

PREFACTIBILIDAD DE UNA PLANTA GEOTERMOELÉCTRICA EN EL  
YACIMIENTO DE PAIPA EN BOYACÁ

JUAN CARLOS JHOAN ANTOLINEZ GONZÁLEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA  
2022

PREFACTIBILIDAD DE UNA PLANTA GEOTERMOELÉCTRICA EN EL  
YACIMIENTO DE PAIPA EN BOYACÁ

JUAN CARLOS JHOAN ANTOLINEZ GONZÁLEZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Mecánico

Director

Jabid Eduardo Quiroga Méndez

Doctorado en Ingeniería Civil

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA

2022

## DEDICATORIA

Esta investigación va dedicada a: Dios, por ser la constante compañía en mi soledad más profunda y por cobijarme de energía, amor y sabiduría; mi papá, por su incansable lucha y sus sabios consejos; mi madre, por su inagotable fuente de amor que me inspira a sobresalir; mi papi y mi mami que son ángeles terrenales, por cada esfuerzo y sacrificio puesto en mí; mi hermana que es siempre mi compañera y confidente; mis abuelos paternos y demás familiares que nunca han dejado de creer en mí; mi iris, que me enseña sobre el amor puro a diario y no me deja rendir; mi amigo querido Leonardo Tobo, un compañero de batalla, un hermano, el primero que me motivó a indagar sobre geotermia; mis amigos: Miguel Acero, Miguel Alba, Andrés Jiménez y Andrés Velasco, y mis primos: Pacho y Maicol, quienes son mis hermanos de otras madres y a quienes quiero mucho; mi alma gemela, donde quiera que esté, con quien sueño cruzando las fronteras del tiempo y de la realidad; quienes me inspiran a seguir superándome día a día en todos los aspectos; mi alma máter, por la oportunidad de ser profesional y por contribuir en mi integridad; la sociedad colombiana, por hacer posible la universidad pública y por la que siempre abogaré hasta que sea gratuita, de calidad y de cobertura universal; la naturaleza y toda la vida que la habita, por un futuro sustentable y porque mi contribución a ese sueño colectivo, es mi pago por mi estancia en este planeta.

## **AGRADECIMIENTOS**

Mis agradecimientos para: AGEOCOL, gracias a la calidad profesional y humana de sus integrantes y a sus contribuciones, fue posible parte de este resultado, estoy orgulloso de ser parte de ellos también; Valeria García, admirable mujer, por su incondicional apoyo moral y profesional, y por su calidad humana, quien siempre inspira a lograr lo que soñamos; el Servicio Geológico Colombiano y Claudia Alfaro, por sus significativas contribuciones a la comunidad académica y en general, sin las cuales, no habría una base sólida para esta investigación; Omar Gelvez, mi primer director de investigación y uno de los mejores maestros que he tenido en mi vida, por sus orientaciones e inspiración para sobresalir; Jabid Quiroga, por su significativa ayuda y disposición; en general, a todos esos investigadores e investigadoras sin los cuales esta investigación no habría tenido el mismo alcance.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	19
1. OBJETIVOS.....	20
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	20
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	20
2. MARCO TEÓRICO .....	21
2.1 SISTEMA GEOTÉRMICO.....	21
2.2 FASES DE UN PROYECTO GEOTÉRMICO.....	21
2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS GEOTÉRMICOS .....	22
2.4 USOS DE UN SISTEMA GEOTÉRMICO.....	22
2.5 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MEDIANTE SISTEMAS GEOTÉRMICOS .....	23
2.5.1 Estados termodinámicos.....	24
2.5.2 Dimensionamiento de un separador ciclónico .....	24
2.5.3 Eficiencia isentrópica en turbinas .....	26
2.5.4 Corrección de eficiencia isentrópica en turbinas.....	26
2.5.5 Potencia de un equipo .....	27
2.5.6 Humedad relativa.....	27
2.5.7 Humedad absoluta.....	27
2.5.8 Energía de compresión de un eyector .....	28
2.5.9 Eficiencia isentrópica de un eyector .....	28
2.5.10 Potencia de compresión de un eyector .....	29
2.5.11 Flujo másico necesario para extraer los GNC de un eyector .....	29
2.5.12 Eficiencia isentrópica de una bomba .....	30
2.5.13 Cabeza de presión de una bomba.....	30
2.5.14 Potencia de una bomba .....	30

2.5.15 Pérdida de presión en tuberías.....	31
2.5.16 Eficiencia energética del ciclo.....	32
2.5.17 Eficiencia exergética del ciclo.....	32
2.5.18 Desempeño de la planta.....	33
2.5.19 Equivalencia entre tasas de interés.....	34
2.5.20 Cuota de un préstamo.....	34
2.5.21 Valor actual neto (VAN).....	34
2.5.22 Tasa de productividad.....	35
2.5.23 Tasa interna de retorno (TIR).....	35
3. DISEÑO CONCEPTUAL.....	36
3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	36
4. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA GEOTÉRMICO DE PAIPA.....	37
4.1 LOCALIZACIÓN DEL SISTEMA GEOTÉRMICO DE PAIPA.....	37
4.2 CARTOGRAFIA Y GEOLOGÍA.....	38
4.3 VULCANISMO.....	40
4.4 CONSIDERACIONES HIDROGEOLOGÍCAS Y CLIMÁTICAS.....	42
4.5 CLIMA Y BALANCE HÍDRICO REGIONAL.....	42
4.6 GEOQUÍMICA FLUIDOS LÍQUIDOS.....	44
4.7 GEOQUÍMICA DE ROCAS.....	48
4.8 SUMIDERO.....	48
4.9 ISOTOPIA DE AGUAS.....	49
4.10 GEOQUÍMICA E ISOTOPIA DE GASES.....	50
4.11 SONDEO ELECTROMAGNÉTICO.....	51
4.12 GEOFÍSICA.....	51
4.13 ALTERACIÓN HIDROTERMAL.....	53
4.14 MODELO CONCEPTUAL DEL SISTEMA GEOTÉRMICO DE PAIPA.....	53
4.14.1 Fuente de calor.....	53
4.14.2 Reservorio.....	54

4.14.3 Zona de descarga .....	54
4.14.4 Zona de recarga .....	55
4.14.5 Sumidero .....	55
4.14.6 Clima .....	55
4.14.7 Descripción del modelo .....	55
4.14.8 Descripción del modelo secundario.....	56
5. EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL .....	59
6. SUMARIO DEL SISTEMA GEOTÉRMICO DE PAIPA.....	61
7. ELECCIÓN Y DETALLE DEL TIPO DE PLANTA A MODELAR .....	62
7.1 DESCRIPCIÓN .....	63
8. ANÁLISIS TEÓRICO-MATEMÁTICO .....	64
8.1 CONDICIONES INICIALES .....	64
8.2 ENUMERACIÓN DE ESTADOS .....	66
8.3 ANÁLISIS DE LOS PROCESOS .....	67
8.3.1 Válvula de estrangulamiento.....	67
8.3.2 Separador ciclónico.....	68
8.3.3 Turbina .....	69
8.3.4 Generador .....	70
8.3.5 Condensador.....	72
8.3.6 Torre de enfriamiento.....	74
8.3.7 Eyector .....	79
8.3.8 Bomba de condensado .....	81
8.3.9 Mezcla del agua condensada con el agua de refrigeración.....	82
8.3.10 Bomba del agua de refrigeración.....	83
8.3.11 Pérdidas de presión en tuberías .....	84
8.3.12 Eficiencia energética del ciclo .....	86

8.3.13 Desempeño de la planta .....	87
8.3.14 Eficiencia exergética del ciclo .....	87
9. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	89
10. SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS.....	96
10.1 TURBINA .....	96
10.2 GENERADOR ELÉCTRICO .....	98
10.3 CONDENSADOR.....	99
10.4 TORRE DE ENFRIAMIENTO .....	101
10.5 TUBERÍAS .....	102
10.5.1 Primer tramo: desde la salida del separador ciclónico hasta la entrada de la turbina (Estado 2 → Estado 3).....	104
10.5.2 Segundo tramo: desde la salida del condensador hasta la mezcla con el fluido de enfriamiento (Estado 7 → Estado r3). .....	105
10.5.3 Tercer tramo: desde la torre hasta la entrada del condensador (Estado r1). .....	107
10.5.4 Cuarto tramo: desde la salida del condensador hasta la mezcla con el agua de trabajo. (Estado r2 → Estado r3).....	108
10.5.5 Quinto tramo: desde la mezcla del fluido de trabajo con el de enfriamiento hasta la torre (Estado r3).....	109
10.5.6 Análisis general para la instalación de tuberías.....	110
10.6 TUBERÍA PARA LA REINYECCIÓN DE LÍQUIDO GEOTÉRMICO .....	111
10.7 AISLANTE TÉRMICO .....	113
10.8 BOMBA HIDRÁULICA PARA EL AGUA DE TRABAJO.....	114
10.9 BOMBA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO .....	115
10.10 SEPARADOR CICLÓNICO.....	116
10.11 DEPURADOR DE HUMEDAD .....	118
10.12 VÁLVULAS DEL SISTEMA.....	120
10.12.1 Válvula de seguridad.....	120
10.12.2 Válvula de control .....	121

10.12.3 Válvula de parada .....	125
10.12.4 Válvula de bola.....	126
10.12.5 Válvula de estrangulamiento .....	127
10.13 EYECTOR DE GASES NO CONDENSABLES.....	127
10.14 EQUIPO DE PERFORACIÓN PARA LA EXTRACCIÓN Y PARA LA REINYECCIÓN.....	129
10.15 CONTRATO LLAVE EN MANO .....	130
11. ANÁLISIS ECONÓMICO .....	131
11.1 PLANTA GEOTÉRMICA .....	131
11.1.1 DEMANDA ENERGÉTICA.....	131
11.1.2 INFLACIÓN COLOMBIANA .....	132
11.1.3 INGRESOS.....	133
11.1.4 EGRESOS.....	134
11.1.4.1 Inversión inicial .....	134
11.1.4.2 Costo de generación (operación y mantenimiento).....	136
11.1.4.3 Costo de transmisión .....	137
11.1.4.4 Financiación (préstamo) .....	137
11.1.5 IMPUESTOS .....	139
11.1.6 EGRESO SUBTOTAL .....	140
11.1.7 UTILIDADES PARCIALES .....	141
11.1.8 IMPUESTO SOBRE LA RENTA.....	141
11.1.9 FLUJO DE CAJA .....	141
11.1.10 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.....	142
11.1.11 VALOR ACTUAL NETO (VAN) .....	146
11.1.12 TASA DE PRODUCTIVIDAD .....	148
11.1.13 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	149
11.1.14 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PAYBACK) .....	150
11.1.15 Capital propio.....	152
11.2 PLANTA CARBOELÉCTRICA .....	153

11.2.1 INGRESOS .....	154
11.2.2 Egresos .....	154
11.2.2.1 Inversión inicial .....	154
11.2.2.2 Generación (operación y mantenimiento) .....	155
11.2.2.3 Transmisión.....	156
11.2.2.4 Costo de combustible .....	157
11.2.2.5 Impuestos .....	160
11.2.2.6 Financiación .....	163
11.2.3 Egreso subtotal .....	164
11.2.4 Utilidades parciales.....	164
11.2.5 Impuesto sobre la renta.....	165
11.2.6 Flujo de caja .....	165
11.2.7 Análisis de rentabilidad.....	166
12. CONCLUSIONES .....	172
13. RECOMENDACIONES.....	174
BIBLIOGRAFÍA.....	176
ANEXOS.....	188

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Clasificación de los recursos geotérmicos en base a la temperatura....	22
Cuadro 2. Dimensiones de un separador ciclónico en función del diámetro 'D <sub>T</sub> '...	25
Cuadro 3. Tabla de concentración porcentual de especies químicas en los afloramientos de Paipa. ....	47
Cuadro 4. Características más relevantes del sistema geotérmico de Paipa. ....	61
Cuadro 5. Resultados obtenidos al variar la presión de separación. ....	89
Cuadro 6. Resultados obtenidos al variar la presión de separación. ....	90
Cuadro 7. Resultados obtenidos al variar la presión de separación. ....	90
Cuadro 8. Definición de estados del modelo optimizado. ....	95
Cuadro 9. Parámetros principales del modelo optimizado. ....	95
Cuadro 10. Características del fluido a condensar. ....	100
Cuadro 11. Características del fluido a calentar. ....	100
Cuadro 12. Condiciones del agua y el aire en la torre de enfriamiento.....	102
Cuadro 13. Condiciones del fluido en el primer tramo. ....	104
Cuadro 14. Parámetros de la tubería para el fluido del primer tramo. ....	104
Cuadro 15. Condiciones del fluido en el segundo tramo.....	106
Cuadro 16. Parámetros de la tubería para el fluido del segundo tramo.....	106
Cuadro 17. Parámetros del fluido del segundo tramo en 15 metros de tubería. ...	106
Cuadro 18. Condiciones del fluido en el tercer tramo. ....	107
Cuadro 19. Parámetros de la tubería para el fluido del tercer tramo. ....	107
Cuadro 20. Parámetros del fluido del tercer tramo en 15 metros de tubería. ....	108
Cuadro 21. Condiciones del fluido en el cuarto tramo. ....	108
Cuadro 22. Parámetros de la tubería para el fluido del cuarto tramo.....	109
Cuadro 23. Parámetros del fluido del cuarto tramo en 15 metros de tubería.....	109
Cuadro 24. Condiciones del fluido en el quinto tramo.....	109

Cuadro 25. Parámetros de la tubería para el fluido del quinto tramo.....	110
Cuadro 26. Parámetros del fluido del quinto tramo en 15 metros de tubería. ....	110
Cuadro 27. Condiciones del fluido geotérmico remanente. ....	112
Cuadro 28. Parámetros de la tubería para el fluido remanente. ....	112
Cuadro 29. Longitud de tubería máxima para el fluido remanente. ....	113
Cuadro 30. Características del agua de trabajo luego del condensador.....	114
Cuadro 31. Características agua de enfriamiento antes y después del condensador. .....	115
Cuadro 32. Parámetros del separador ciclónico según Bangma. ....	118
Cuadro 33. Coeficiente de válvula requerido en función de $P_1$ .....	123
Cuadro 34. Coeficiente de válvula requerido en función de $P_1$ .....	125
Cuadro 35. Coeficiente de válvula requerido en función de $P_1$ .....	126
Cuadro 36. Condiciones de entrada y salida en el eyector.....	128
Cuadro 37. Inflación colombiana desde 1967 hasta 2021. ....	132
Cuadro 38. Precios de la energía eléctrica en Boyacá (noviembre de cada año). .....	133
Cuadro 39. Evolución del costo de la planta Blundell, teniendo en cuenta la inflación de Estados Unidos desde 1985 hasta 2021. ....	135
Cuadro 40. Producción anual.....	142
Cuadro 41. Datos del crédito. ....	142
Cuadro 42. Flujos para el primer año de operación. ....	143
Cuadro 43. Incrementos interanuales. ....	143
Cuadro 44. Estructura del crédito de la geotermoeléctrica. ....	144
Cuadro 45. Tabla de rentabilidad para la planta geotermoeléctrica (10 MW) en COP\$. ....	145
Cuadro 46. Tabulación de datos para obtener el VAN.....	147
Cuadro 47. Comparativa de parámetros financieros.....	152
Cuadro 48. Características planta carboeléctrica con caldera supercrítica. ....	153
Cuadro 49. Parámetros iniciales para la rentabilidad de la carboeléctrica.....	154
Cuadro 50. Precio promedio anual del carbón (2010 - 2021) ....	158

Cuadro 51. Comparación del precio real del carbón con el estimado.....	159
Cuadro 52. Costo del impuesto al CO <sub>2</sub> año tras año. ....	161
Cuadro 53. Incrementos interanuales del impuesto al carbón. ....	162
Cuadro 54. Condiciones promedio en que la banca en Colombia financia proyectos. .....	163
Cuadro 55. Producción anual e incrementos interanuales.....	166
Cuadro 56. Flujos para el primer año de operación. ....	167
Cuadro 57. Datos del crédito. ....	168
Cuadro 58. Estructura del crédito de la carboeléctrica. ....	168
Cuadro 59. Tabla de rentabilidad para la planta carboeléctrica (10 MW) en COP\$. .....	169
Cuadro 60. Tasas de descuento para generación eléctrica en Colombia. ....	170
Cuadro 61. Comparativa económica Carboeléctrica – Geotermoeléctrica. ....	170

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diversos usos del recurso energético de acuerdo a su temperatura. ....	22
Figura 2. Esquema del separador ciclónico según Bangma. ....	25
Figura 3. Sistema geotérmico de Paipa demarcado por el rectángulo rojo.....	38
Figura 4. Esquema geológico estructural del yacimiento de Paipa.....	39
Figura 5. Historia eruptiva simplificada del sistema geotérmico de Paipa. ....	41
Figura 6. Precipitación y evaporación en la estación Tunguavita (1968-2015).....	43
Figura 7. Localización de manifestaciones superficiales. ....	44
Figura 8. Composición química de aguas en el yacimiento geotérmico de Paipa. ....	46
Figura 9. Línea meteórica global vs local.   Altura vs concentración de deuterio...50	
Figura 10. Composición de gases en manantiales del área geotérmica de Paipa. ....	51
Figura 11. Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa. ....	57
Figura 12. Modelo conceptual actualizado del área geotérmica de Paipa. ....	58
Figura 13. Diagrama esquemático de una planta de ciclo flash simple. ....	62
Figura 14. Esquema detallado de la planta con enumeración de estados.....	66
Figura 15. Diagrama temperatura-entropía de ciclo flash con estados enumerados. .....	67
Figura 16. Esquema de la válvula de estrangulamiento. ....	68
Figura 17. Esquema del separador ciclónico. ....	68
Figura 18. Esquema de la turbina. ....	69
Figura 19. Esquema condensador coraza y tubos.....	72
Figura 20. Esquema torre de enfriamiento.....	74
Figura 21. Eyector de gases no condensables. ....	79
Figura 22. Diagrama presión de separación versus eficiencia energética. ....	94
Figura 23. Esquema de la turbina de flujo simple Siemens SST-400 GEO. ....	96
Figura 24. Características de los modelos de turbinas geotérmicas Siemens. ....	97
Figura 25. Características de los modelos que ofrece VEM (60 Hz).....	98

