Vapor

Abs. Press. Lb./Sq. In. (Sat. Temp.)		Temperature—Degrees Fahrenheit															
		Sat. Liquid	Sat. Vapor	320°	330°	340°	350°	360°	370°	380°	390°	400°	420°	440°	460°	480°	500°
87 (317.88)	v	0.018	5.055	5.073	5.155	5.236	5.316	5.395	5.474	5.551	5.628	5.704	5.855	6.004	6.152	6.299	6.444
	h	288.1	1184.6	1185.9	1191.6	1197.3	1202.8	1208.3	1213.7	1219.1	1224.3	1229.6	1240.0	1250.2	1260.3	1270.4	1280.4
	s	0.4609	1.6139	1.6155	1.6228	1.6300	1.6369	1.6436	1.6501	1.6565	1.6628	1.6689	1.6809	1.6924	1.7035	1.7143	1.7249
88 (318.68)	v	0.018	5.001	5.012	5.094	5.174	5.253	5.331	5.409	5.486	5.562	5.637	5.787	5.934	6.081	6.226	6.370
	h	288.9	1184.8	1185.6	1191.4	1197.1	1202.6	1208.1	1213.5	1218.9	1224.2	1229.4	1239.8	1250.1	1260.2	1270.3	1280.3
	s	0.4620	1.6130	1.6140	1.6214	1.6285	1.6354	1.6421	1.6487	1.6551	1.6614	1.6675	1.6795	1.6910	1.7021	1.7130	1.7235
89 (319.48)	v	0.018	4.948	4.952	5.033	5.113	5.191	5.269	5.346	5.422	5.497	5.572	5.720	5.866	6.011	6.154	6.297
	h	289.7	1185.1	1185.4	1191.1	1196.8	1202.4	1207.9	1213.4	1218.7	1224.0	1229.3	1239.7	1249.9	1260.1	1270.2	1280.2
	s	0.4630	1.6121	1.6125	1.6199	1.6270	1.6339	1.6407	1.6473	1.6537	1.6600	1.6661	1.6781	1.6896	1.7008	1.7117	1.7222
90 (320.27)	v	0.018	4.896	4.974	5.053	5.131	5.208	5.284	5.359	5.434	5.508	5.508	5.654	5.799	5.942	6.084	6.225
	h	290.6	1185.3	1190.9	1196.6	1202.2	1207.7	1213.2	1218.6	1223.9	1229.1	1239.5	1249.8	1260.0	1270.1	1280.1	1290.1
	s	0.4641	1.6112	1.6184	1.6256	1.6325	1.6393	1.6459	1.6523	1.6586	1.6648	1.6767	1.6883	1.6995	1.7103	1.7209	1.7313
91 (321.06)	v	0.018	4.845	4.916	4.995	5.072	5.148	5.223	5.298	5.372	5.445	5.445	5.590	5.733	5.875	6.016	6.155
	h	291.4	1185.5	1190.7	1196.4	1202.0	1207.5	1213.0	1218.4	1223.7	1228.9	1239.3	1249.7	1259.9	1270.0	1280.0	1290.0
	s	0.4651	1.6103	1.6169	1.6241	1.6311	1.6379	1.6445	1.6509	1.6572	1.6634	1.6754	1.6870	1.6982	1.7090	1.7196	1.7300
92 (321.83)	v	0.018	4.796	4.860	4.937	5.014	5.089	5.164	5.238	5.311	5.384	5.527	5.669	5.810	5.949	6.087	6.225
	h	292.2	1185.7	1190.4	1196.2	1201.8	1207.3	1212.8	1218.2	1223.5	1228.8	1239.3	1249.6	1259.8	1269.9	1279.9	1289.9
	s	0.4661	1.6094	1.6155	1.6227	1.6297	1.6365	1.6431	1.6496	1.6559	1.6621	1.6741	1.6857	1.6969	1.7077	1.7183	1.7288
93 (322.60)	v	0.018	4.747	4.804	4.881	4.957	5.032	5.106	5.179	5.252	5.324	5.466	5.606	5.745	5.883	6.020	6.157
	h	293.0	1185.9	1189.0	1195.9	1201.6	1207.1	1212.6	1218.0	1223.4	1228.7	1239.1	1249.4	1259.6	1269.7	1279.7	1289.7
	s	0.4672	1.6085	1.6140	1.6213	1.6283	1.6351	1.6417	1.6482	1.6545	1.6607	1.6728	1.6844	1.6956	1.7065	1.7171	1.7276
94 (323.36)	v	0.018	4.699	4.750	4.827	4.902	4.976	5.049	5.122	5.194	5.265	5.406	5.545	5.683	5.819	5.955	6.091