Figura 26. Materiales para intercambiadores de calor de coraza y tubos.....	99
Figura 27. Proyecto Ecopetrol Acacias-Meta.....	101
Figura 28. Tubos de acero ofrecidos por Peninsular de Vástagos S.L. ....	103
Figura 29. Propiedades del silicato de calcio.....	113
Figura 30. Bomba IPP de succión horizontal Rhurpumpen para plantas eléctricas. .....	114
Figura 31. Bomba CPP de succión horizontal Ruhrpumpen para plantas eléctricas. .....	115
Figura 32. Separador ciclónico Vortex AIROL .....	117
Figura 33. Vista de la sección interna del purificador de vapor Vortex AIROL.....	119
Figura 34. Separador ciclónico y purificador Vortex AIROL.....	119
Figura 35. Válvula de seguridad ALPER de la fábrica VALFONTA. ....	120
Figura 36. Incremento del flujo másico al aumentar la caída de presión. ....	122
Figura 37. Áreas en las que puede trabajar la válvula de control Spira-trol.....	124
Figura 38. Condiciones de operación de la válvula PF6 todo o nada. ....	126
Figura 39. Modelo de eyector diseñado y construido por la empresa GEA Wiegand. .....	128
Figura 40. Especificaciones equipo de perforación MI60 de Massenza. ....	129
Figura 41. Principales constructoras de plantas geotérmicas. ....	130
Figura 42. Proyección demanda anual de energía eléctrica en Colombia (GWh)	131
Figura 43. Saldo del proyecto a lo largo de su vida útil.....	150
Figura 44. Precio del carbón para consumo interno en Colombia (2010 - 2021).	157
Figura 45. Precio del carbón real versus la función estimada.....	159

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Características técnicas, unidad 3, planta Lahendong (Indonesia). ....	188
Anexo B. Características de tuberías de acero según la norma ASME. ....	189
Anexo C. Características de tuberías de acero según la norma ASME. ....	190
Anexo D. Condensador Funke serie C 500. ....	191

## RESUMEN

**TÍTULO:** PREFACTIBILIDAD DE UNA PLANTA GEOTERMOELÉCTRICA EN EL YACIMIENTO DE PAIPA EN BOYACÁ.\*

**AUTOR:** JUAN CARLOS JHOAN ANTOLINEZ GONZÁLEZ.\*\*

**PALABRAS CLAVE:** GEOTERMIA, GEOTERMOELÉCTRICA, PAIPA, PREFACTIBILIDAD, RESERVORIO, YACIMIENTO.

**DESCRIPCIÓN:** esta investigación aborda la prefactibilidad de un sistema generador de energía eléctrica de 10 megavatios, a partir de la energía geotérmica del yacimiento de Paipa en Boyacá, identificando la información de los estudios exploratorios realizados históricamente en la zona: constitución estructural, circuitos hídricos, temperaturas, presiones, composición química de fluidos, manantiales, acuíferos, localizaciones, entre otras características que en su conjunto, permiten inferir el tipo de planta más apropiado y su especificación; generando una serie de restricciones como punto de partida en el análisis teórico: principales condiciones de operación, equipos, funcionamiento, dimensionamiento, entre otras; aplicando principios de: termodinámica, transferencia de calor y mecánica de fluidos, para examinar bajo qué circunstancias es posible o no, generar la potencia deseada, y para obtener una optimización del modelo, que implique las condiciones más favorables a nivel técnico, económico y ambiental, además de indicar los requisitos que deben cumplir los equipos para su selección; realizando en última medida, un análisis de costos comparativo entre la planta diseñada y una termoeléctrica convencional (carboeléctrica) con base en los costos típicos de sus homólogas instaladas en el mundo y en el marco tributario colombiano. Todo el análisis comprendido en esa metodología, se pudo validar al comparar los resultados óptimos con las condiciones operativas de una planta geotérmica en Indonesia, y al verificar los costos de las centrales desde diferentes fuentes, concluyendo no solo la viabilidad técnico-ambiental de la geotermoeléctrica en Paipa, sino una rentabilidad superior a la de una carboeléctrica de alta eficiencia y de la misma capacidad. El diseño de la central planteada en este trabajo, es susceptible de mejorarse en varios aspectos, que son descritos en el apartado de recomendaciones, al final del libro.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: Jabid Eduardo Quiroga Méndez. Doctor en Ingeniería Civil.

## ABSTRACT

**TITLE:** PRE-FEASIBILITY OF A GEOTHERMAL POWER PLANT IN THE PAIPA RESERVOIR IN BOYACÁ.\*

**AUTHOR:** JUAN CARLOS JHOAN ANTOLINEZ GONZÁLEZ.\*\*

**KEY WORDS:** GEOTHERMAL, PAIPA, PLANT, POWER, PRE-FEASIBILITY, RESERVOIR.

**DESCRIPTION:** This research addresses the pre-feasibility of a 10-megawatt electric power generation system, based on geothermal energy from the Paipa deposit in Boyacá, identifying the information from the exploratory studies carried out historically in the area: structural constitution, water circuits, temperatures, pressures, chemical composition of fluids, springs, aquifers, locations, among other characteristics that together, allow inferring the most appropriate type of plant and its specification; generating a series of restrictions as a starting point in the theoretical analysis: main operating conditions, equipment, operation, sizing, among others; applying principles of: thermodynamics, heat transfer and fluid mechanics, to examine under what circumstances it is possible or not, to generate the desired power, and to obtain an optimization of the model, which implies the most favorable conditions at a technical, economic and environmental level. , in addition to indicating the requirements that the teams must meet for their selection; Finally, carrying out a comparative cost analysis between the designed plant and a conventional thermoelectric plant (coal-fired) based on the typical costs of its counterparts installed in the world and in the Colombian tax framework. All the analysis included in this methodology could be validated by comparing the optimal results with the operating conditions of a geothermal plant in Indonesia, and by verifying the costs of the plants from different sources, concluding not only the technical-environmental viability of the geothermal plant in Paipa, but a higher profitability than that of a high-efficiency coal-fired power plant with the same capacity. The design of the plant proposed in this work can be improved in several aspects, which are described in the recommendations section at the end of the book.

---

\* Degree work.

\*\* Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Mechanical Engineering. Director: Jabid Eduardo Quiroga Méndez. Doctor of Civil Engineering.

## INTRODUCCIÓN

Históricamente, Colombia ha dependido su producción energética de hidroeléctricas y termoeléctricas. Por otro lado, el cambio climático, representado en el fenómeno del niño, ocasionó sequías y una reducción en el nivel de los embalses de las hidroeléctricas, que tuvo como resultado, un apagón nacional en Colombia y una aguda crisis energética entre el 2 marzo de 1992 y el 7 de febrero de 1993, que se repitió entre los años 2015 y 2016. Esa alta dependencia de las hidroeléctricas y la inviabilidad ambiental de las termoeléctricas, provocó que el estado colombiano promoviera el desarrollo e implementación de nuevas fuentes, que al día de hoy son escasas, pues la energía hidráulica representa el 66% en generación de energía eléctrica, el 33% se genera con combustibles fósiles y solo el 1% se genera con tres fuentes ecoamigables no convencionales (fotovoltaica, eólica y biomásica).

En ese sentido, teniendo en cuenta además, que aún no existe la primera planta de generación eléctrica con geotermia en Colombia y para averiguar si es posible su implementación, es necesario hacer un estudio que comprenda: análisis de estudios de campo (geológicos, geofísicos, geoquímicos, vulcanológicos, hidrotermales y meteorológicos), análisis mecánico y termodinámico (diseño del sistema, configuración de estados y restricciones, optimización de resultados y selección de componentes) y un análisis económico-financiero (rentabilidad del proyecto, posibilidades de crédito y comparación con un proyecto convencional homólogo).

Esta investigación busca desarrollar el estudio de prefactibilidad de un sistema generador de energía eléctrica, basado en la energía geotérmica del yacimiento de Paipa en Boyacá.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Obtener un estudio de prefactibilidad para la implementación de un sistema generador de energía eléctrica, a partir de energía geotérmica, en el yacimiento de Paipa en Boyacá, identificando información de estudios históricos realizados en la zona, como insumo para el diseño de la central, que incluya el análisis termodinámico, la selección de equipos y un estudio económico comparativo con una termoeléctrica convencional; en concordancia con los alcances misionales de la Universidad Industrial de Santander y de la Escuela de Ingeniería Mecánica en investigación, calidad ética, política, técnica, científica y profesional; y aportando en el progreso y desarrollo de la comunidad en general, en energías renovables y amigables con el medio ambiente.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Diseñar un sistema generador de energía eléctrica a partir de energía geotérmica, que sea capaz de producir 10 megavatios en el yacimiento de Paipa en Boyacá. Para este propósito se deberá:
- Identificar las características de presión, temperatura, volumen, profundidad, ubicación y composición estructural de un pozo subterráneo en el yacimiento de Paipa, mediante estudios anteriores.
- Evaluar la composición química de los fluidos geotérmicos previniendo riesgo de contaminación ambiental.
- Seleccionar equipos como la turbina, el generador y auxiliares.
- Elaborar un análisis de costos del sistema diseñado y compararlo con una planta termoeléctrica convencional.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 SISTEMA GEOTÉRMICO

Un sistema geotérmico está compuesto generalmente de 5 partes: fuente de calor (generalmente magma), acuífero (volumen fluido que transporta la energía), zona de recarga (espacio donde se alimenta el acuífero), zona de descarga (espacio donde el acuífero busca salir), capa sello (espesor de roca que aísla el acuífero de la superficie sobre ella).

### 2.2 FASES DE UN PROYECTO GEOTÉRMICO

- **Fase de exploración superficial.** Se construye un modelo conceptual del sistema geotérmico, a partir de estudios geológicos (caracterización topográfica y vulcanológica), geofísicos (caracterización estructural a partir de gravimetría, magnetometría, electrometría y sísmica), geoquímicos (caracterización química de fluidos líquidos y gaseosos).
- **Fase de exploración profunda.** Con base en el modelo conceptual, se eligen puntos de perforación con el fin de reconfirmar o readecuar el modelo, permitiendo una evaluación precisa del potencial.
- **Fase de construcción de la planta.** Con base en el modelo actualizado, se plantea una central adecuada a las condiciones del sistema geotérmico, teniendo en cuenta la viabilidad económica.
- **Fase de monitoreo.** Luego de que la planta entre en operación, se debe cuidar que el acuífero y el sistema en general, mantenga sus condiciones normales.

## 2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS GEOTÉRMICOS

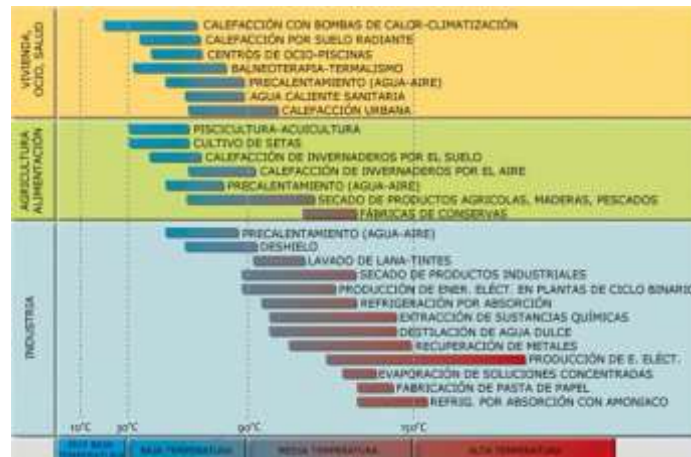
Cuadro 1. Clasificación de los recursos geotérmicos en base a la temperatura.

Criterio	Muffler y Cataldi 1978	Hochstein 1990	Benderitter y Cormy 1990	Haenel, Rybach y Stegena 1988
Baja entalpía	< 90 [°C]	< 125 [°C]	< 100 [°C]	< 150 [°C]
Media entalpía	90-150 [°C]	125-225 [°C]	100-200 [°C]	---
Alta entalpía	> 150 [°C]	> 225 [°C]	> 200 [°C]	> 150 [°C]

Fuente: elaboración propia con base en UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energías alternativas y difusión. Documento ANC-0603-21-00. Utilización de la energía geotérmica, documento descriptivo. Versión 00. Unión temporal ICONTEC-AENE. Bogotá D.C., 2003. p. 10.

## 2.4 USOS DE UN SISTEMA GEOTÉRMICO

Figura 1. Diversos usos del recurso energético de acuerdo a su temperatura.



Fuente: SITE GEOTHERMIE-PERSPECTIVES DE L'ADEME ET DU BRGM. Citado por: AM GROUP. [Sitio web]. La energía geotérmica es una de las fuentes de energía renovable menos conocidas. [Fecha de consulta: 17 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.aristegui.info/la-energia-geotermica-es-una-de-las-fuentes-de-energia-renovable-menos-conocidas/>

## 2.5 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MEDIANTE SISTEMAS GEOTÉRMICOS

Existen tres tipos de ciclos para generar electricidad con geotermia: contrapresión (el vapor se expande en la turbina y se expulsa a la atmósfera), condensación (el vapor a la salida de la turbina es condensado, incrementando el límite de expansión), binario (el fluido geotérmico le transfiere su energía a un fluido secundario). De estos ciclos, se desprenden tres tipos de planta principales: vapor directo (es la más eficiente pero muy poco común porque requiere que el fluido geotérmico sea únicamente vapor), flash (usa el fluido en estado de mezcla o de líquido saturado; condiciones más probables en un sistema geotérmico; puede diseñarse a una, dos o más expansiones), binaria (es menos eficiente y más costosa que las otras pero es ideal cuando la entalpía del fluido es baja). El tipo de planta a seleccionar depende de las características del sistema geotérmico tales como: presión y temperatura del fluido en cabeza de pozo, máximo flujo másico disponible, composición química del fluido, ubicación del acuífero, entre otras; que en últimas, permiten evaluar la viabilidad técnica y económica del proyecto.

La mayoría de plantas geotérmicas están compuestas de: tuberías (seleccionadas con criterios para soportar las condiciones del fluido y evitar demasiada pérdida energética), válvula de seguridad (para controlar la presión máxima del sistema), válvula de estrangulamiento (para producir vapor de una masa de agua líquida), separador ciclónico (para separar la fase líquida de la fase vapor), válvula de bola (para contener el paso del fluido ante alguna eventualidad), depurador de humedad (para extraer la humedad generada en el vapor luego de su separación), eyector de gases no condensables (para extraerlos del condensador mejorando su eficiencia), válvula de parada (para casos de emergencia), válvula reguladora de caudal (para regular el flujo que entra a la turbina), turbina (para expandir el vapor, generando trabajo mecánico), generador (para convertir la energía mecánica en energía eléctrica), condensador (para condensar el fluido expandido en la turbina y

aumentar el trabajo mecánico), bombas (para impulsar el fluido líquido dentro del ciclo), torre de enfriamiento (para enfriar y reciclar el agua sobrante).

La viabilidad técnica y económica de proyectos de este tipo, se evalúan con base en postulados teóricos de dominio público, como se muestra a continuación:

### 2.5.1 Estados termodinámicos

Son las condiciones a las que se encuentra un fluido, y que se pueden conocer midiendo sus propiedades principales: temperatura, presión, volumen específico, entalpía, entropía, energía interna, calidad (caso de mezclas líquido-vapor de una misma sustancia). Se necesita solo dos de estas propiedades para hallar el resto, y su determinación se hace con base a la tabulación histórica que se ha hecho de sus propiedades. Estas tablas se pueden encontrar en diferentes fuentes o integradas en algunos software. La determinación de estos estados, define un ciclo completo a evaluar.

### 2.5.2 Dimensionamiento de un separador ciclónico

Bangma (1961) diseñó un método para dimensionar un separador ciclónico vertical, con base en el diámetro de la tubería de entrada del fluido geotérmico al separador, tal como se muestra en la figura 2 y en el cuadro 2. De tal manera que el diámetro a la entrada del separador se puede hallar de la siguiente manera:

$$A = \frac{\dot{m}}{\rho \cdot v} \quad | \quad D_t = \left( \frac{4 \cdot A}{\pi} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

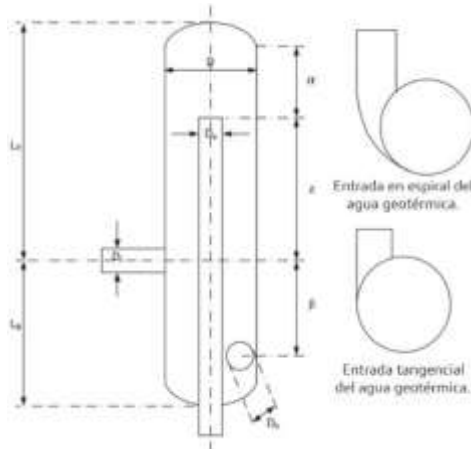
$A$ : Es el área de la tubería a la entrada del separador.

$\dot{m}$ : El flujo másico geotérmico que ingresa al separador

$\rho$ : La densidad del agua geotérmica que ingresa al separador.

$v$ : Velocidad del agua geotérmica que ingresa al separador.

Figura 2. Esquema del separador ciclónico según Bangma.