	h	293.8	1186.1	1189.9	1195.7	1201.4	1206.9	1212.4	1217.8	1223.2	1228.5	1239.0	1249.3	1259.5	1269.6	1279.6	1289.6
	s	0.4682	1.6076	1.6126	1.6199	1.6269	1.6337	1.6404	1.6469	1.6532	1.6594	1.6715	1.6831	1.6943	1.7052	1.7158	1.7263
95 (324.12)	v	0.018	4.652	4.697	4.773	4.847	4.921	4.994	5.065	5.137	5.207	5.347	5.485	5.621	5.756	5.891	6.026
	h	294.6	1186.2	1189.7	1195.5	1201.2	1206.7	1212.2	1217.7	1223.0	1228.3	1238.8	1249.1	1259.3	1269.4	1279.4	1289.4
	s	0.4692	1.6068	1.6112	1.6185	1.6255	1.6324	1.6390	1.6455	1.6519	1.6581	1.6702	1.6818	1.6930	1.7039	1.7146	1.7251
96 (324.87)	v	0.018	4.606	4.645	4.720	4.794	4.867	4.939	5.010	5.081	5.151	5.289	5.426	5.561	5.695	5.828	5.961
	h	295.3	1186.4	1189.4	1195.3	1201.0	1206.5	1212.1	1217.5	1222.9	1228.2	1238.7	1249.0	1259.2	1269.3	1279.3	1289.3
	s	0.4702	1.6060	1.6098	1.6171	1.6241	1.6310	1.6377	1.6442	1.6506	1.6568	1.6689	1.6805	1.6918	1.7027	1.7133	1.7238
97 (325.61)	v	0.018	4.561	4.595	4.669	4.742	4.814	4.886	4.957	5.027	5.096	5.233	5.368	5.502	5.635	5.766	5.897
	h	296.1	1186.6	1189.2	1195.0	1200.7	1206.3	1211.9	1217.3	1222.7	1228.0	1238.5	1248.8	1259.0	1269.1	1279.1	1289.1
	s	0.4711	1.6051	1.6084	1.6157	1.6228	1.6297	1.6364	1.6429	1.6493	1.6555	1.6676	1.6793	1.6906	1.7015	1.7121	1.7226
98 (326.35)	v	0.018	4.517	4.545	4.619	4.691	4.763	4.834	4.904	4.973	5.042	5.178	5.312	5.445	5.576	5.706	5.836
	h	296.9	1186.8	1189.0	1194.8	1200.5	1206.1	1211.7	1217.2	1222.6	1227.9	1238.4	1248.8	1259.0	1269.1	1279.1	1289.1
	s	0.4721	1.6043	1.6070	1.6143	1.6215	1.6284	1.6351	1.6416	1.6480	1.6543	1.6664	1.6781	1.6893	1.7003	1.7109	1.7214
99 (327.08)	v	0.018	4.474	4.496	4.569	4.641	4.712	4.783	4.852	4.921	4.989	5.124	5.257	5.388	5.518	5.647	5.776
	h	297.6	1187.0	1188.7	1194.6	1200.3	1205.9	1211.5	1217.0	1222.4	1227.7	1238.3	1248.7	1258.9	1269.0	1279.0	1289.0
	s	0.4731	1.6035	1.6056	1.6130	1.6201	1.6271	1.6338	1.6403	1.6467	1.6530	1.6651	1.6768	1.6881	1.6991	1.7097	1.7202
100 (327.81)	v	0.018	4.432	4.448	4.521	4.592	4.663	4.732	4.801	4.870	4.937	5.071	5.202	5.332	5.461	5.590	5.719
	h	298.4	1187.2	1188.5	1194.3	1200.1	1205.7	1211.3	1216.8	1222.2	1227.6	1238.1	1248.5	1258.7	1268.8	1278.8	1288.8
	s	0.4740	1.6026	1.6043	1.6117	1.6188	1.6258	1.6325	1.6391	1.6455	1.6518	1.6639	1.6756	1.6869	1.6979	1.7085	1.7190
102 (329.25)	v	0.018	4.350	4.355	4.427	4.497	4.567	4.635	4.703	4.770	4.836	4.968	5.097	5.225	5.352	5.477	5.602
	h	299.9	1187.5	1188.0	1193.9	1199.7	1205.3	1210.9	1216.4	1221.9	1227.3	1237.9	1248.3	1258.5	1268.6	1278.6	1288.6
	s	0.4759	1.6010	1.6016	1.6090	1.6162	1.6232	1.6300	1.6366	1.6430	1.6493	1.6615	1.6732	1.6845	1.6955	1.7062	1.7167