Fuente: ZARROUK, Sadiq J. y PURNANTO, Munggang H. Geothermal steam-water separators: design overview [en línea]. Paper received and accepted by Elsevier Ltd. 2014. p. 245. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/profile/Munggang-Purnanto/publication/265128616\\_Geothermal\\_steam-water\\_separators\\_Design\\_overview/links/5a869e47a6fdcc6b1a36c548/Geothermal-steam-water-separators-Design-overview.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Munggang-Purnanto/publication/265128616_Geothermal_steam-water_separators_Design_overview/links/5a869e47a6fdcc6b1a36c548/Geothermal-steam-water-separators-Design-overview.pdf)

Cuadro 2. Dimensiones de un separador ciclónico en función del diámetro 'D<sub>T</sub>'.

Parámetros	Bangma (1961) Entrada tangencial	Bangma (1961) Entrada en espiral
$D$	$3 \cdot D_T$	Igual que en tangencial
$D_e$	$0,8 \cdot D_T$	$1 \cdot D_T$
$D_b$	$1 \cdot D_T$	Igual que en tangencial
$\alpha$	$3 \cdot D_T$	Igual que en tangencial
$\beta$	$3 \cdot D_T$	Igual que en tangencial
$Z$	$3 \cdot D_T$	$4 \cdot D_T$
$L_T$	$7 \cdot D_T$	Igual que en tangencial
$L_B$	$4,5 \cdot D_T$	Igual que en tangencial

Fuente: elaboración propia con base en: ZARROUK, Sadiq J. y PURNANTO, Munggang H. Geothermal steam-water separators: design overview [en línea]. Paper received and accepted by Elsevier Ltd. 2014. p. 245. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/profile/Munggang-Purnanto/publication/265128616\\_Geothermal\\_steam-water\\_separators\\_Design\\_overview/links/5a869e47a6fdcc6b1a36c548/Geothermal-steam-water-separators-Design-overview.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Munggang-Purnanto/publication/265128616_Geothermal_steam-water_separators_Design_overview/links/5a869e47a6fdcc6b1a36c548/Geothermal-steam-water-separators-Design-overview.pdf)

### 2.5.3 Eficiencia isentrópica en turbinas

Es una medida de qué tanto se aleja una turbina de su proceso ideal, definido así:

$$\eta_T = \frac{\text{trabajo real de turbina}}{\text{trabajo ideal de turbina}} = \frac{h_e - h_s}{h_e - h_{ss}}$$

Donde:

$\eta_T$ : es la eficiencia isentrópica. |  $h_e$ : Es la entalpía de entrada.  
 $h_s$ : es la entalpía de salida. |  $h_{ss}$ : Es la entalpía de salida ideal.

### 2.5.4 Corrección de eficiencia isentrópica en turbinas

La regla de Baumann<sup>1</sup> establece que el proceso de expansión de una turbina se ve afectado por la cantidad de humedad en ella, de tal forma que la eficiencia isentrópica disminuye:

$$\eta_{Tb} = \eta_T \cdot \left( \frac{x_e + x_s}{2} \right)$$

Donde:

$x_e$ : Es la calidad a la entrada de la turbina. |  $x_s$ : Es la calidad a la salida de la turbina.  
 $\eta_T$ : Eficiencia isentrópica de la turbina.  
 $\eta_{Tb}$ : Eficiencia isentrópica de la turbina con la corrección de Baumann.

---

<sup>1</sup> SALAZAR-PEREYRA, Martín, *et al.* Análisis paramétrico de las centrales geotermoeléctricas: vapor seco, cámara flash y ciclos híbridos [en línea]. Revista DYNA, 84(203), pp. 273-282. Diciembre de 2017. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/dyna/v84n203/0012-7353-dyna-84-203-00273.pdf>

### 2.5.5 Potencia de un equipo

Existen diversas definiciones de potencia. En el caso de sistemas con fluidos, la potencia se puede medir como un producto entre el flujo másico, la energía y la eficiencia del equipo, respectivamente:  $\dot{W} = \dot{m} \cdot w \cdot \eta$

### 2.5.6 Humedad relativa

Es el cociente entre la presión del vapor de agua ( $P_v$ ) y la presión de saturación del agua a determinada temperatura ( $P_{vs}$ ). Se mide de 0 a 1, representando su ausencia y su punto de rocío, respectivamente.

$$\phi = \frac{P_v}{P_{vs}}$$

### 2.5.7 Humedad absoluta

Es la concentración de vapor de agua que se encuentra en una masa de aire seco. También se denomina 'humedad relativa', puesto que suele ser el cociente entre masa de vapor y masa de aire seco y se define así:

$$\omega = \frac{0.622 \cdot \phi \cdot P_{vs}}{P - \phi \cdot P_{vs}}$$

Donde:

$\phi$ : Es la humedad relativa.		$P_{vs}$ : Es la presión de saturación del agua.
$\omega$ : Es la humedad absoluta.		P: Es la presión total (aire seco y vapor).

### 2.5.8 Energía de compresión de un eyector

Es la energía que necesita este artefacto para expulsar los gases no condensables (GNC), y está definido de la siguiente manera<sup>2</sup>:

$$w_{AD} = \frac{k}{k-1} \cdot P_a \cdot v_a \cdot \left( \left( \frac{P_d}{P_a} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)$$

Donde:

$w_{AD}$ : Es la energía de admisión-descarga de los GNC.

$P_a$ : Es la presión de admisión o de succión del GNC.

$v_a$ : Es el volumen específico de admisión o de succión del GNC.

$P_d$ : Es la presión de descarga de los GNC.

$T_a$ : Es la temperatura de admisión de los GNC.

$k$ : Es el coeficiente de expansión isentrópica que a su vez, se define como el cociente entre el calor específico a presión constante y el calor específico a volumen constante ( $c_p/c_v$ ).

### 2.5.9 Eficiencia isentrópica de un eyector

Es una medida de qué tanto se aleja un eyector de su proceso ideal, definido así<sup>3</sup>:

---

<sup>2</sup> CASTRO, Ricardo, *et al.* Diseño preliminar de sistema de acarreo y selección de equipos principales para una planta geotérmica a condensación [en línea]. Diplomado de Especialización en Geotermia. El Salvador: Universidad de El Salvador. Facultad de Ingeniería y Arquitectura. Programa Regional de Entrenamiento Geotérmico (PREG), 2014. p. 34. [Fecha de consulta: 11 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/17096/1/Dise%C3%B1o%20preliminar%20de%20sistema%20de%20acarreo%20y%20selecci%C3%B3n%20de%20equipos%20principales%20para%20una%20planta%20geot%C3%A9rmica%20a%20condensaci%C3%B3n.pdf>

<sup>3</sup> *Ibíd.*, p. 34.

$$E_a = \frac{\text{Trabajo ideal de compresión}}{\text{Trabajo real de compresión}} = \frac{\left( \left( \frac{P_d}{P_a} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)}{\left( \left( \frac{P_d}{P_a} \right)^{\frac{k-1}{E_p \cdot k}} - 1 \right)}$$

Donde  $E_a$  es la eficiencia isentrópica, y  $E_p$  es la eficiencia politrópica, que es una forma de evaluar el desempeño del diseño del eyector. Los demás parámetros fueron definidos anteriormente.

#### 2.5.10 Potencia de compresión de un eyector

Se define como el cociente entre el producto del flujo másico de los GNC ( $\dot{m}_{gnc}$ ) y su energía de compresión ( $w_{ad}$ ), y la eficiencia isentrópica ( $E_a$ )<sup>4</sup>:

$$\dot{w}_{ad} = \frac{\dot{m}_{gnc} \cdot w_{ad}}{E_a}$$

#### 2.5.11 Flujo másico necesario para extraer los GNC de un eyector

Es el cociente entre la potencia del eyector y su diferencia entálpica<sup>5</sup>:

$$\dot{m}_m = \frac{\dot{w}_{ad}}{h_e - h_s}$$

Donde:

$\dot{m}_m$ : Es el flujo másico motriz (el que expulsa los GNC).

$\dot{w}_{ad}$ : Es la potencia de admisión-descarga.

$h_e$  Y  $h_s$  son las entalpías del fluido motriz a la entrada y a la salida.

---

<sup>4</sup> *Ibíd.*, p. 35.

<sup>5</sup> *Ibíd.*, p. 35.

### 2.5.12 Eficiencia isentrópica de una bomba

Es una medida de qué tanto se aleja una bomba de su proceso ideal, definido así:

$$\eta_b = \frac{\text{trabajo ideal de bomba}}{\text{trabajo real de bomba}} = \frac{h_{ss} - h_e}{h_s - h_e}$$

Donde:

$\eta_b$ : es la eficiencia isentrópica.		$h_e$ : Es la entalpía de entrada.
$h_s$ : es la entalpía de salida.		$h_{ss}$ : Es la entalpía de salida ideal.

### 2.5.13 Cabeza de presión de una bomba

Es la equivalencia de una presión vista como una columna de líquido sobre la base de su recipiente y se describe matemáticamente así:

$$H_b = (z_f - z_i) + H_f + \frac{(P_f - P_i)}{\rho \cdot g}$$

Donde:

$z_i$ : Es la altura inicial del fluido.		$z_f$ : Es la altura final del fluido.
$H_f$ : Es la caída de presión.		$\rho$ : Es la densidad del fluido.

$g$ : es la gravedad.

$\frac{(P_f - P_i)}{\rho \cdot g}$ : Es la cabeza efectiva para comprimir el fluido de una presión a otra.

### 2.5.14 Potencia de una bomba

Se define como el cociente entre el producto del flujo másico, la gravedad y la cabeza de presión, y su eficiencia:

$$\dot{W}_{bc} = \frac{\dot{m} \cdot g \cdot H_b}{\eta_b}$$

### 2.5.15 Pérdida de presión en tuberías

Se hallan con base en la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$\Delta P_l = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho \cdot V_{prom}^2}{2}$$

Donde:

$\Delta P_l$ : Es la caída de presión en un tramo.		L: Es la longitud del tramo.
D: Es el diámetro de la tubería.		$\rho$ : Es la densidad del fluido.
$V_{prom}$ : Es la velocidad promedio del fluido.		f: Es el coeficiente de fricción.

Y el coeficiente de fricción se halla mediante la ecuación de Colebrook:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log_{10} \left( \frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right)$$

Donde  $\varepsilon$  es la rugosidad absoluta, D es el diámetro de la tubería y Re es el número de Reynolds, que se calcula mediante las ecuaciones:

$$\dot{m} = \rho \cdot V \cdot A \quad | \quad Re = \frac{V \cdot D}{\nu}$$

Donde:

$\dot{m}$ : Es el flujo másico del fluido.		$\rho$ : Es la densidad del fluido.
A: Es el área de la tubería.		V: Es la velocidad del fluido.
D: Es el diámetro de la tubería.		$\nu$ : Es la viscosidad del fluido.

Una aproximación al coeficiente de fricción con un error porcentual menor al 2% que facilita el proceso de iteración con la ecuación de Colebrook, es la ecuación de S.E. Haaland:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1,8 \cdot \log_{10} \left( \frac{6,9}{Re} + \left( \frac{\varepsilon}{3,7D} \right)^{1,11} \right)$$

### 2.5.16 Eficiencia energética del ciclo

Se obtiene al comparar la potencia eléctrica generada con la potencia requerida del geofluido, como se expresa a continuación:

$$\eta_{ciclo} = \frac{\text{Potencia eléctrica generada}}{\text{Potencia requerida del geofluido}} = \frac{\dot{w}_g}{\dot{w}_{geo}} = \frac{\eta_g \cdot \dot{m}_v \cdot w_t}{\dot{m}_{geo} \cdot h_{geo}}$$

Donde:

$\eta_g$ : Eficiencia del generador. |  $w_t$ : Trabajo generado en la turbina.

$\dot{m}_v$ : Flujo másico del vapor expandido en la turbina.

$\dot{m}_{geo}$ : Flujo másico geotérmico requerido.

$h_{geo}$ : Entalpía del geofluido en el reservorio.

### 2.5.17 Eficiencia exergética del ciclo

Este parámetro mide la cantidad de potencia generada respecto a la potencia útil del geofluido.

$$\eta_{ex} = \frac{\text{Potencia eléctrica generada}}{\text{Potencia útil del geofluido}} = \frac{\dot{w}_g}{\dot{w}_u} = \frac{\eta_g \cdot \dot{m}_v \cdot w_t}{\dot{w}_u}$$

Definiéndose la potencia útil del geofluido como el producto entre su flujo másico y la diferencia energética del acuífero con el medio ambiente y la exergía destruida como se expresa a continuación:

$$\dot{w}_u = \dot{m}_{geo} \cdot ((h_{geo} - h_{atm}) - \chi_{dest})$$

Siendo la exergía destruida, proporcional a la entropía generada en el proceso:

$$\chi_{dest} = T_{atm} \cdot s_{gen} = T_{atm} \cdot (s_{geo} - s_{atm})$$

Donde:

$h_{atm}$ : Entalpía del geofluido si estuviera a condiciones ambientales.

$\eta_g$ : Eficiencia del generador eléctrico. |  $w_t$ : Trabajo generado en la turbina.

$\chi_{dest}$ : Exergía destruida en el proceso. |  $\dot{w}_u$ : Potencia útil del geofluido.

$\dot{m}_v$ : Flujo másico de vapor expandido en la turbina.

$\dot{m}_1$ : Flujo másico geotérmico total requerido.

$h_{geo}$ : Entalpía del geofluido en el reservorio.

$T_{atm}$ : Temperatura del medio ambiente.

$s_{geo}$ : Entropía del geofluido en el reservorio.

$s_{atm}$ : Entropía del geofluido si estuviera a condiciones ambientales.

### 2.5.18 Desempeño de la planta

Se define como la cantidad de flujo másico requerido para generar una unidad de potencia neta. Cuyos parámetros ya han sido mencionados anteriormente:

$$\eta_{planta} = \frac{\text{Flujo másico geotérmico total}}{\text{Potencia eléctrica generada}} = \frac{\dot{m}_{geo}}{\dot{w}_g} = \frac{\dot{m}_{geo}}{\eta_g \cdot \dot{m}_v \cdot w_t}$$

### 2.5.19 Equivalencia entre tasas de interés

Existe una ecuación capaz de transformar cualquier tipo de tasa periódica en una efectiva anual y viceversa:

$$i_{ea} = (1 + i_{pv})^n - 1$$

Donde:

$i_{ea}$ : Es la tasa de interés efectiva anual.

$i_{pv}$ : Es la tasa de interés periódica vencida (por día, mes, bimestre, trimestre, etc.).

$n$ : Es la cantidad de periodos en un año, de la tasa de interés periódica vencida.

### 2.5.20 Cuota de un préstamo

La cuota de un préstamo se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P = C \cdot \left( \frac{(1 + i)^n \cdot i}{(1 + i)^n - 1} \right)$$

Donde:

$P$ : Es el monto a devolver anualmente. |  $C$ : Es la cantidad total solicitada.

$n$ : Es el plazo de vencimiento de la deuda. |  $i$ : Es la tasa de interés.

### 2.5.21 Valor actual neto (VAN)

Es un criterio financiero que mide cuánto se va a perder o, a ganar con un proyecto en el que se desea invertir. Matemáticamente se define así:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + d)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + d)} + \frac{F_2}{(1 + d)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + d)^n}$$

Donde:

$I_0$ : Es la inversión inicial. |  $t$ : Unidad de tiempo, generalmente años.

$d$ : Tasa de descuento en su valor decimal (no porcentual).

$F_t$ : Es el flujo de caja (ingresos menos egresos) en la unidad de tiempo  $t$ .

La tasa de descuento, descuenta parte del dinero que se proyecta conseguir en el futuro; cuanto más distante es el dinero en el futuro, menos será su valor en el presente puesto que, aunque exista la promesa de recibir dinero en el futuro, no hay certeza de que se obtendrá, puesto que hay infinitos sucesos que lo pueden impedir (pandemias, guerras, fenómenos climáticos, accidentes, políticas de gobierno, etc.).

### 2.5.22 Tasa de productividad

Mide el porcentaje de ganancia anual promedio respecto a la inversión inicial luego de que esta, ha sido recuperada.

$$i_p(\%) = \frac{VAN}{I_0 \cdot n} \cdot 100\%$$

Donde:

$i_p$ : Es la tasa de productividad. | VAN: Es el valor actual neto.

$I_0$ : Es el valor de la inversión inicial. |  $n$ : Es el periodo del proyecto.

### 2.5.23 Tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa de descuento para la que el VAN se hace cero, y se usa como un indicador de la rentabilidad del proyecto.

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Donde:

$I_0$ : Es la inversión inicial. |  $t$ : Es la unidad de tiempo, generalmente años.

$F_t$ : Es el flujo de caja (ingresos menos egresos) en la unidad de tiempo  $t$ .

$TIR$ : Tasa interna de retorno en su valor decimal (no porcentual).

### 3. DISEÑO CONCEPTUAL

#### 3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

- ❖ Obtener la caracterización del sistema geotérmico de Paipa: constitución estructural, circuitos hídricos, temperaturas, presiones, composición química de fluidos, acuíferos o posibilidad de crearlos, localización de cada elemento, entre otros detalles que aporten a la evaluación de la prefactibilidad.
- ❖ Elegir y detallar el tipo de planta geotérmica que mejor se ajuste a la caracterización obtenida: características, equipos, funcionamiento.
- ❖ Realizar el análisis teórico de la planta con base en las condiciones y restricciones de operación según la caracterización del sistema geotérmico y la naturaleza de la planta, aplicando principios de: termodinámica, transferencia de calor y mecánica de fluidos, para examinar bajo qué circunstancias es posible o no, generar la potencia deseada.
- ❖ Optimizar el análisis teórico para obtener las condiciones más favorables en términos de eficiencia, economía y sostenibilidad ambiental.
- ❖ Seleccionar los equipos adecuados que cumplan con las condiciones obtenidas en todo el proceso de diseño.
- ❖ Realizar un análisis de costos que incluye la compra de equipos y accesorios, instalación, operación, mantenimiento, entre otros aspectos, y compararlo con una planta termoeléctrica convencional.