ANEXO 1B (el valor final se obtiene mediante la extrapolación de los 2 valores)

Table 1. Saturation: Temperatures

Temp. Fahr. t	Abs. Pressure		Specific Volume			Enthalpy			Entropy			Temp. Fahr. t
	Lb./Sq. In. P	Sat. Vapor V _g	Sat. Liquid V _f	Evap. V _{fg}	Sat. Vapor V _g	Sat. Liquid h _f	Evap. h _{fg}	Sat. Vapor h _g	Sat. Liquid s _f	Evap. s _{fg}	Sat. Vapor s _g	
310°	77.68	0.01755	5.609	5.626	279.92	902.6	1182.5	0.4504	1.1727	1.6231	310°	
312	79.96	0.01757	5.457	5.474	281.99	901.0	1183.1	0.4530	1.1677	1.6207	312	
314	82.30	0.01759	5.310	5.327	284.06	899.5	1183.6	0.4557	1.1627	1.6184	314	
316	84.70	0.01761	5.167	5.185	286.13	898.0	1184.1	0.4584	1.1577	1.6161	316	
318	87.15	0.01763	5.030	5.047	288.20	896.5	1184.7	0.4611	1.1527	1.6138	318	
320°	89.66	0.01765	4.896	4.914	290.28	894.9	1185.2	0.4637	1.1478	1.6115	320°	
322	92.22	0.01768	4.767	4.785	292.36	893.3	1185.7	0.4664	1.1428	1.6092	322	
324	94.84	0.01770	4.642	4.660	294.43	891.8	1186.2	0.4690	1.1379	1.6069	324	
326	97.52	0.01772	4.521	4.538	296.52	890.2	1186.7	0.4717	1.1330	1.6047	326	
328	100.26	0.01774	4.403	4.421	298.60	888.6	1187.2	0.4743	1.1281	1.6024	328	
330°	103.06	0.01776	4.289	4.307	300.68	887.0	1187.7	0.4769	1.1233	1.6002	330°	
332	105.92	0.01778	4.179	4.197	302.77	885.4	1188.2	0.4795	1.1184	1.5979	332	
334	108.85	0.01781	4.072	4.090	304.86	883.8	1188.7	0.4821	1.1136	1.5957	334	
336	111.84	0.01783	3.968	3.986	306.95	882.2	1189.2	0.4847	1.1088	1.5935	336	
338	114.89	0.01785	3.868	3.886	309.04	880.6	1189.6	0.4873	1.1040	1.5913	338	
340°	118.01	0.01787	3.									

ANEXO 1C



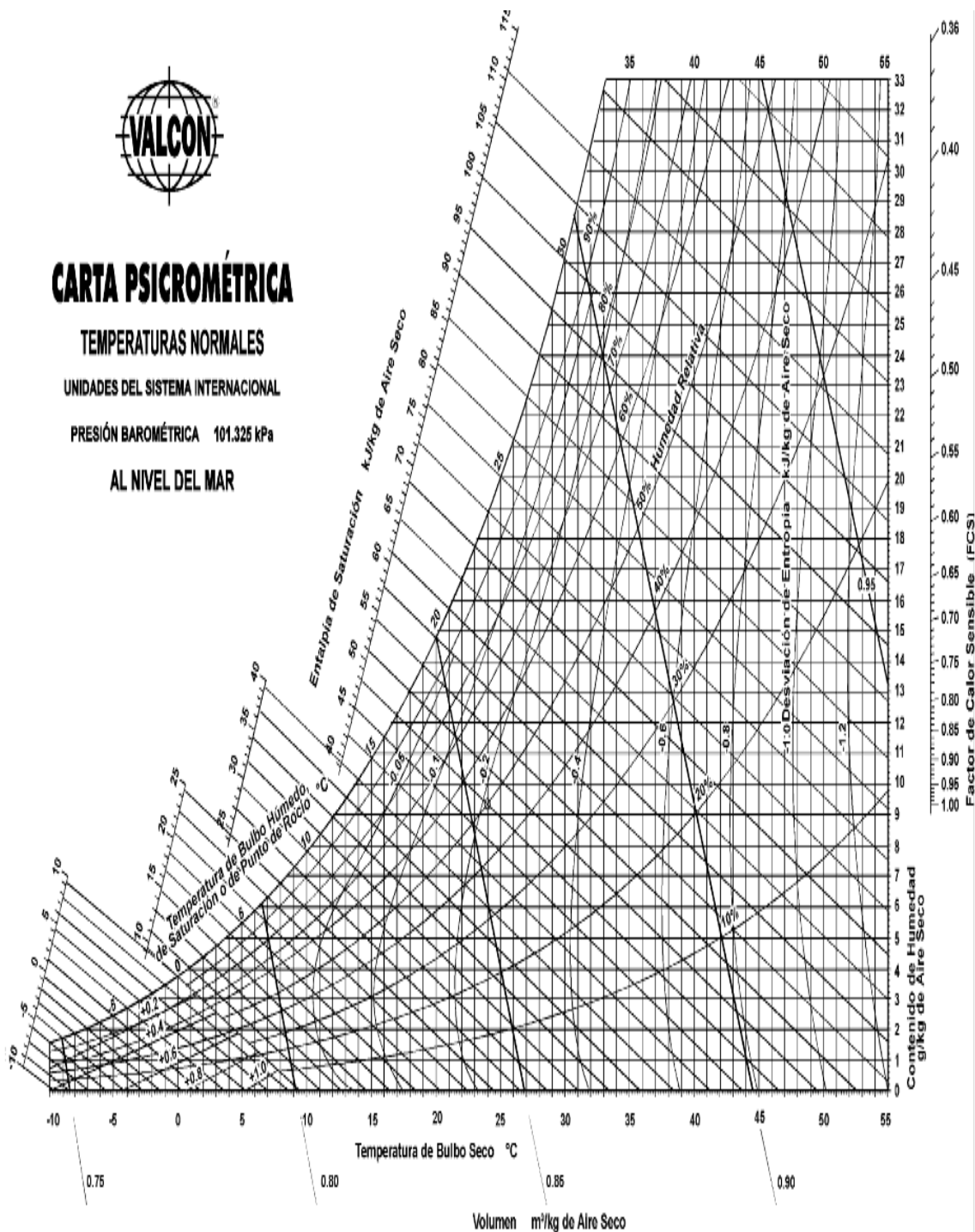
CARTA PSICROMÉTRICA

TEMPERATURAS NORMALES

UNIDADES DEL SISTEMA INTERNACIONAL

PRESIÓN BAROMÉTRICA 101.325 kPa

AL NIVEL DEL MAR



Abajo de 0°C las propiedades y las líneas de desviación de la entalpia son para el hielo

ANEXO 2

Características mínimas que tendrán LOS POZOS PRODUCTORES
La forma natural de explotación de yacimientos es pozo por pozo, verificando la calidad de una nueva perforación y el efecto no perjudicial sobre los pozos productivos existentes.
La tubería de perforación constará de un conjunto de tubos cilíndricos de acero inoxidable de alta calidad o con aleaciones que refuercen su resistencia, para soportar la posible corrosión del fluido y la fatiga térmica proveniente del cambio de temperatura entre producción y parada.
La sílice será mas proclive a decantarse en pozos de extracción , la ausencia de remaches en la unión de los tubos contribuirá a evitar incrustaciones de sales.
Las tuberías de transmisión de vapor deberán estar equipadas con trampas para capturar y eliminar la humedad que puede formarse en las tuberías debido a la condensación.
El elevado costo de perforar a grandes profundidades requiere una estabilización del pozo para rentabilizar su ejecución con un largo periodo de explotación.
La profundidad de perforación es variable pero puede oscilar entre los 2000-3000m (profundidad en el campo geotérmico Chachimbiro estaría entre los 1500-2000m).
Con referencia a la explotación de reservorios geotérmicos no existe una regulación específica en el país, por lo tanto es bastante difícil justificar pozos productores.
Como el diseño de la central corresponde a una planta de 30MW (2 unidades de 15 MW cada una) y teniendo en cuenta que cada pozo productor aporta con 5MW se requerirá de un total de 6 pozos productores, 3 por cada unidad.