## 4. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA GEOTÉRMICO DE PAIPA

Desde el siglo XIX, se han realizado estudios de las aguas termales que afloran en la superficie de Paipa. Estos estudios han sido realizados por personas naturales, organizaciones privadas, entidades gubernamentales, y en asociación de estas. El Servicio Geológico Colombiano (SGC; anteriormente llamado: INGEOMINAS), hizo una recopilación de estos estudios, además de hacer unos más rigurosos en materia geológica, vulcanológica, hidrológica, geofísica y geoquímica; siendo integrados en un informe final del año 2017<sup>6</sup>, que complementó al primero del 2005<sup>7</sup>, cuando llevaba por nombre INGEOMINAS. A continuación se describen los resultados a los que llegaron en todo este ejercicio:

### 4.1 LOCALIZACIÓN DEL SISTEMA GEOTÉRMICO DE PAIPA

“El sistema geotérmico de Paipa se localiza en un terreno basculado de sur a norte hacia el Río Chicamocha, limitado al oriente y suroriente por el anticlinal Tibasosa-Toledo y al norte, por el río Chicamocha (Figura 3). El área definida a partir de la elaboración del mapa geológico 1:25.000 (Velandia, 2003), tiene una extensión de 130 km<sup>2</sup>”<sup>8</sup>.

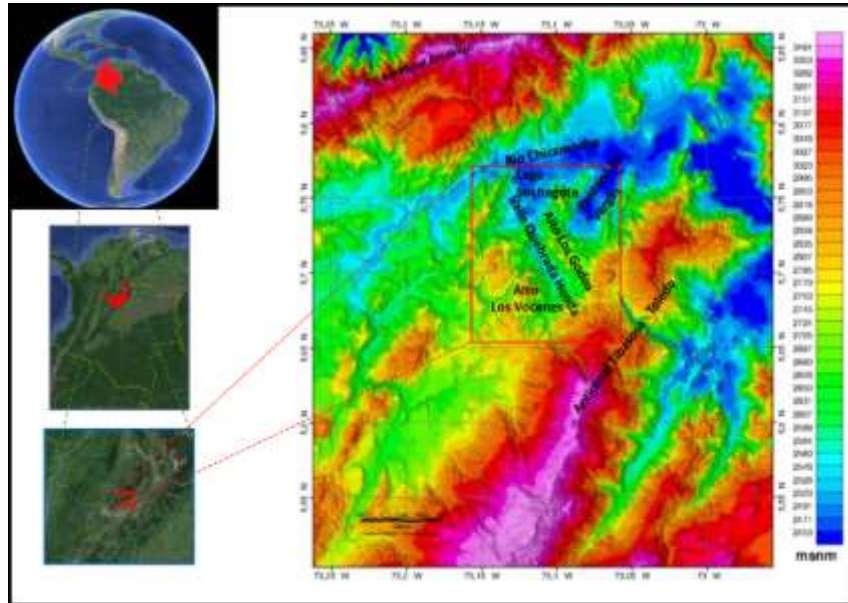
---

<sup>6</sup> ALFARO, Claudia, *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa [en línea]. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá, 2017. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Archivo pdf. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/ActuModeConcPP/Documento/pdf/ActuModeConcPP.pdf>

<sup>7</sup> ALFARO, Claudia, *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa [en línea]. Área de recursos del subsuelo. Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. Bogotá, 2005. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005000021937/documento/pdf/2105219371101000.pdf>

<sup>8</sup> ALFARO, Claudia *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa. Op. cit., p. 17.

Figura 3. Sistema geotérmico de Paipa demarcado por el rectángulo rojo.



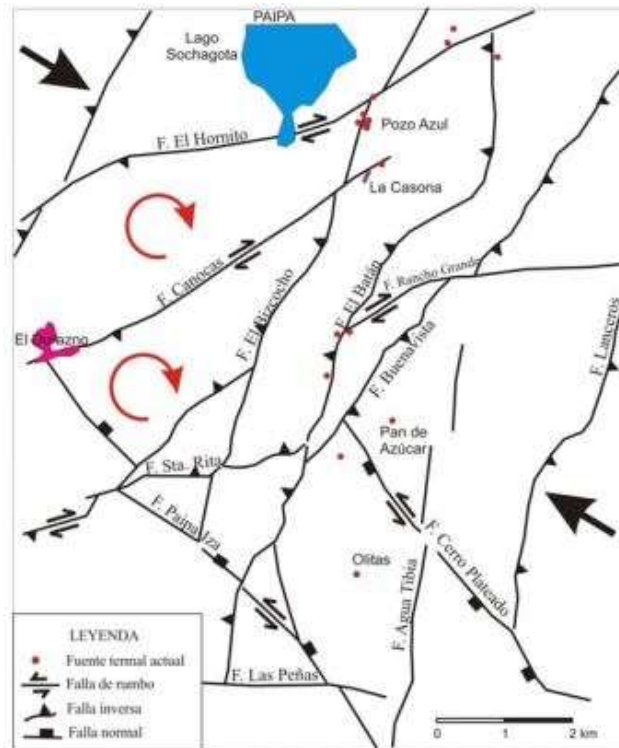
Fuente: ALFARO, Claudia, *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa [en línea]. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá, 2017. p. 17. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Archivo pdf. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/ActuModeConcPP/Documento/pdf/ActuModeConcPP.pdf>

#### 4.2 CARTOGRAFIA Y GEOLOGÍA

Con base en la misma fuente de la figura 4, se puede destacar que: ciertos cruces entre fallas, originan manifestaciones termales (pozos, manantiales y ventiladeros de temperatura anómala); el cruce de la falla Paipa-Iza con la falla Canocas genera una zona especial de posible naturaleza magmática, puesto que aporta energía térmica al sistema sin pertenecer a la intrusión principal de la caldera; las fallas Cerro Plateado y Paipa-Iza se caracterizan por tener fracturas abiertas que facilitan el paso de fluidos hidrotermales y también el ascenso de magma a determinadas

profundidades. Complementario a esto, Alfaro<sup>9</sup> menciona que el yacimiento de Paipa está representado por una amplia cantidad de rocas sedimentarias de diferentes edades (cretácica, paleógena, neógena y cuaternaria).

Figura 4. Esquema geológico estructural del yacimiento de Paipa.



Fuente: ALFARO, Claudia, *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa [en línea]. Área de recursos del subsuelo. Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. Bogotá, 2005. p. 9. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005000021937/documento/pdf/2105219371101000.pdf>

<sup>9</sup> ALFARO, Claudia *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa. Op. cit., p. 08.

### 4.3 VULCANISMO

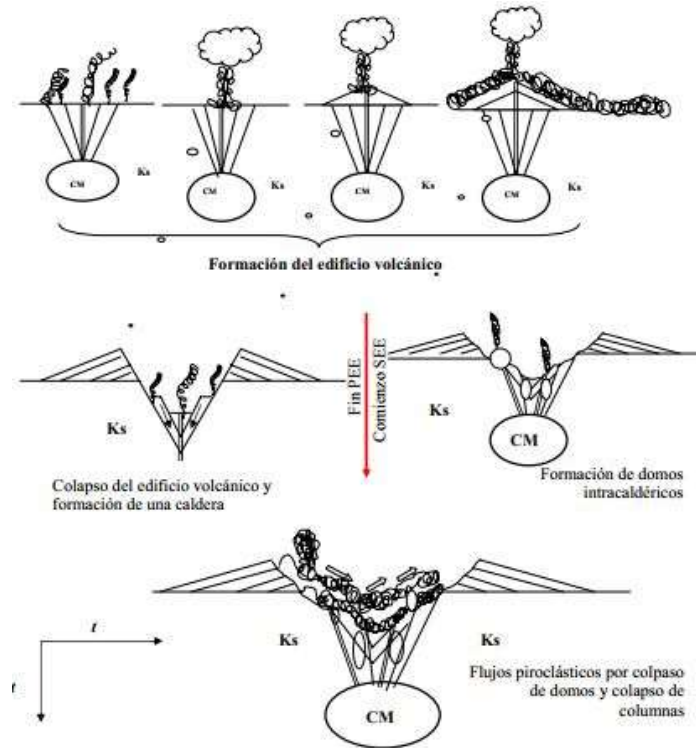
La cartografía de vulcanitas de Cepeda y Pardo<sup>10</sup>, indican que las fallas Paipa-Iza y Cerro Plateado, pudieron tener su origen en erupciones violentas de alrededor de 2.1 y 2.4 millones de años, que habrían hecho colapsar el edificio volcánico para convertirlo en una caldera subterránea de 31 kilómetros cuadrados, cuyos residuos (depósitos piroclásticos), se pueden evidenciar en el sector Olitas; además, mencionan que la tefroestratigrafía indica de forma muy poco común que las rocas volcánicas se sitúan sobre rocas sedimentarias del cretácico superior, y que la falla Paipa-Iza podría alcanzar la corteza y facilitar el ascenso de magma desde el manto hasta la superficie.

En la figura 5 se puede observar la evolución de la primera época eruptiva que forma el edificio volcánico hasta su colapso; los eventos inmediatamente después, constituyen el nacimiento de la segunda época eruptiva: formación de domos intracaldéricos y su colapso simultáneamente con el de columnas.

---

<sup>10</sup> Cepeda y Pardo. 2004. Citados por: *Ibíd.*, p. 27.

Figura 5. Historia eruptiva simplificada del sistema geotérmico de Paipa.



Fuente: CEPEDA, 2003. Citado por: ALFARO, Claudia, *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa [en línea]. Área de recursos del subsuelo. Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. Bogotá, 2005. p. 13. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005000021937/documento/pdf/2105219371101000.pdf>

#### **4.4 CONSIDERACIONES HIDROGEOLÓGICAS Y CLIMÁTICAS**

El Grupo de Exploración de Aguas Subterráneas (GEAS) del Servicio Geológico Colombiano (SGC), realizó en 2016 un estudio<sup>11</sup> sobre los tipos de acuíferos en la zona centro de Boyacá que comprende áreas de los municipios de Tunja, Tuta, Paipa, Duitama, Sogamoso, Iza, Tibasosa, entre otros. Se determinó que los acuíferos con mayor importancia geológica, están instalados en la formación Une, Labor y Tierna, Tilatá y los depósitos aluviales, cuyas ubicaciones hacen parte del área geotérmica de Paipa en su totalidad. Estos tres acuíferos fueron descritos así:

Formación Une: “Su potencial como acuífero se deriva de su litología de areniscas de cuarzo friables con muy buena porosidad intergranular y por fracturamiento debido al plegamiento”.

Formación Labor y Tierna: “Sus condiciones de permeabilidad se deben a sus facies de areniscas cuarzosas de grano fino a medio”.

Formación Tilatá: “Conformada por gravas, arenas, arcillas y esporádicas capas de lignito”. “Sus capas de arenas cuarzosas, friables de grano medio a grueso y gravas con matriz arenosa sin consolidación, son consideradas como potenciales acuíferos, mientras que las intercalaciones de arcillas como capas confinantes”.

#### **4.5 CLIMA Y BALANCE HÍDRICO REGIONAL**

A continuación, se resume la información principal sobre el clima de Paipa:

Según los datos de la estación climatológica Tinguavita localizada dentro de la zona de trabajo, en la vereda El Salitre, municipio de Paipa, la temperatura promedio de la zona es de 13,7°C. Al

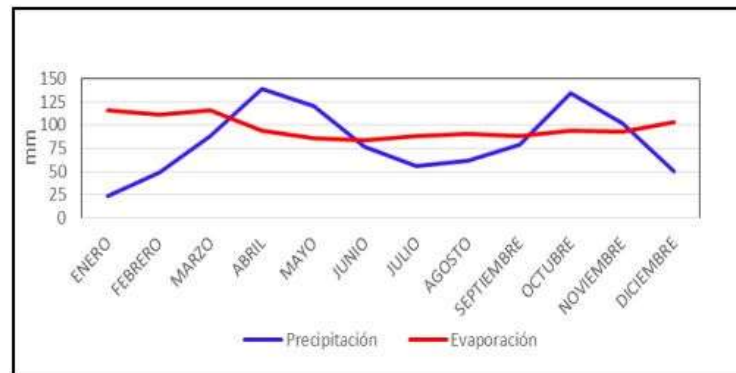
---

<sup>11</sup> ALFARO, Claudia *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa. Op. cit., p. 40.

medio día la temperatura máxima oscila entre 20 y 22°C y en la madrugada la temperatura mínima está entre 6 y 8°C, aunque en la temporada seca de inicio de año, las temperaturas pueden bajar menos de 5°C en las madrugadas. La humedad relativa del aire es cercana al 70% en la época seca de principio de año y en épocas de lluvias alcanza el 78% (IDEAM, 2016a)<sup>12</sup>.

La información del IDEAM<sup>13</sup> indica que la precipitación en el área geotérmica de Paipa (entre 850 y 1000 mm) supera la evapotranspiración (entre 670 y 690 mm), teniendo valores máximos de recarga entre 210 y 380 mm, localizados al norte en la formación Guaduas, y al oriente en las formaciones Une y Tibasosa; siendo el área de estas formaciones con potencial hidrogeológico significativo: 65.22 km<sup>2</sup>. Por último, se destaca: “La zona de infiltración más importante se registraría sobre el flanco occidental del anticlinal Tibasosa-Toledo en donde aflora la Formación Une, caracterizada por arenitas permeables”<sup>14</sup>.

Figura 6. Precipitación y evaporación en la estación Tunguavita (1968-2015).



Fuente: Datos IDEAM. Tomada de MALO y ALFARO, 2016. Citados por: ALFARO, Claudia, *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa. Servicio Geológico Colombiano. [Sitio web]. Bogotá, enero de 2017. p. 44. [Consulta 06 de agosto de 2022]. Archivo pdf. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/ActuModeConcPP/Documento/pdf/ActuModeConcPP.pdf>

<sup>12</sup> *Ibíd.*, p. 44.

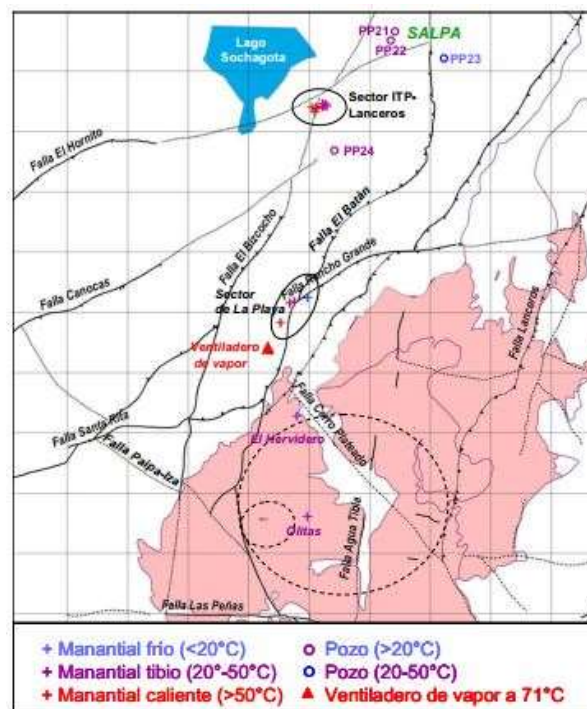
<sup>13</sup> Citado por: *Ibíd.*, p. 45.

<sup>14</sup> *Ibíd.*, p. 47.

## 4.6 GEOQUÍMICA FLUIDOS LÍQUIDOS

De la figura 7 que se muestra a continuación, se puede destacar según su misma fuente que: entre ciertos cruces de fallas, hay dos sectores de alto potencial termal: ITP-Lanceros y La Playa (incluyendo el ventiladero de vapor); hay dos pozos tibios que alimentaban la antigua planta procesadora de sal (SALPA), y dos pozos tibios (Olitas y El Hervidero), que se encuentran dentro de la zona demarcada como el antiguo edificio volcánico.

Figura 7. Localización de manifestaciones superficiales.



Fuente: VELANDIA. Geología estructural, 2003. CEPEDA y PARDO. Estructuras circulares: edificio volcánico inferido y foco principal de domos intracaldéricos, 2004. Citados por: ALFARO, Claudia, *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa [en línea]. Área de recursos del subsuelo. Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. Bogotá, 2005. p. 19. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005000021937/documento/pdf/2105219371\\_101000.pdf](https://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005000021937/documento/pdf/2105219371_101000.pdf)

Por otro lado, se tomaron muestras de cada pozo y manantial para analizar su composición química, cuyos resultados se consignan en el cuadro de la figura 8, del cual se puede resaltar que: las temperaturas varían entre 14,8 y 75,5°C, cuyos valores máximos hacen parte de los sectores La Playa e ITP-Lanceros; apenas 5 de 23 afloramientos tienen 167 miligramos de sólidos disueltos por litro, mientras que el resto, tienen 1.759 o más; esos 5 afloramientos contienen a la vez, el PH más bajo.

El cuadro de la figura 8 indica las especies presentes en los afloramientos de agua: sodio, potasio, calcio, magnesio, litio, estroncio, boro, hierro, manganeso, cloro, flúor, silicio, óxido de silicio, ion sulfato (proveniente del ácido sulfúrico) e ion bicarbonato (proveniente del ácido carbónico). Estas concentraciones expresadas en porcentaje, dan lugar al cuadro 3, del que se puede resaltar lo siguiente: las columnas de color rojo claro, señalan las especies de mayor concentración mientras que las de color blanco, indican lo contrario; 15 de 22 afloramientos contienen ion sulfato, ion bicarbonato, sodio, potasio y cloro, en más del 98,54% del total de sólidos disueltos; las celdas de color dorado, son datos atípicos de baja concentración respecto al promedio (celdas verdes), mientras que el color rojo vivo representa justo lo contrario; existe una tendencia que 7 manantiales no siguen, y son los que concentran la mayor cantidad de valores dorados y al rojo vivo.