Características mínimas que tendrá el SEPARADOR DE VAPOR
Actualmente el separador ciclónico tipo weber se utiliza a nivel mundial debido a su eficiente mecanismo de separación. La eficiencia está directamente relacionada con el tamaño. El escogido esta bajo la característica de muy eficiente con 95-99%.
Entre las ventajas de los ciclones tipo weber esta su bajo requerimiento de mantenimiento, costo de capital y operación reducido, necesita de un espacio pequeño. Presenta una caída de presión relativamente baja frente una buena eficiencia.
Este tipo de separador tiene un bajo costo acompañado de una buena tendencia para opera a altas temperatura y presiones. De fácil construcción y mantenimiento (no cuenta con elementos móviles).
La producción de vapor separado está en función de la presión de separación, si se utiliza una presión de separación muy elevada se alcanzará un vapor de alta entalpía pero con la desventaja de que al usar presiones de separación alta se limita el flujo de pozo.
La realización de un estudio de optimización entre flujo y entalpía es necesaria con el fin de obtener el máximo del pozo productor. Frecuentemente sistemas que cuentan con esta configuración funcionan generalmente a una presión de separación de 9 bar.
La vida útil del separador estará supeditada a la correcta instalación y al buen funcionamiento dentro de la central.
Existe una relación directamente proporcional entre la velocidad de entrada del vapor y la eficiencia del mismo, es así que al aumentar la velocidad la eficiencia también lo hace.
El tipo de material debe ser tal, que sea resistente a la corrosión producida por la cantidad de sales presentes en el fluido geotérmico. Acero inoxidable o aluminio son una buena opción. Los de tipo cerámica también son utilizados.
Entre los parámetros requeridos para una elección del separador son: el flujo a separar, la temperatura a la que se encuentra, la presión de separación. Adicionalmente la composición del fluido, eficiencia y tamaño.

Características mínimas que tendrá el REMOVEDOR DE HUMEDAD
Debe proveer a la turbina vapor con una eficacia que alcance una calidad de 99,9%.
Puesto que la turbina fue diseñada para vapor seco, el secador de vapor debe eliminar la humedad presente en el vapor antes que éste arribe a la turbina.
La llegada de agua a la turbina ocasionaría un daño grave por lo que se cuenta con una alarma de muy alto nivel en el tanque del secador, razón suficiente para detener toda la planta.

El removedor de humedad, por lo general está situado fuera de la casa de máquinas.

Características mínimas que tendrá LA TURBINA

Una buena opción sería la utilización de una turbina de vapor geotérmica de condensación de un solo cilindro, tipo impulso y reacción, flujo axial. Que a su vez sobrelleve características de corrosión y erosión provenientes del vapor geotérmico.

Las turbinas utilizadas en aplicaciones geotérmicas deben ser construidas con materiales resistentes a la corrosión debido a la presencia de gases como el sulfuro de hidrógeno que puede atacar el acero ordinario.

Diversas aleaciones se han utilizado con éxito para la turbina y los elementos que conducen el vapor. Por lo general, el 12% de cromo de acero se utiliza para los componentes que conducen el vapor: AISI tipo 403 / 410 o AISI tipo 405 aleación aceros.

Rotor, elaborado en una sola pieza sólida forjada de aleación CrMoV.

La turbina deberá considerar en cada etapa, el uso de recolectores de drenaje para remover la humedad que podría ocasionar erosión a los componentes internos, en la última etapa el borde de ataque de los alabes será construido con estelita, para protección de la corrosión.

Los alabes de la turbina se verán expuestos al impacto de rebabas de acero, debido a que el transporte de vapor hacia la turbina se lo realiza a través de tuberías de acero.

Para centrales simple flash las unidades típicas están en el rango de 15 a 55 MW y consta de 4-5 etapas de palas de impulso reacción. Diseños de simple flujo y doble flujo son usados. En general una eficiencia isentrópica en el rango alto porcentaje 70-80 ha sido obtenido.

Un buen mantenimiento y una correcta lubricación son fundamentales para el buen funcionamiento y una larga vida útil de turbinas.

Deben ser aptas para proveer servicio durante la vida del proyecto, por lo general 25 a 30 años. Requieren una mayor área de paso para prevenir depósitos e incrustaciones potenciales.

Características mínimas que tendrá EL CONDENSADOR

Los condensadores de contacto directo suministran una baja presión de escape, pues el condensado se mezcla con el agua de refrigeración. En turbinas de tamaño moderado, estos condensadores tienen bastante aplicación.

El sistema de condensación debe poseer un irrestricto control en los niveles de agua condensada y la extracción de gases incondensables presentes en el vapor, con el fin de evitar daños severos al equipo, disminución de la vida útil o disminución de la eficiencia de generación.