Figura 8. Composición química de aguas en el yacimiento geotérmico de Paipa.

No.	Manantial	T°	pH	Conductividad (µS/cm)	Na	K	Ca	Mg	Li	Sr	B	Fe	Mn	Cl	SO4	HCO3	F	Si	SiO2	Balance iónico	SD (Σ) (mg/l) (2)	STD (mg/l) (3)
PP01	El Batán - Piscina LaPlaya	75,5	7,4	22000	5500	725	100	22,5	10,6	2,4	2,40	< 0,2	0,2	2378	8250	1420	18,7	36,0	77,1	0,26	18430	13500
PP-04	Via Escuela La Playa	53,5	6,8	52300	5500	685	40	20,0	10	1,8	6,00	< 0,2	0,2	6807	8750	2699	20	35	75	-23,42	24554	41813
PP-05	Via Mina de Carbón	39,2	6,0	896																		
PP-06	Finca Elvira Ochoa	17,9	3,6	48,1	16	2	1	0,3	< 0,1	< 0,2	0,11	0,4	< 0,1	37,5	11,7		0,19	6	13	-23,05	75	42
PP-07	Pozo Azul	53,7	7,0	44500	13525	1500	90	18,0	18	4,8	5,20	0,3	1,8	5351	20187	2700	15,2	30	64	1,28	43431	38652
PP-08	Pozo Inundado	43,5	7,3	41400	11750	1400	77	17,0	18	4,4	5,30	0,4	1,5	4890	19687	2475	14	27	58	-3,27	40353	36094
PP-09	Manantial Pozo Inundado	52,7	6,8	42900	12250	1500	77	18,0	18	4,8	4,80	0,4	1,7	5253	19750	2580	14,8	29	62	-2,23	41487	38024
PP-10	Pozo H. Lanceros	53,4	7,2	42500	12500	1400	87	17,0	18	4,8	4,90	0,3	1,7	5138	19375	2520	14,7	30	64	-0,47	41097	36680
PP11	Ojo del Diablo	68,1	7,0	43200	12375	1562	175	21,2	18,2	5,7	5,10	0,2	1,6	5103	19250	2606	15,5	31,5	67,5	0,01	41139	38848
PP-12	Pozo Blanco	62,2	7,0	44100	13000	1500	100	17,0	20	4,6	4,90	0,4	1,8	5333	20937	2640	15,3	30	64	-1,66	43589	38218
PP-13	Cuarto Máquinas Tobogan ITP	22,9	6,0	8320	1550	160	40	8,0	1,6	0,4	0,05	< 0,2	< 0,1	726	2870	296	0,48	7	15	-6,95	5663	5004
PP-14-A	Fondo piscina olimpica	25,1	6,0	11130	2450	280	48	10,0	3,4	0,6	0,09	< 0,2	0,6	1154	4187	479	0,29	7	15	-4,38	8620	8042
PP-14-B	Fondo piscina olimpica	30,2	6,3	27600	6883	810	100	20,0	10	1,6	2,10	< 0,2	2,9	3009	13062	1402	1,4	10	21	-7,55	25313	21344
PP-14-C	Fondo piscina olimpica	25,9	6,1	9750	1975	230	50	10,0	2,2	0,4	0,60	< 0,2	< 0,1	985	3050	373	0,13	6	13	-1,22	6682	6922
PP15	Piscina Oritas	23,2	5,7	172,2	23,5	14,5	11,5	0,9	< 0,1	0,6	0,03	< 0,2	< 0,1	1,3	17,5	93,7	3,2	46,0	98,6	-1,50	167	92
PP16	El Hervidero	21,6	3,7	103,2	4,0	5,0	2,5	0,4	< 0,1	< 0,2	< 0,05	1,0	< 0,1	3,7	22,5	0,0	0,1	9,0	19,3	-11,13	39	55
PP20	Motobomba Lanceros	69,8	7,1	43300	12375	1550	175	22,5	18,1	5,8	5,10	0,3	1,6	5065	19812	2606	15,30	30,0	64,3	-0,90	41652	38750
PP21	Pozo Las Marismas	21,5	6,3	55800	16928	1757	47,3	14,6	22,9	5,2	7,40	4,67	2,00	7095	26652	2989	5,76		31,6	-1,27	55529	63664
PP22	Pozo principal SALPA	21	6,5	46000	13250	1637	175	22,5	18,0	4,7	5,30	0,2	1,7	5455	20812	2620	6,10	19,5	41,8	-0,16	44008	41612
PP23	Pozo Cascadera	19,2	5,8	1338	195	20,0	200	67,5	0,2	0,2	< 0,05	10,4	1,9	116	1100	47,4	0,1	8,0	17,1	-4,56	1759	735
PP24	Pozo Escuela La Esperanza	21,5	5,6	1722	290	25,0	250	42,5	< 0,1	< 0,2	< 0,05	0,9	0,1	168	1150	22,8	0,1	5,0	10,7	0,37	1949	953
PP25	Manantial Finca La Puebla	14,8	4,9	18,7	1,0	0,8	0,9	0,4	< 0,1	< 0,2	< 0,05	< 0,1	2,3	1,2	2,3	0,0	4,0	8,6	4,85	9	11	
PP26	Manantial Finca San Antonio	16,6	6,3	178,1	14,4	3,6	8,4	1,0	< 0,1	< 0,2	< 0,05	< 0,2	0,1	10,4	1,2	62,7	0,16	4,0	8,6	-5,16	102	93
DPS 1 (mg/kg) (1)							50,7	5135														

(1) DPS 1 ■ Depósito salino en afloramiento a la margen derecha en la vía ITP-SALPA  
(2) SD (Σ) (mg/l) ■ Calculado por sumatoria en peso de las especies disueltas analizadas  
(3) STD (mg/l) ■ Sólidos totales disueltos medidos por evaporación a 105°C

Fuente: ALFARO, Claudia, *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa [en línea]. Área de recursos del subsuelo. Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. Bogotá, 2005. p. 20. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005000021937/documento/pdf/2105219371101000.pdf>

Cuadro 3. Tabla de concentración porcentual de especies químicas en los afloramientos de Paipa.

No.	Manantial	Na	K	Ca	Mg	Li	Sr	B	Fe	Mn	Cl	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>	F	Si	SiO <sub>2</sub>
		Concentración porcentual ((mg/mg-STD)*100 %)														
PP-01	El Batán - Piscina La Playa	29,6606	3,9098	0,5393	0,1213	0,0572	0,0129	0,0129	0,0011	0,0011	12,8242	44,4909	7,6578	0,1008	0,1941	0,4158
PP-04	Vía Escuela La Playa	22,3131	2,7790	0,1623	0,0811	0,0406	0,0073	0,0243	0,0008	0,0008	27,6155	35,4981	10,9496	0,0811	0,1420	0,3043
PP-06	Finca Elvira Ochoa	18,0587	2,2573	1,1287	0,3386	0,1129	0,2257	0,1242	0,4515	0,1129	42,3251	13,2054	0,0000	0,2144	6,7720	14,6727
PP-07	Pozo Azul	31,0846	3,4475	0,2068	0,0414	0,0414	0,0110	0,0120	0,0007	0,0041	12,2982	46,3959	6,2054	0,0349	0,0689	0,1471
PP-08	Pozo Inundado	29,0665	3,4632	0,1905	0,0421	0,0445	0,0109	0,0131	0,0010	0,0037	12,0966	48,7005	6,1225	0,0346	0,0668	0,1435
PP-09	Manantial Pozo Inundado	29,4731	3,6090	0,1853	0,0433	0,0433	0,0111	0,0115	0,0010	0,0041	12,6386	47,5179	6,2074	0,0356	0,0698	0,1492
PP-10	Pozo H. Lanceros	30,3581	3,4001	0,2113	0,0413	0,0437	0,0112	0,0119	0,0007	0,0041	12,4784	47,0550	6,1202	0,0357	0,0729	0,1554
PP-11	Ojo Del Diablo	30,0091	3,7878	0,4244	0,0514	0,0441	0,0138	0,0124	0,0005	0,0039	12,3747	46,6808	6,3195	0,0376	0,0764	0,1637
PP-12	Pozo Blanco	29,7701	3,4350	0,2290	0,0389	0,0458	0,0105	0,0112	0,0009	0,0041	12,2126	47,9459	6,0456	0,0350	0,0687	0,1466
PP-13	Cuarto Máquinas Tobogán ITP	27,2944	2,8175	0,7044	0,1409	0,0282	0,0070	0,0009	0,0035	0,0018	12,8195	50,5386	5,2476	0,0085	0,1233	0,2641
PP-14-A	Fondo piscina olímpica	28,3723	3,2425	0,5559	0,1158	0,0394	0,0069	0,0010	0,0023	0,0069	13,3639	48,4877	5,5471	0,0034	0,0811	0,1737
PP-14-B	Fondo piscina olímpica	27,1677	3,1971	0,3947	0,0789	0,0395	0,0063	0,0083	0,0008	0,0114	11,8768	51,5567	5,5338	0,0055	0,0395	0,0829
PP-14-C	Fondo piscina olímpica	29,4969	3,4351	0,7468	0,1494	0,0329	0,0060	0,0090	0,0030	0,0015	14,7111	45,5521	5,5708	0,0019	0,0896	0,1942
PP-15	Piscina Olitas	7,5386	4,6515	3,6891	0,2887	0,0321	0,1925	0,0096	0,0642	0,0321	0,4170	5,6138	30,0581	1,0265	14,7564	31,6299
PP-16	El Hervidero	5,8867	7,3584	3,6792	0,5887	0,1472	0,2943	0,0736	1,4717	0,1472	5,4452	33,1126	0,0000	0,1472	13,2450	28,4032
PP-20	Motobomba Lanceros	29,6436	3,7129	0,4192	0,0539	0,0434	0,0139	0,0122	0,0007	0,0038	12,1329	47,4584	6,2425	0,0367	0,0719	0,1540
PP-21	Pozo Las Marismas	30,4641	3,1623	0,0851	0,0263	0,0412	0,0094	0,0133	0,0084	0,0036	12,7699	47,9694	5,3797	0,0104	0,0000	0,0569
PP-22	Pozo principal SALPA	30,0666	3,7146	0,3971	0,0511	0,0408	0,0107	0,0120	0,0005	0,0039	12,3784	47,2262	5,9452	0,0138	0,0442	0,0949
PP-23	Pozo Casajera	10,9314	1,1212	11,2117	3,7840	0,0112	0,0112	0,0028	0,5830	0,1065	6,5028	61,6644	2,6572	0,0056	0,4485	0,9586
PP-24	Pozo Escuela La Esperanza	14,7549	1,2720	12,7197	2,1624	0,0051	0,0102	0,0025	0,0458	0,0051	8,5477	58,5108	1,1600	0,0051	0,2544	0,5444
PP-25	Manantial Finca La Puebla	4,5147	3,6117	4,0632	1,8059	0,4515	0,9029	0,2257	0,9029	0,4515	10,3837	5,4176	10,3837	0,0000	18,0587	38,8262
PP-26	Manantial Finca San Antonio	12,9136	3,2284	7,5330	0,8968	0,0897	0,1794	0,0448	0,1794	0,0897	9,3265	1,0761	56,2281	0,1435	0,3587	7,7123
Valor promedio común		28,9494	3,3451	0,3635	0,0718	0,0422	0,0100	0,0183	0,0017	0,0040	12,0726	46,0117	6,5924	0,0286	0,0864	0,2441

Fuente: elaboración propia, con base en: ALFARO, Claudia, *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa [en línea]. Área de recursos del subsuelo. Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. Bogotá, 2005. p. 20. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005000021937/documento/pdf/2105219371101000.pdf>

## 4.7 GEOQUÍMICA DE ROCAS

“Los resultados de los análisis de elementos mayores, indican un contenido de  $SiO_2$  entre 68% y 72% y de álcalis ( $Na_2O$  y  $K_2O$ ) entre 7 y 10%, para cinco (5) muestras de roca, a partir de lo cual se clasificaron las rocas de paipa como riolitas y traquitas con afinidad alcalina”<sup>15</sup>. Según Alfaro, *et al.*<sup>16</sup>, el geoindicador Na-K-Mg de Giggenbach (1988) permitió confirmar que existe una mezcla de fluido geotérmico con una fuente salada, siendo esta última la que domina la composición final que llega a la superficie. Adicionalmente afirma lo siguiente:

Por lo tanto, los manantiales no son representativos del fluido del reservorio y los geotermómetros alcalinos no son confiables. El geotermómetro de cuarzo, que depende exclusivamente de la temperatura del subsuelo en condiciones de pH neutro, señaló temperatura una máxima de 120°C, para los manantiales calientes de los sectores ITP-Lanceros; su corrección por dilución simple a través del modelo entalpía-sílice, indica 230°C en el reservorio. De acuerdo con este modelo, la contribución de agua geotérmica a los manantiales está entre 20 y 40%. El manantial de Olitas presenta el mayor contenido de sílice y una temperatura muy baja en superficie (23°C), a partir de lo que se infiere un enfriamiento conductivo del agua sin pérdida de sílice.

## 4.8 SUMIDERO

Con base en estudios y monitoreos, la UPME<sup>17</sup> señala que el caudal promedio del río Chicamocha es de 127,17 [m<sup>3</sup>/s]. La temperatura promedio del río se aproxima a la temperatura promedio local: 15 [°C]. Por otro lado, Manrique, *et al.*<sup>18</sup>, menciona

---

<sup>15</sup> ALFARO, Claudia *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa, Op. cit., p. 15.

<sup>16</sup> *Ibíd.*, pp. 18 y 22.

<sup>17</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Elaboración del instrumento de carácter técnico-ambiental que evidencie los diferentes procedimientos y técnicas necesarias para [...]. [En línea]. Informe técnico río Chicamocha. Corporación Autónoma Regional de Santander. Sogamoso, abril de 2015. p. 123. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: <file:///C:/Users/user/Downloads/DOCUMENTO%20RIO%20CHICAMOCHA-F.pdf>

<sup>18</sup> MANRIQUE ABRIL, Fred Gustavo, *et al.* Contaminación de la cuenca alta del río Chicamocha y algunas aproximaciones sobre la salud humana [en línea]. Tunja. Revista salud, historia y sanidad, 2007. p. 07. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/1352/1/RED-124.pdf>

que el consumo para actividades agropecuarias llega a un máximo de 2,94 m<sup>3</sup>/s mientras que las industrias de mayor consumo, totalizan 0,67 m<sup>3</sup>/s, de tal forma que la demanda de agua para diversos usos asciende aproximadamente a 4,59 m<sup>3</sup>/s.

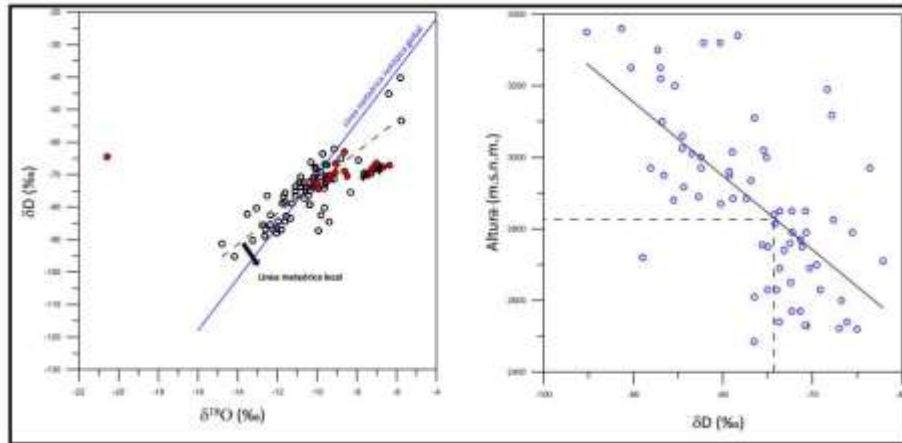
#### **4.9 ISOTOPIA DE AGUAS**

Los isótopos oxígeno-18 (<sup>18</sup>O) y deuterio (<sup>2</sup>H) forman una relación lineal en el agua lluvia. Alfaro<sup>19</sup> señala que la figura 8 representa en uno de sus gráficos, la línea meteórica global cortándose con la línea meteórica local, a partir de muestras de manantiales de baja y alta temperatura en la zona. La concentración de deuterio en esa intersección, permite averiguar la altura a la que se hace la recarga de agua, que corresponde aproximadamente a 2.800 metros sobre el nivel del mar. Esta altura coincide al noroeste del sistema geotérmico de Paipa, en el anticlinal de Arcabuco, y al oriente, en el anticlinal Tibasosa-Toledo; este último es el más probable por su relación con la formación Une, que favorece la infiltración profunda.

---

<sup>19</sup> ALFARO, Claudia *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa. Op. cit., p. 57.

Figura 9. Línea meteórica global vs local. | Altura vs concentración de deuterio.



Fuente: ALFARO, Claudia, *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa [en línea]. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá, 2017. p. 58. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Archivo pdf. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/ActuModeConcPP/Documento/pdf/ActuModeConcPP.pdf>

#### 4.10 GEOQUÍMICA E ISOTOPIA DE GASES

De acuerdo con Alfaro<sup>20</sup>, los manantiales de la figura 10, presentan una alta concentración relativa de dióxido de carbono, característica en fluidos geotérmicos a pesar de recibir aportes de una fuente orgánica (pozo de petróleo), y el manantial más cercano a la naturaleza del reservorio es Ojo del Diablo, puesto que contiene una relación CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> mayor a 0,0001, que es común en sistemas hidrotermales. Por otro lado, los geotermómetros más consistentes, marcan temperaturas de reservorio entre 220 y 335°C.

---

<sup>20</sup> ALFARO, Claudia *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa, Op. cit., p. 22.

Figura 10. Composición de gases en manantiales del área geotérmica de Paipa.

			CONCENTRACIÓN DE GASES EN % V/V EN BASE HÚMEDA								
Manantial	Muestra	T°C	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	NH <sub>3</sub>	He	H <sub>2</sub>	Ar	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
Pozo Azul	PP-07	53,7	78,24	0,17	1,40E-03		7,89E-04	1,72E-02	0,722	0,725	2,38E-03
Pozo Inundado	PP-08	43,5	73,22	0,08	2,13E-03	5,39E-05	7,06E-04	2,15E-02	0,255	0,803	5,12E-03
Ojo del Diablo	PP-11	66,1	34,24	0,12	3,67E-04	8,78E-05	4,57E-04	3,26E-03	0,002	0,157	7,25E-03
Pozo Lanceros	PP-10	63,4	92,07	0,28	1,18E-03	2,98E-04	1,49E-04	6,58E-02	1,529	5,845	3,56E-03
El Hervidero	PP-16	21,8	82,76	0,11	3,83E-04	3,43E-03	1,24E-04	3,93E-03	0,024	0,364	1,16E-01
SALPA	PP-21	21,5	65,92	0,08	4,71E-04	9,02E-05	7,22E-05	1,26E-03	0,017	0,073	1,71E-03
Manantial	Muestra	CO	H <sub>2</sub> O	Etano	Propano	nButano	nPentano	δ <sup>18</sup> CO <sub>2</sub> (‰)	δ <sup>18</sup> CH <sub>4</sub> (‰)	<sup>15</sup> N <sub>2</sub> (‰)	RH
Pozo Azul	PP-07	na	20,13	2,35E-05	8,00E-07	1,70E-06	1,70E-06	-4,7		-1,1	-4,41
Pozo Inundado	PP-08	na	25,62	8,58E-05			9,10E-06	-4,7	-35,85	-1,5	-4,56
Ojo del Diablo	PP-11	na	65,47	7,42E-05	9,00E-07			-4,8			-5,18
Pozo Lanceros	PP-10	na	0,21	7,39E-05				-4,9		-0,1	-3,15
El Hervidero	PP-16	na	16,61	1,91E-03	2,20E-04	3,99E-05	3,60E-06	-3,1	-33,49	2,8	-5,13
SALPA	PP-21	na	33,90	1,00E-07				-6,7			-5,67

Fuente: ALFARO, Claudia, *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa [en línea]. Área de recursos del subsuelo. Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. Bogotá, 2005. p. 24. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005000021937/documento/pdf/2105219371101000.pdf>

#### 4.11 SONDEO ELECTROMAGNÉTICO

Según Alfaro<sup>21</sup>, las mediciones de resistividad se hicieron hasta 150 metros de profundidad, encontrando entre 5 y 35 metros, flujos correspondientes a agua salada como los que afloran en la planta SALPA, mientras que a partir de 50 metros se detectan flujos de agua salobre (menos salada), infiriendo en que esta es la verdadera naturaleza del reservorio geotérmico de Paipa.

#### 4.12 GEOFÍSICA

A grandes rasgos, Alfaro<sup>22</sup> se refiere a esta parte así:

<sup>21</sup> *Ibíd.*, p. 26.

<sup>22</sup> ALFARO, Claudia *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa. Op. cit., p. 66 y 69.

Sondeos de temperatura a 1,5 metros de profundidad y a distancia de los puntos de emergencia de los manantiales termales, establecieron una temperatura promedio de 4,9°C por encima de la temperatura medio ambiental. Se detectó un pozo (ITA) de temperatura anómala (34,8°C) que confirma la anomalía entre las fallas Canocas y El Bizcocho; el pozo es de agua dulce, cuenta con 97 metros de profundidad y fluye en un circuito distinto al del sistema geotérmico de mayor temperatura.

Mediciones entre el sector Olitas e ITP-Lanceros determinaron que las emisiones de Torón ( $^{220}\text{Rn}$ ), superan a las de Radón ( $^{222}\text{Rn}$ ) y que las zonas de anomalías positivas corresponden a ITP-Lanceros, La Playa (incluyendo el ventiladero de vapor) y El Hervidero. González<sup>23</sup> realizó un estudio de emanometría con perforaciones en El Durazno, que le permitió concluir la posibilidad de plutones de naturaleza ígnea cuyo aporte térmico correspondería al remanente de la roca fundida o, al calor radiogénico que aporta al sistema principal y/o alimenta circuitos alternos de agua que puede circular o confinarse en capas sedimentarias.

Los estudios en gravimetría y magnetometría coinciden en anomalías positivas correspondientes a intrusiones ígneas en el área de los domos, además de descartar señal magnética para profundidades superiores a 2.900 metros.

Las mediciones geoelectricas permitieron concluir que la mayor conductividad se da en los manantiales de SALPA, mientras que la menor conductividad se da para fluidos hidrotermales con menor concentración de sólidos totales disueltos.

---

<sup>23</sup> González, *et al.* 2008. Citado por: *Ibíd.*, p. 29.

#### **4.13 ALTERACIÓN HIDROTHERMAL**

Alfaro<sup>24</sup> señala que para el sector de El Durazno, se identificó en muestras de ceniza, la presencia de epidota y la precipitación de clorita y albita en venillas, indicando interacción con fluidos de por lo menos 220°C; mientras que una muestra de un xenolito probablemente más profundo de origen metamórfico, evidenció la formación de biotita, adularia y cuarzo en vena, infiriendo una temperatura del orden de 320°C. Sin embargo, no se tiene claridad de si estas temperaturas solo corresponden a eras pasadas y cuál es la real actualmente.

#### **4.14 MODELO CONCEPTUAL DEL SISTEMA GEOTÉRMICO DE PAIPA**

A partir de la integración e interpretación de la información geológica, geofísica y geoquímica de Paipa, recopilada históricamente, se planteó un modelo de sistema geotérmico con las siguientes características<sup>25</sup>:

##### **4.14.1 Fuente de calor**

Caldera subterránea de 4,9 a 5,9 kilómetros cuadrados, de al menos 2 millones de años de existencia con inyección renovada de magma (1 millón de años y posibilidad de actividad más reciente sin expresión superficial<sup>26</sup>), cuya cámara magmática se encuentra entre 6 y 10 kilómetros de profundidad.

---

<sup>24</sup> *Ibíd.*, p. 37.

<sup>25</sup> ALFARO, Claudia et al. Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa, *Op. cit.*, pp. 33-39.

<sup>26</sup> ALFARO, Claudia, *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa. *Op. cit.*, p. 105.

#### 4.14.2 Reservorio

Situado sobre la caldera y relacionado con las fallas Paipa-Iza y Cerro Plateado, con posibilidad de reservorios secundarios a menor profundidad y temperatura. El reservorio principal estaría entre 1 y 1,2 kilómetros de profundidad, tendría una temperatura mínima entre 220 y 230°C y posibilidades de llegar a una temperatura entre 250 y 320°C. Posible capa sello del reservorio principal y secundario antes de los afloramientos. “El volumen de la zona del reservorio sedimentario propuesto entre cuerpos de alta densidad, es del orden de 1.1 km<sup>3</sup>. Este volumen fue estimado con base en las dimensiones del área de baja densidad (1.9 a 2 g/cc), entre intrusiones y el espesor de la formación Une, que es de unos 400 m, en la esta zona, a las cotas altitudinales de 1900 y 2300 m”<sup>27</sup>.

#### 4.14.3 Zona de descarga

El fluido geotérmico, luego de un recorrido subterráneo, intercepta la superficie mediante: el cruce de las fallas El Hornito y El Bizcocho (sector ITP-Lanceros); en el área de la Formación Plaeners entre las fallas Rancho Grande y El Batán (sector La Playa), y entre las fallas Buenavista y Cerro Plateado (sector del ventiladero de vapor). El sondeo de Radón señala al sector ITP-Lanceros como la zona más permeable mientras que la geoquímica de gases evidenció que el flujo ascendente más directo al reservorio proviene del manantial Ojo del Diablo. La composición química gaseosa, es alterada por una fuente orgánica cercana, y la composición química acuosa, así como la temperatura, son afectadas por bancos salinos en los últimos 40 metros de ascenso hacia la superficie. Los manantiales Olitas y El Hervidero, pueden ser alimentados por flujos someros de agua dulce sin fuerte contribución térmica, y menos salada.

---

<sup>27</sup> *Ibíd.*, p. 95.

#### **4.14.4 Zona de recarga**

En el anticlinal Tibasosa-Toledo, a 2.800 metros sobre el nivel del mar, favoreciendo una infiltración profunda mediante la conexión con la Formación Une.

#### **4.14.5 Sumidero**

El río Chicamocha, al norte del sistema geotérmico, cuenta con un caudal promedio de 127,17 [m<sup>3</sup>/s] y una temperatura promedio de 15 [°C].

#### **4.14.6 Clima**

En la superficie, se cuenta con una temperatura promedio anual de 13,7 [°C] y una humedad relativa del 70 al 78%.

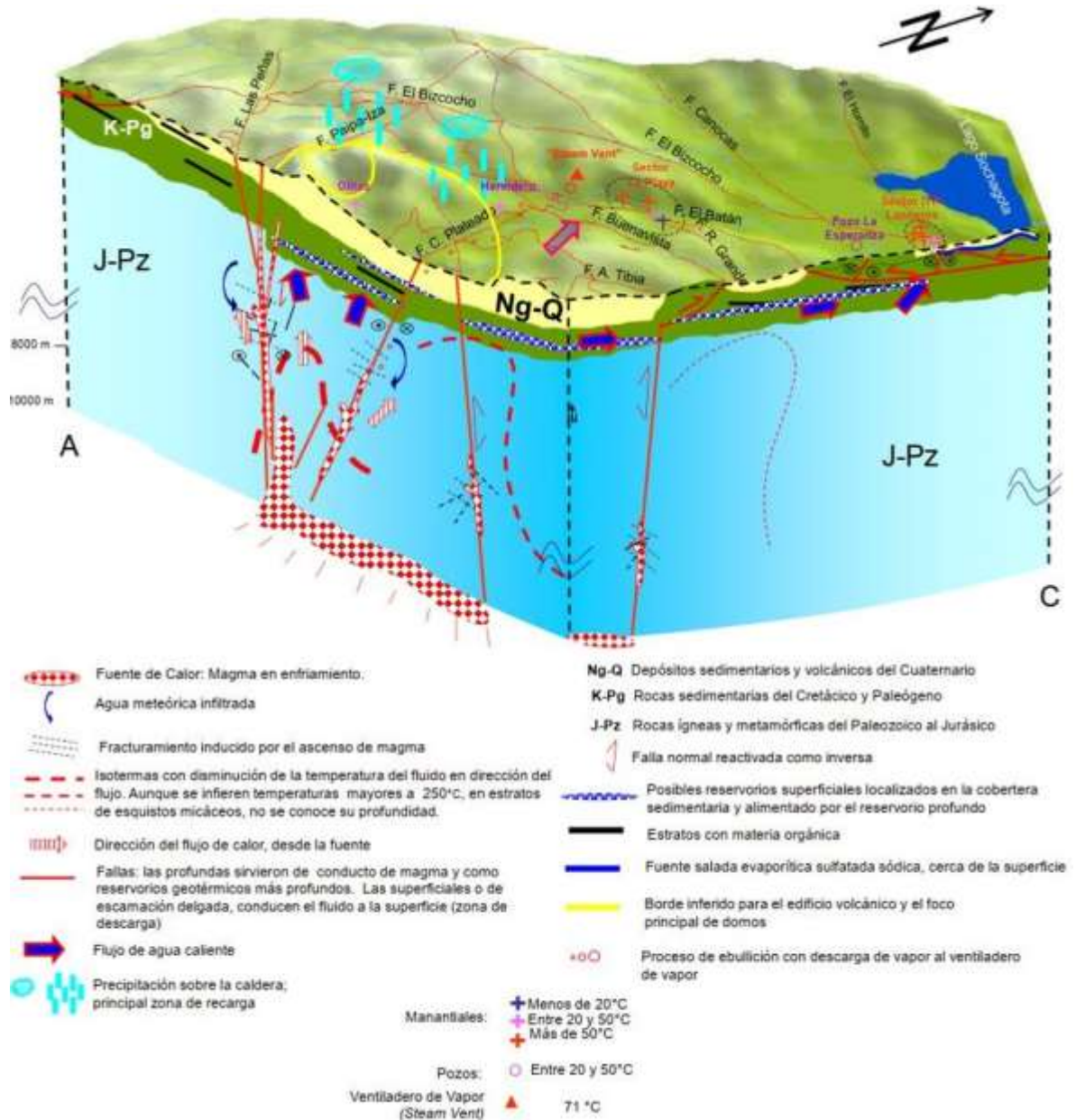
#### **4.14.7 Descripción del modelo**

El agua lluvia se infiltra principalmente en la Formación Une, al occidente del anticlinal Tibasosa-Toledo e inicia una circulación subterránea en dirección norte hacia el río Chicamocha debido a la inclinación del terreno, encontrando fallas como Paipa-Iza, donde la infiltración se hace más profunda, aumentando la temperatura por gradiente térmico y presumiblemente por contacto con el calor remanente de rocas ígneas debido a eventos magmáticos pasados, o de su concentración en elementos radiactivos. El agua con mayor presión y temperatura sigue circulando y asciende hasta 3 kilómetros al norte, formando un reservorio sedimentario de agua termal con extensión lateral en la misma Formación Une aflorando en varios sectores hasta la planta de SALPA, pasando por las Formaciones Labor y Tierna, Tilatá y depósitos cuaternarios, donde pierde su firma química e isotópica por mezcla con bancos salinos y fuentes orgánicas gaseosas.

#### 4.14.8 Descripción del modelo secundario

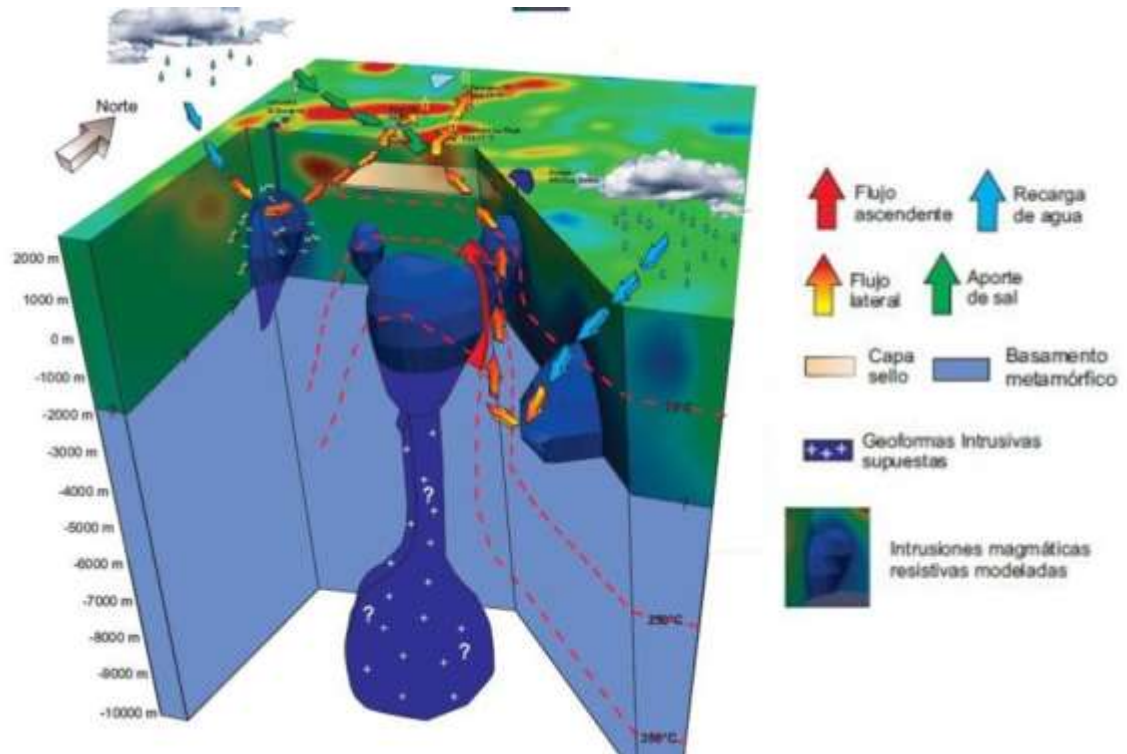
Entre las fallas El Hornito y Canocas es posible que exista un segundo sistema termal que alimenta térmicamente el pozo de agua dulce ITA a 34,8°C de 97 metros de profundidad. La recarga de este segundo sistema se haría en las formaciones Guaduas y Bogotá ubicadas en colinas al occidente de la zona; puede que también se haga en una pequeña elevación topográfica, donde aflora la formación Labor y Tierna. La fuente de calor se trataría de una intrusión ígnea llamada 'El Durazno' y probablemente otras no aflorantes, de posible naturaleza radiogénica. Otra posibilidad puede ser una transferencia de energía térmica por conducción desde la Formación Une (sistema principal).

Figura 11. Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa.



Fuente: ALFARO, Claudia, *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa [en línea]. Área de recursos del subsuelo. Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. Bogotá, 2005. p. 35. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005000021937/documento/pdf/2105219371101000.pdf>

Figura 12. Modelo conceptual actualizado del área geotérmica de Paipa.