El condensador debe ser eficiente (mayor cantidad de vapor en contacto con el agua) de esta forma se reduce el gasto de agua. El tipo de fluido no sea bastante abrasivo.

Los condensadores contacto directo son los más utilizados debido a su bajo costo de fabricación.

La vida útil la determina el fabricante pero depende del manejo y funcionamiento, no debe encontrarse sometido a cambios bruscos de presión, paradas inesperadas.

Características mínimas que tendrá LA TORRE DE ENFRIAMIENTO

La ubicación adecuada de la torre de enfriamiento estará determinada por la topografía local, de preferencia la localización deberá estar en una parte alta con el fin de mejorar el rendimiento y aprovechar los vientos presentes en el lugar.

La salida de agua hacia la torre de enfriamiento es realizada por medio de una línea que considera una bomba, una válvula de control de descarga, y una válvula de recirculación. Esta última tiene la misión de asegurar el flujo mínimo necesario para que no se produzca el disparo de las bombas.

Las partes de concreto expuestas al agua o salpique deberán estar cubiertas con resina epóxica.

El arreglo de los equipos electromecánicos deberá ser tal que permita desarmarlos y extraerlos en el sitio fácilmente para efectos de mantenimiento.

Debe poseer un sistema de tuberías con su respectivo sistema de control automático que permita la descarga del excedente de agua de la torre, además deberán ser capaces de sobrellevar la corrosión.

Los materiales empleados serán resistentes a la acción corrosiva del CO₂, H₂S, NaOH y del oxígeno.

Entre los materiales utilizados podemos citar a la madera siendo el más empleado en torres de enfriamiento tiene una alta disponibilidad y un costo reducido, el acero inoxidable se emplea en algunos componentes de la torre especialmente los susceptibles a corrosión, en el relleno de la torre el material empleado es el PVC y la fibra de vidrio que se usa en las chimeneas.

Características mínimas que tendrán LOS EYECTORES

El vacío en el condensador se efectúa por medio de eyectores en cascada. Se utilizaran eyectores de chorro de vapor con condensadores en la primera etapa y bombas de vacío en una segunda etapa lo que constituye un sistema híbrido.

Gases como el dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno existe con el vapor natural y no se condensan a temperaturas en el condensador. Por lo tanto, a menos que sean removidas estos incrementarían la presión total en el condensador y reducirían la potencia en la turbina.

Se contará con válvulas de posición abierta – cerrada de control neumático accionadas por control remoto para suministrar vapor y agua de enfriamiento a la primera etapa.

Las válvulas de control pondrán en servicio el sistema de respaldo de eyectores y abrirán el agua para sello de las bombas de vacío. Estas se utilizarán para crear un vacío inicial en el condensador antes de que los sistemas de eyección comiencen a funcionar.

Los sistemas híbridos poseen una alta eficiencia, se ajusta a variaciones de carga sin sacrificar eficiencia.

Tener muy en cuenta la temperatura ya que la bomba de vacío no trabaja con elevados valores.

Posee un mantenimiento intermedio y un costo relativamente moderado.

Características mínimas que tendrán las TUBERIAS DE VAPOR

Todas las tuberías de la central estarán bajo las normas ANSI clase 150 (aplicables a tuberías de presión) llevaran el sello estampado del código ASME cuando se requerido por este código. También serán pintadas según Normas INEN y los códigos de colores estarán sujetos a la aprobación de la FISCALIZACION.

Esfuerzo de las tuberías, diseñado bajo las normas ANSI B31.1.

Las velocidades de los fluidos en las líneas de tuberías en general no excederán los siguientes valores: Vapor saturado: 40 m/seg; Vapor húmedo: 30m/seg; Agua: 2.5 m/s.

Las tuberías con un diámetro igual y mayor que 63.5 mm serán soldadas, y únicamente en las conexiones con equipos o válvulas de acero fundido se admitirá el uso de bridas. La fabricación será en un taller con terminales biselados para soldadura de campo, junto con un plano explicativo de cada sección prefabricada y el número de compensadores de longitud por cambios de temperatura debidos a las condiciones de operación.

En tuberías con diámetro menor a 63.5 mm para aplicaciones de baja presión serán roscadas (líneas de condensado, instrumentación), mientras que para conducción de alta presión y temperatura serán soldadas.

Todas las tuberías de instrumentación destinadas a indicadores de presión, registradores, transmisores, etc., serán conectados mediante tubería de cobre utilizando accesorios tipo compresión.