Fuente: ALFARO, Claudia, *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa [en línea]. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá, 2017. p. 93. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Archivo pdf. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/ActuModeConcPP/Documento/pdf/ActuModeConcPP.pdf>

## 5. EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL

El sistema geotérmico de Paipa, presenta afloramientos de agua líquida con emisión de gases y vapores, al igual que ventiladeros de gases. De tal modo que ya ha existido históricamente una exposición de la población a estas emisiones sin sufrir demasiadas repercusiones, salvo en los consumos directos que algunas personas y animales han hecho y lamentablemente tienen un desenlace mortal. Un estudio de impacto ambiental geotérmico realizado en México, dice lo siguiente:

Los indicadores principales del impacto por agua geotérmica de arroyos superficiales son los elementos  $Cl^-$ ,  $B^{3+}$ ,  $F^-$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Li^+$  y  $K^+$ , así como la temperatura. El pH, el  $SO_4^{2-}$  y  $SiO_2^{4+}$  si bien son buenos indicadores de descargas de fluidos geotérmicos naturales (especialmente en fumarolas, pH=1.5), no son buenos indicadores de contaminación producida por explotación geotérmica. Algunas capas que contienen arcillas (por ejemplo en aluviones cuaternarios) causan procesos químicos de adsorción y disolución; especialmente las concentraciones de algunos cationes como  $Mg^{2+}$  y  $Ca^{2+}$  se mantienen por eso en un nivel alto y no sirven como trazadores de contaminación. Por su solubilidad y su abundancia en aguas geotérmicas los iones de  $F^-$ ,  $B^{3+}$ ,  $Li^+$  y  $Cl^-$  son favorables para la detección de fluidos geotérmicos en escurrimientos superficiales<sup>28</sup>.

Esta información es verificada con los hallazgos obtenidos en la figura 8 y en el cuadro 3 para el sistema geotérmico de Paipa, que sugieren que 15 de 22 afloramientos contienen ion sulfato, ion bicarbonato, sodio, potasio y cloro, en más del 98,54% del total de sólidos disueltos y que según Alfaro, hay una alta posibilidad de enmascaramiento químico de estas aguas por bancos salinos superficiales<sup>29</sup>.

---

<sup>28</sup> BIRKLE, Peter, *et al.* Impacto ambiental en campos geotérmicos [en línea]. México: Instituto de investigaciones eléctricas. Departamento de geotermia. A.P. 1-475, Cuernavaca, Morelos, 62001. p. 14. [Fecha de consulta: 17 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/29/032/29032344.pdf](https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/29/032/29032344.pdf)

<sup>29</sup> ALFARO, Claudia, *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa. Op. cit., p. 52.

En cuanto a la emisión de gases, existen aportes de dióxido de carbono de un reservorio de petróleo cerca a los ventiladeros, que impide la evaluación precisa de estos gases de origen geotérmico exclusivo. Según Alfaro, el ojo del diablo, es el afloramiento que mejor representa el aporte gaseoso del reservorio geotérmico, cuya composición, según la figura 10, es 34,24% dióxido de carbono y 65,47% vapor de agua, constituyendo el 99,71% de sus emisiones<sup>30</sup>. Este porcentaje de CO<sub>2</sub> se disminuye todavía más en una planta flash, pues la generación de vapor adicional hace que sea el componente dominante con el 90% o más. Según el DOE, en promedio las centrales geotérmicas emiten 0,035 toneladas de CO<sub>2</sub> por MWh producido, en contraste con 0,91 toneladas de CO<sub>2</sub> por MWh de las carboeléctricas<sup>31</sup>. Si se supusiera una producción anual de 78.840 MWh que es la energía producida por una planta eléctrica de 10 MW durante el 90% del año, se obtiene que una planta geotermoeléctrica produce 2.759 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, frente a 71.744 de una carboeléctrica; significa que una carboeléctrica emite lo de 26 geotermoeléctricas de su mismo tamaño.

---

<sup>30</sup> ALFARO, Claudia, *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa. Op. cit., p. 22.

<sup>31</sup> DEPARTAMENTO DE LA ENERGÍA DE ESTADOS UNIDOS (DOE). Citado por: GOBIERNO DE EXTREMADURA. Guía de beneficios medioambientales de la energía geotérmica [en línea], 2013. p. 2. [Fecha de consulta: 17 de agosto de 2022]. Disponible en: [http://sigeo.juntaex.es/portalsigeo/c/document\\_library/get\\_file?uuid=8544c0cc-5f64-477e-aa2e-98f4fb80749d&groupId=10137](http://sigeo.juntaex.es/portalsigeo/c/document_library/get_file?uuid=8544c0cc-5f64-477e-aa2e-98f4fb80749d&groupId=10137)

## 6. SUMARIO DEL SISTEMA GEOTÉRMICO DE PAIPA

Cuadro 4. Características más relevantes del sistema geotérmico de Paipa.

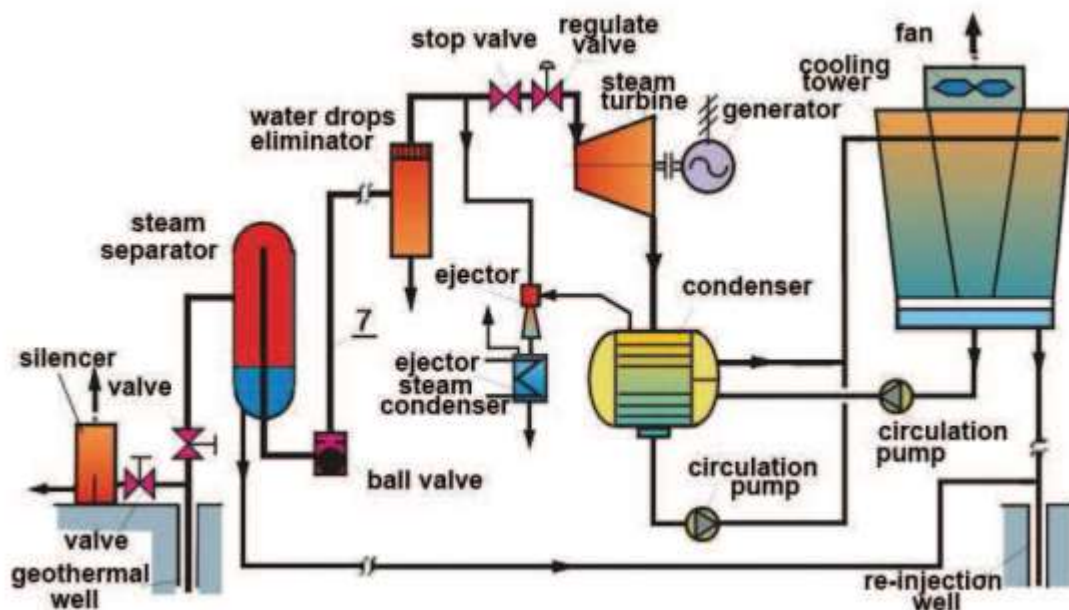
Componente	Descripción	Componente	Descripción
Fuente energética	Magma y radiación isotópica	Presión del acuífero	2795 [kPa]
			405,4 [psi]
			27,95 [Bar]
Yacimiento	Caldera magmática de estructura ígnea	Temperatura ambiental promedio	15 [°C]
Acuíferos	Al menos dos; el principal: la Formación Une de 1,1 km <sup>3</sup> y de estructura sedimentaria	Humedad relativa ambiental	70%
		Altitud del sistema	2525 msnm
Localización	Alto los volcanes, sector La Playa, sector ITP-Lanceros	Presión ambiental promedio	76 [kPa]
Gradiente geotérmico del sistema	Anómalo; superior al común: 30 [°C/km]	Sumidero	Río Chicamocha
Estado del acuífero	Mezcla sólida, líquida y gaseosa	Temperatura promedio del río	15 [°C]
Temperatura del acuífero	230 [°C]	Caudal del río	127 [m <sup>3</sup> /s]

Fuente: elaboración propia con base en ALFARO, Claudia, et al. Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa [en línea]. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá, 2017. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Archivo pdf. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/ActuModeConcPP/Documento/pdf/ActuModeConcPP.pdf>

## 7. ELECCIÓN Y DETALLE DEL TIPO DE PLANTA A MODELAR

De acuerdo a la temperatura mínima estimada del reservorio (220 °C), las opciones más efectivas y económicas son: planta de vapor directo y planta flash simple. Sin embargo, por los estudios exploratorios se puede inferir que el reservorio se encuentra en estado de mezcla líquido-vapor; siendo que la mayoría de acuíferos geotérmicos en el mundo presentan esta condición, la elección más prudente es: una planta flash simple.

Figura 13. Diagrama esquemático de una planta de ciclo flash simple.



Fuente: GEOTHERMAL COMMUNITIES. Geothermal systems and technologies; Geothermal energy for power generation. [En línea]. p. 107. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://geothermalcommunities.geonardo.com/assets/elearning/7.2.Power\\_from\\_G E.pdf](https://geothermalcommunities.geonardo.com/assets/elearning/7.2.Power_from_G E.pdf)

## 7.1 DESCRIPCIÓN

El fluido geotérmico asciende a la superficie mediante el ducto de perforación, pasa por una válvula de estrangulamiento hasta adquirir la proporción de vapor, temperatura y presión ideales para generar determinada potencia. Un separador ciclónico separa el líquido saturado del vapor saturado; el líquido se reinyecta en el acuífero, mientras al vapor se le remueve la humedad que puede generar en los ductos, mediante un filtro. Al vapor, se le extrae una fracción másica para expulsar los gases no condensables con un eyector. En seguida, el vapor es conducido a la turbina a flujo másico constante mediante una válvula reguladora; la turbina expande el vapor hasta un máximo de humedad admisible antes ser transmitido al condensador mientras le transmite la potencia mecánica al generador que la transforma en electricidad por inducción electromagnética. En el condensador, el vapor termina de condensarse y se subenfía mediante un segundo flujo de agua que viene de un sumidero exterior. El remanente gaseoso que queda al final del proceso de condensación, es extraído mediante el eyector y la fuerza motriz de una fracción del vapor antes de pasar a la turbina. Por último, el fluido condensado junto al secundario, son dirigidos a una torre de enfriamiento que por efecto del flujo másico del aire, enfría la masa de agua hasta las condiciones de entrada del condensador, con el fin de condensar el próximo vapor que viene de la turbina y repetir el ciclo gracias a las bombas de circulación. El flujo de agua sobrante, se reinyecta en el reservorio.

## 8. ANÁLISIS TEÓRICO-MATEMÁTICO

### 8.1 CONDICIONES INICIALES

- El fluido geotérmico pierde presión y temperatura en el proceso de extracción desde el acuífero hasta la superficie. Se asume una temperatura de 220 [°C] en estado de líquido saturado en la cabeza de pozo.
- Calidad mínima a la salida de la turbina<sup>32</sup>: 0.88.
- Eficiencia isentrópica de la turbina: 85% (típica en turbinas).
- Eficiencia isentrópica de las bombas hidráulicas: 85% (típica en bombas centrífugas).
- Eficiencia del generador: 93%.<sup>33</sup>
- Pérdida de presión del vapor de 20 kPa (usualmente atribuida) entre el separador ciclónico y la tubería que conecta con la turbina. Se asume esta misma pérdida para el agua geotérmica que sale del separador a la reinyección.
- Pérdida de presión de 2 kPa en el condensador (comúnmente evaluada).
- Se desprecian las pérdidas de temperatura y presión en las tuberías de conexión entre equipos.
- La proporción de gases no condensables (GNC) es del 1% del vapor que sale de la turbina.
- El dióxido de carbono constituye más del 99% de GNC, así que las propiedades de la proporción de GNC son prácticamente las del CO<sub>2</sub>.

---

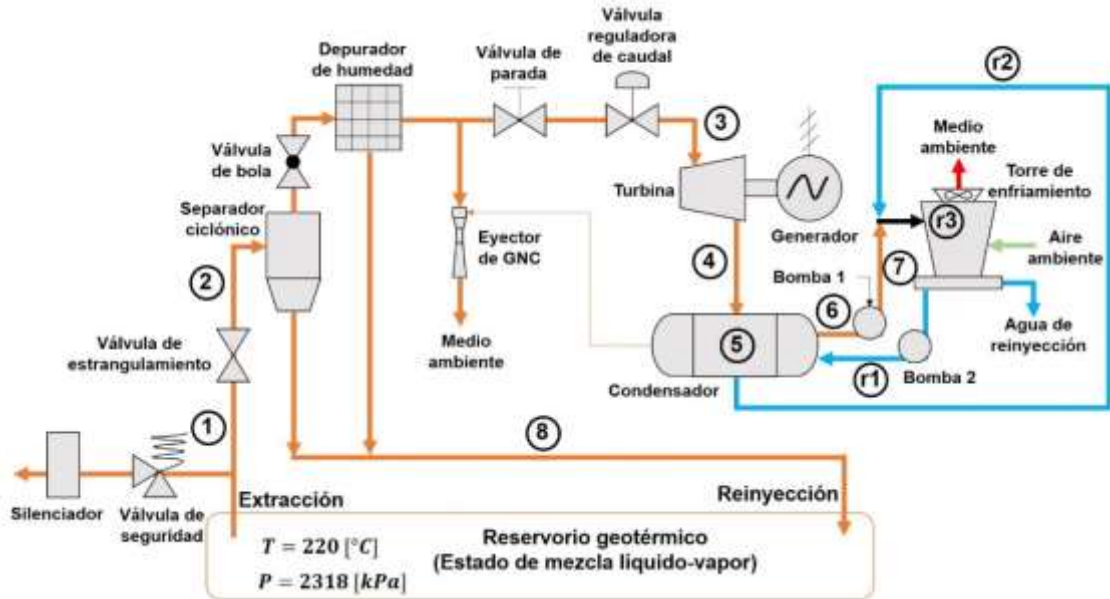
<sup>32</sup> SALAZAR. Op. cit., p. 276.

<sup>33</sup> CARVAJAL MARTÍNEZ, Francisco Antonio y GONZÁLEZ DEL CASTILLO, Rosario Esther. Evaluación de la eficiencia energética de generadores en plantas hidroeléctricas: casos de estudio [en línea]. Tendencia tecnológica. Boletín IIE. Enero-marzo, 2015. p. 23. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://docplayer.es/13485289-Evaluacion-de-la-eficiencia-energetica-de-generadores-en-plantas-hidroelectricas-casos-de-estudio.html>

- El agua de refrigeración entra al condensador a temperatura y presión ambiente ( $15\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $76\text{ kPa}$ ) y sale a  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$  por debajo de la temperatura de condensación y a la misma presión de entrada.
- El agua condensada se subenfía  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- El aire que entra a la torre de enfriamiento se encuentra a:  $76\text{ [kPa]}$  de presión,  $15\text{ [}^{\circ}\text{C]}$  de temperatura y  $70\%$  de humedad relativa.
- El aire que sale de la torre de enfriamiento tiene la misma presión de entrada, pero su temperatura aumentará a  $5\text{ [}^{\circ}\text{C]}$  por debajo de la temperatura de entrada del agua proveniente del condensador y la humedad relativa es  $95\%$ .
- Se considera que no habrá problemas por incrustación.
- Debido a que el GNC sólo representa un  $1\%$  del vapor, las propiedades del vapor total son prácticamente las del vapor puro.
- Diferencia de altura para el fluido en cada bomba ( $z_f - z_i$ ):  $15$  metros. Pues se estima esta altura para la torre de enfriamiento.
- La velocidad de fluido recomendada en el diseño de tuberías está entre  $15$  y  $40\text{ [m/s]}$ .
- Debido a que el enfoque de este análisis se basa en un solo pozo perforado, no se necesita de un colector de vapor.

## 8.2 ENUMERACIÓN DE ESTADOS

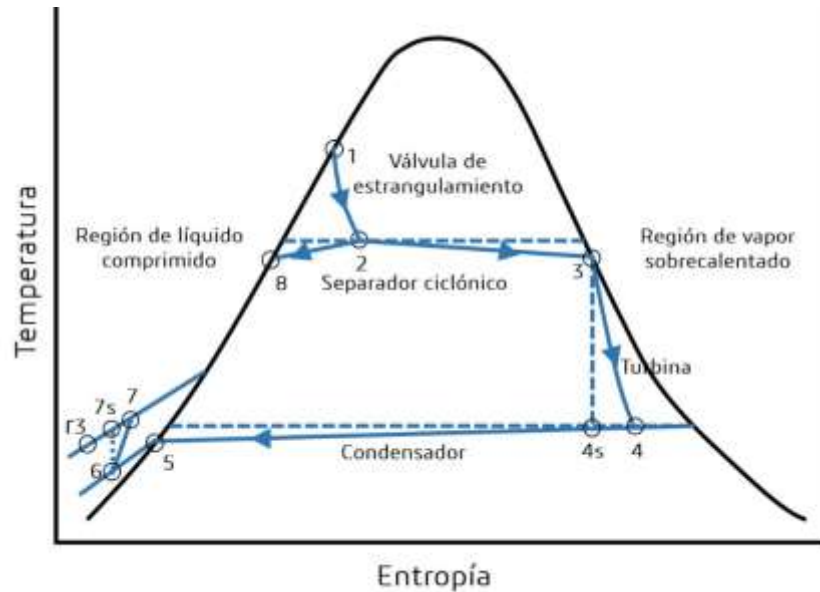
Figura 14. Esquema detallado de la planta con enumeración de estados.



Fuente: elaboración propia, con base en GEOTHERMAL COMMUNITIES. Geothermal systems and technologies; Geothermal energy for power generation. [En línea]. p. 107. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://geothermalcommunities.geonardo.com/assets/elearning/7.2.Power\\_from\\_GE.pdf](https://geothermalcommunities.geonardo.com/assets/elearning/7.2.Power_from_GE.pdf)

El ciclo comienza con el fluido geotérmico en la cabeza de pozo en estado líquido saturado (1). Luego, pasa por una válvula de estrangulamiento, generando un vapor en su expansión hasta terminar en el estado de mezcla líquido-vapor (2). Posteriormente el separador ciclónico, bifurca el líquido y el vapor, de tal manera que el líquido saturado (8) se reinyecta al reservorio, una fracción pequeña del vapor saturado va al eyector y el resto es conducido a la turbina (3). En seguida, la turbina expande el vapor, generando trabajo mecánico hasta su salida en estado de mezcla (4). Después, el condensador, por medio de agua refrigerante, transforma la mezcla en líquido saturado (5) y lo subenfía para dejarlo como líquido comprimido (6) y evitar posible cavitación en la bomba. A continuación, la bomba comprime el líquido hasta igualar la presión del agua refrigerante (7). Por último, el agua condensada, se mezcla con el agua refrigerante para entrar en la torre de enfriamiento (r3).