Las tuberías de los sistemas auxiliares de aceite lubricante, gases de escape, agua de enfriamiento entre otros, dispondrán de juntas flexibles y/o de dilatación para los puntos en que estas se acoplan al turbina-generador.

Se proveerá aislamiento térmico y recubrimientos de lámina de aluminio en todas las tuberías de la Central (se considerará un exceso del 15% en los mismos).

La protección de la tubería de vapor estará dado por medio de sistemas de alivio de presión que constan de: Cuatro discos de ruptura con 25% de capacidad cada uno, regulados a cierta presión. Un disco de ruptura con 100% de capacidad y regulado a una mayor presión.

En el momento en que se requiera dar un mantenimiento a los discos de ruptura de 25%, se tendrá como ayuda el disco de respaldo del 100%.

Los dispositivos de seguridad descargan en un silenciador

Características mínimas que tendrá el GENERADOR
El generador, sus equipos periféricos y todos los accesorios deben ser diseñados de tal forma que operen en forma continua bajo las condiciones nominales específicas y sin sobrepasar el grado térmico solicitado.
Las normas necesarias para el diseño y fabricación del generador son de IEC 60034-1, IEC 60034-3. Para la realización de pruebas también se aplicará IEC y/o ISO.
Deberá operar en forma continua bajo valores nominales especificados con una vida útil que no sea menor a los 25 años. Debe sobrellevar cambios fortuitos de carga sin sufrir algún daño.
Las máquinas sincrónicas trifásicas deben ser capaces de funcionar en forma permanente sobre una red asimétrica de modo tal que, ninguna de las corrientes de las fases exceda la corriente nominal.
El acople entre turbina y generador debe ser directo y diseñado para soportar el par de torsión en condiciones de corto circuito en los terminales del generador. No debe existir algún daño al conjunto turbina generador en caso de una apertura repentina del interruptor del generador.
Debe tener todos los elementos metálicos para la completa instalación y acoplamiento con la turbina y el suministro de las tuberías y válvulas para los sistemas de lubricación y enfriamiento
Poseen cojinetes en el lado de la turbina y de la excitatriz. Sistemas de ventilación y enfriamiento.
La salida del generador irá acoplada por medio de cables de potencia o ducto barra a las celdas de salida y de estas al lado de bajo voltaje de los transformadores de potencia. Como parte de las celdas de salida se deberá suministrar un interruptor de potencia de máquina para cada unidad.
Específicas
En el caso de la central geotérmica se requerirá dos generadores trifásicos de eje vertical con rotor cilíndrico largo pero de un diámetro corto, estas características constructivas permitirán que el eje de generador rote a altas velocidades, en este caso 3600rpm.
En los dos generadores sincrónicos circulan corrientes alternas tanto en el estator como en el rotor. El enrollado del estator es trifásico por lo general de dos polos.
La potencia nominal que cada generador entrega en forma continua será 18 MVA. Con un factor de potencia 0,85.
La eficiencia en los generadores deberá estar en el rango de 97,5-100% bajo condiciones nominales de potencia, voltaje, frecuencia y factor de potencia según normas IEC 34.1, IEC 34.2 y ANSI C50-13.
Determinar las zonas de operación segura del generador mediante su curva de capacidad.
El voltaje generado debe ser próxima a una senoide, con una distorsión armónica no mayor al 3% de acuerdo a la norma Nema MG-1/2 1998 (se debe evitar armónicas pares y tercera armónica).
Deberán operar a frecuencia nominal y una variación de 5% en el voltaje nominal de salida. Además se limita las variaciones de frecuencia a un 2 %
Ambos generadores deberán ser capaz de soportar sin daño, ocasionalmente, una corriente de 1.5 veces la corriente nominal por un tiempo de 30 segundos por lo menos, de acuerdo con IEC 34-1.
El incremento de temperatura de operación de los generadores no debe sobrepasar el valor establecido por las normas internacionales según el tipo de aislamiento.
La temperatura en otras partes deber ser tal que no ocasionen daños a los aislamientos eléctricos. Todos los aumentos de temperatura para el generador eléctrico y el excitador son para operación continua, medidos sobre la temperatura ambiente de Chachimbiro de 18 °C.
En caso de sobrecarga continua de cada generador, del 10% por una hora de cada 24 horas, la temperatura de aislamiento no debe sobrepasar en más de 10 °C de la asignada para potencia nominal.
En caso de cortocircuito trifásico, a voltaje nominal, los generadores deben soportar sin daño una corriente no menor de 15 veces el valor de pico (30s) o 21 veces el valor eficaz de la corriente nominal, según IEC 34-1.
Después de la realización de los correspondientes estudios de cortocircuito especificar la reactancia subtransitoria para cada generador con el fin de no exceder la capacidad del sistema de generación así como el de distribución.
Los alternadores deben ser capaces de soportar al menos una sobrevelocidad igual a 1.2 veces la velocidad nominal por un tiempo de 2 minutos.
Parafunciones de protección y medición se debe proveer los TC's y TP's

El ensayo de sobrevelocidad se lo considera satisfactorio si, al final del mismo, no se observa ninguna deformación permanente anormal ni otros signos de falla que impidan a la máquina su funcionamiento normal y además si los arrollamientos rotóricos satisfacen después de esta prueba los ensayos dieléctricos.
El generador debe ser capaz de funcionar de manera continua, sobre un sistema desequilibrado tal, que la corriente de secuencia negativa alcance hasta el 10% de la nominal, según ANSI C50.12.
Tomar en cuenta los instrumentos de medición, detección y protección que se prevé incorporar en el generador y sus equipos auxiliares.
Los TC's para protección deberán avalar la operación conveniente de los dispositivos de protección en el caso en que ocurra un cortocircuito, sin llegar a la saturación, además deben ser independientes a los de medición.
Como las centrales geotérmicas producen por lo general energía de base con un factor de planta bastante elevado que varía entre las 7500-8000 horas al año.
Para la central de 30 MW su potencial se estimará entre los 225,00- 236,55 GWh/año.

Características mínimas que tendrá el TRANSFORMADOR
La designación de los devanados de alto y bajo voltaje se los realizará a través de las letras H y L respectivamente. El neutro se designara mediante el numero 0.
La secuencia de fases estará en el sentido contrario a las manecillas del reloj designada mediante los números 1, 2,3. El transformador debe mostrar una placa de datos (acero inoxidable).
El cambiador de derivaciones que constituye el mecanismo que permite regular el voltaje de la energía que atraviesa el transformador para operación con carga debe ser de tipo resistivo conectado en el devanado de alto voltaje (el costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor). Las derivaciones serán a plena carga. Obedecerá a la norma IEC 60214 El cambiador debe suministrarse completo con todos los aparatos y accesorios para su control e indicación de posición tanto local y remota.
Para el equipo auxiliar del transformador el voltaje de alimentación será: Para motores y ventiladores 480 V de corriente alterna (3 fases); para control y alumbrado 127V de corriente alterna (1 fases); para control y protección 125 V de corriente continua
Las boquillas son aisladores terminales de los devanados de alto y bajo voltaje que se emplean para pasar el tanque o la tapa del transformador. Permite el paso de corriente a través del transformador y evita que haya un escape indebido de corriente. La boquilla mantiene la hermeticidad y aislamiento eléctrico, por sus características propias están subyugadas a importantes esfuerzos dieléctricos debido al sometimiento de grandes diferencias de voltaje en pequeños espacios físicos.
La prueba de descargas parciales debe realizarse según la norma IEC 60137.
Las boquillas deben elegidas con un nivel de aislamiento de valor igual o mayor al de Los devanados a los que se conecten las boquillas.
Debe poseer un termómetro tipo radial para mostrar la temperatura máxima del líquido, consta de dos indicadores el primero señalando la temperatura de aceite y el segundo para marcar la máxima temperatura alcanzada. Indicador del nivel del líquido.
Los radiadores de los transformadores (su función es intercambiar calor para cederlo hacia el medio ambiente) deben proveerse con válvulas tipo compuerta (bloqueo) de remoción y cierre hermético.
Deben ser de tipo tubular y desmontables por medio de bridas soslayando esfuerzos mecánicos en el punto de acoplamiento impidiendo cualquier fuga del aceite.
La tubería para fuerza y control debe ir desde los instrumentos hasta el tablero de conexión.
El transformador debe ser capaz de soportar esfuerzos mecánicos y térmicos provocados por cortocircuitos externos.
El tiempo que el transformador debe soportar las corrientes de cortocircuito (trabajando a plena carga) será de 2 segundos sin exceder una temperatura de 250°C en los conductores.
La corriente de cortocircuito debe ser limitada por la impedancia propia del transformador.
El nivel de protección suministrado por el pararrayos deber ser del 20% por debajo del nivel básico de asilamiento.

ANEXO 3

PLANOS