Figura 15. Diagrama temperatura-entropía de ciclo flash con estados enumerados.



Fuente: elaboración propia, con base en: GEOTHERMAL COMMUNITIES. Geothermal systems and technologies; Geothermal energy for power generation. [En línea]. p. 108. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://geothermalcommunities.geonardo.com/assets/elearning/7.2.Power\\_from\\_G\\_E.pdf](https://geothermalcommunities.geonardo.com/assets/elearning/7.2.Power_from_G_E.pdf)

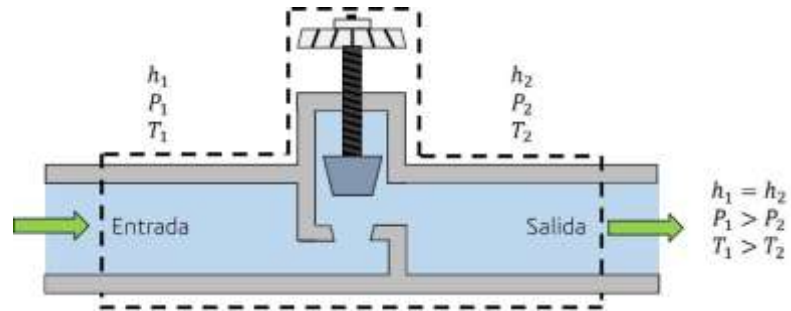
## 8.3 ANÁLISIS DE LOS PROCESOS

### 8.3.1 Válvula de estrangulamiento.

El estado 1 (fluido en la cabeza de pozo) es conocido y el estado 2 se define con la entalpía 2 que es igual a la 1, y la presión 2, que se elige a criterio.

$$h_1 = h_2 \quad [kJ/kg]$$

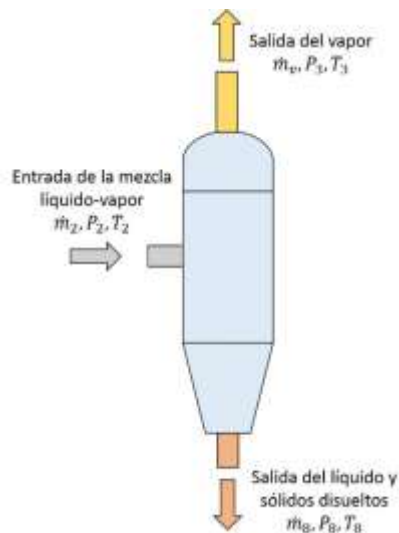
Figura 16. Esquema de la válvula de estrangulamiento.



Fuente: elaboración propia.

### 8.3.2 Separador ciclónico.

Figura 17. Esquema del separador ciclónico.



Fuente: elaboración propia.

El flujo másico geotérmico es igual antes y después de pasar por la válvula de estrangulamiento:

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 \quad [kg/s]$$

Luego de pasar por el separador ciclónico, el flujo másico se bifurca:

$$\dot{m}_2 = \dot{m}_8 + \dot{m}_v \quad [kg/s]$$

El flujo másico de vapor es el flujo másico total por la calidad del estado 2, y se divide entre el flujo de la turbina ( $\dot{m}_3$ ) y el del eyector ( $\dot{m}_{ve}$ ):

$$\dot{m}_v = \dot{m}_3 + \dot{m}_{ve} = x_2 \cdot \dot{m}_1 \quad [kg/s]$$

El diámetro de entrada del separador se halla con las ecuaciones del marco teórico:

$$A_s = \frac{\dot{m}_1}{\rho_2 \cdot v_2} \quad [m^2] \quad | \quad D_t = \left( \frac{4 \cdot A_s}{\pi} \right)^{\frac{1}{2}} \quad [m]$$

$A_s$ : Área de la tubería a la entrada del separador. [ $m^2$ ]

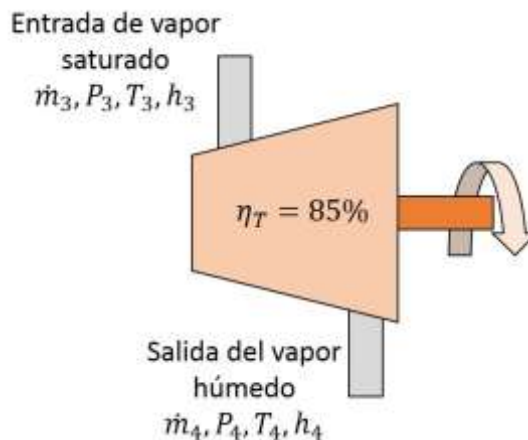
$\dot{m}_1$ : Flujo másico geotérmico total que proviene del reservorio. [ $kg/s$ ]

$\rho_2$ : Densidad del agua geotérmica justo antes de ingresar al separador. [ $kg/m^3$ ]

$v_2$ : Velocidad del agua geotérmica justo antes de ingresar al separador. [ $m/s$ ]

### 8.3.3 Turbina

Figura 18. Esquema de la turbina.



Fuente: elaboración propia.

Trabajo mecánico específico ideal de la turbina:

$$w_{ti} = h_3 - h_{4s} \quad [kJ/kg] \quad | \quad s_3 = s_{4s} \quad [kJ/kg \cdot K]$$

Trabajo mecánico específico real de la turbina:

$$w_t = h_3 - h_4 \quad [kJ/kg] \quad | \quad s_3 < s_4 \quad [kJ/kg \cdot K]$$

Corrección de la eficiencia isentrópica (Baumann):

$$\eta_{Tb} = \eta_T \cdot \left( \frac{x_3 + x_4}{2} \right)$$

Ecuación de la eficiencia isentrópica en turbinas para hallar entalpía 4:

$$\eta_{Tb} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4s}}$$

El flujo másico a la entrada y a la salida de la turbina es el mismo:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_4 \quad [kg/s]$$

Potencia mecánica neta de la turbina:

$$\dot{W}_t = \dot{m}_3 \cdot w_t \quad [kW]$$

### 8.3.4 Generador

El trabajo específico del generador se define como el producto entre el trabajo mecánico específico neto de la turbina y la eficiencia del generador:

$$w_g = \eta_g \cdot w_t \quad [kJ/kg]$$

También está definido de la siguiente manera:

$$w_g = w_{er} + w_{bc} + w_{br} \quad [kJ/kg]$$

$w_{er}$ : Trabajo eléctrico requerido; la variable a hallar.  $[kJ/kg]$

$w_{bc}$ : Trabajo consumido por la bomba del agua de condensación.  $[kJ/kg]$

$w_{br}$ : Trabajo consumido por la bomba del agua de refrigeración.  $[kJ/kg]$

La potencia eléctrica neta del generador se define como la suma de la potencia eléctrica requerida y las potencias de consumo de las bombas:

$$\dot{w}_g = \dot{w}_{er} + \dot{w}_{bc} + \dot{w}_{br} \quad [kW]$$

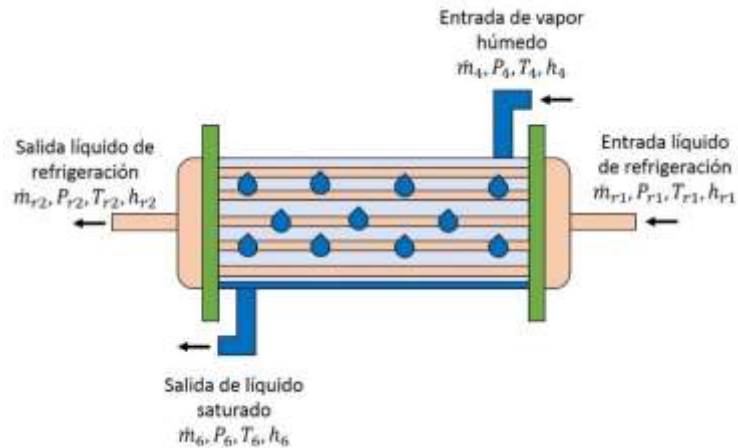
Al despejar la ecuación anterior y hacer unos reemplazos, se obtiene:

$$\dot{w}_{er} = \eta_g \cdot \dot{m}_3 \cdot w_t - \dot{m}_6 \cdot w_{bc} - \dot{m}_r \cdot w_{br} \quad [kW]$$

La potencia eléctrica requerida es una condición inicial al igual que la eficiencia del generador; el trabajo de la turbina y de las bombas, se pueden hallar mediante la definición de los estados del ciclo; los flujos másicos  $\dot{m}_6$  y  $\dot{m}_r$  están en función de  $\dot{m}_3$ , especificados en el análisis del condensador; por lo que el flujo másico de vapor que pasa por la turbina ( $\dot{m}_3$ ) se puede hallar en esta última ecuación.

### 8.3.5 Condensador.

Figura 19. Esquema condensador coraza y tubos.



Fuente: elaboración propia.

La presión de trabajo en el condensador es definida mediante la calidad de salida en la turbina (condición inicial) y la entalpía de salida de la misma, que a su vez, depende de la presión del estado 2 (a menor presión de separación, menor presión de condensación para una calidad de salida en la turbina, constante).

El flujo másico del agua de refrigeración a la entrada es igual al flujo másico del agua de refrigeración a la salida del condensador:

$$\dot{m}_{r1} = \dot{m}_{r2} = \dot{m}_r$$

La energía específica que el geofluido necesita ceder para condensarse, es calculada como el diferencial de entalpías entre la entrada y la salida del condensador:

$$q_c = h_4 - h_6 \quad [kJ/kg]$$

Y la potencia que cede el geofluido, se define como el producto entre la energía específica cedida y el flujo másico que sale del condensador:

$$\dot{Q}_c = q_c \cdot \dot{m}_6 \quad [kW]$$

El flujo másico a la salida del condensador  $\dot{m}_6$  es menor que  $\dot{m}_4$  debido a que una pequeña parte del vapor en el condensador son gases no condensables y se deben expulsar del sistema mediante el eyector.

$$\dot{m}_6 = \dot{m}_4 - \dot{m}_{gnc} \quad [kg/s]$$

El flujo másico que se requiere de la torre de enfriamiento se calcula mediante un balance de energía en el cual, el flujo de energía rechazado por el agua en condensación, es adquirido por el agua de refrigeración:

*Flujo energético rechazado = Flujo energético adquirido*

$$\dot{m}_6 \cdot (h_4 - h_6) = \dot{m}_r \cdot C_p(T) \cdot (T_{r2} - T_{r1})$$

Que al despejar el flujo másico de refrigeración queda:

$$\dot{m}_r = \frac{\dot{m}_6 \cdot (h_4 - h_6)}{C_p(T) \cdot (T_{r2} - T_{r1})} \quad [kg/s]$$

$\dot{m}_6$ : Es el flujo másico del agua en condensación. [kg/s]

$h_4$ : Es la entalpía del agua a la entrada del condensador. [kJ/kg]

$h_6$ : Es la entalpía del agua a la salida del condensador. [kJ/kg]

$T_{r1}$ : Es la temperatura del agua refrigerante a la entrada del condensador. [K]

$T_{r2}$ : Es la temperatura del agua refrigerante a la salida del condensador. [K]

$C_p(T)$ : Es una función del calor específico del agua dependiente de su temperatura pero que, para el agua líquida comprimida entre 15 y 65 [°C] a 76 [kPa] se mantiene en un valor aproximado de 4,183 (kJ/kg · K).

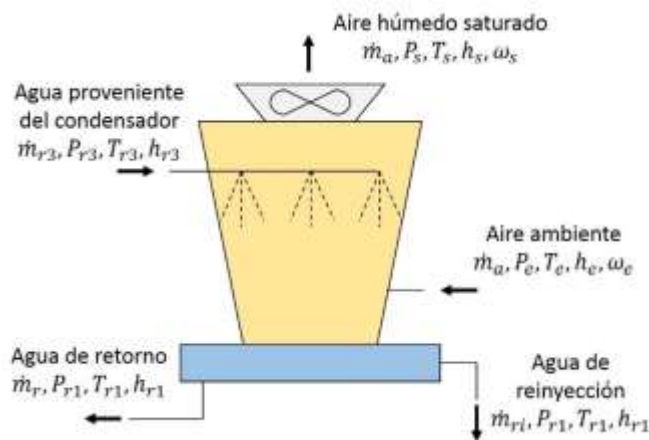
En caso de usar un software o tablas de líquido comprimido para el agua, se puede expresar la ecuación así:

$$\dot{m}_r = \frac{\dot{m}_6 \cdot (h_4 - h_6)}{(h_{r2} - h_{r1})} \quad [kg/s]$$

De tal forma que las entalpías  $h_{r1}$  y  $h_{r2}$  son evaluadas a las temperaturas de entrada y salida respectivamente a la presión ambiente (condición inicial).

### 8.3.6 Torre de enfriamiento

Figura 20. Esquema torre de enfriamiento



Fuente: elaboración propia.

Es necesario aclarar que el estado del agua proveniente del condensador está completamente definido, al igual que el estado del aire entrante y del agua de reinyección y de retorno. El aire de salida tiene una presión y una humedad absoluta

definida, mientras que su entalpía se define al conocer su temperatura, que es lo que también termina definiendo el flujo másico de aire seco. Realizando un análisis másico preliminar, el flujo másico del agua de reinyección equivale al flujo que resulta al sustraerle el flujo másico de retorno y el flujo de agua en evaporación al flujo másico que proviene del condensador:

$$\dot{m}_{ri} = \dot{m}_{r3} - \dot{m}_r - \dot{m}_f \quad [kg/s]$$

Es probable que en esta última ecuación, el flujo másico de reinyección sea negativo para lo cual, su interpretación debe ser que, en lugar de reinyectar un flujo, se necesitará de uno de reposición para mantener el ciclo. De tal forma que el agua de evaporación se define como:

$$\dot{m}_f = \dot{m}_a \cdot (\omega_s - \omega_e) \quad [kg/s]$$

El flujo másico de aire seco que entra a la torre es igual al flujo másico del aire seco que sale de ella:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m}_a \quad [kg/s]$$

Posteriormente, se hace un balance másico y energético combinado para poder determinar el flujo másico de aire que se necesita en la torre de enfriamiento, resumiéndose en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{entrada} &= \dot{E}_{salida} \\ \dot{m}_a \cdot \omega_e \cdot h_e + \dot{m}_a \cdot C_{Pa} \cdot T_e + \dot{m}_{r3} \cdot h_{r3} &= \\ \dot{m}_a \cdot \omega_s \cdot h_s + \dot{m}_a \cdot C_{Pa} \cdot T_s + \dot{m}_{ri} \cdot h_{r1} + h_{r1} \cdot (\dot{m}_{r3} - \dot{m}_{ri} - \dot{m}_a \cdot (\omega_s - \omega_e)) \end{aligned}$$

Los términos a la izquierda del igual significan:

- $\dot{m}_a \cdot \omega_e \cdot h_e$  - Flujo de energía térmica del vapor de agua entrante.
- $\dot{m}_a \cdot C_{Pa} \cdot T_e$  - Flujo de energía térmica del aire seco entrante.
- $\dot{m}_{r3} \cdot h_{r3}$  - Flujo de energía térmica del agua líquida proveniente del condensador.

Los términos a la derecha del igual significan:

- $\dot{m}_a \cdot \omega_s \cdot h_s$  - Flujo de energía térmica del vapor de agua saliente.
- $\dot{m}_a \cdot C_{Pa} \cdot T_s$  - Flujo de energía térmica del aire seco saliente.
- $\dot{m}_{ri} \cdot h_{r1}$  - Flujo de energía térmica del agua líquida de reinyección.
- $h_{r1} \cdot (\dot{m}_{r3} - \dot{m}_{ri} - \dot{m}_a \cdot (\omega_s - \omega_e))$  - Flujo de energía térmica del agua refrigerante de retorno, que cuenta como la energía final del flujo másico de agua proveniente del condensador, cuando se enfría y se le resta el flujo másico que se reinyecta y el flujo másico que se evapora.

Si se despeja el flujo másico del aire de la última ecuación con algunas adecuaciones, se obtiene:

$$\dot{m}_a = \frac{\dot{m}_{r3} \cdot (h_{r3} - h_{r1})}{\omega_s \cdot h_s - \omega_e \cdot h_e + C_{Pa} \cdot (T_s - T_e) - h_{r1} \cdot (\omega_s - \omega_e)} \quad [kg/s]$$

Por otro lado, la humedad absoluta o específica se define de la siguiente manera:

$$\omega = \frac{0.622 \cdot \phi \cdot P_g}{P - \phi \cdot P_g} \quad [kg \text{ vapor} / kg \text{ aire seco}]$$

Y la humedad relativa:

$$\phi = \frac{P_v}{P_g}$$

Y como se definió en las condiciones iniciales, la temperatura del aire a la salida de la torre es 5 [°C] por debajo de la temperatura de entrada del agua proveniente del condensador:

$$T_s = T_{r3} - 5 \quad [K]$$

Las temperaturas en las ecuaciones deben evaluarse en la escala absoluta (Kelvin). Los términos individuales, significan lo siguiente:

$\dot{m}_a$ : Flujo másico de aire seco que entra y sale de la torre de enfriamiento (incógnita a hallar). [*kg/s*].

$\omega_{ae}$ : Humedad absoluta o específica del vapor de agua a la entrada de la torre de enfriamiento que se halla con la humedad relativa a la entrada (condición inicial) y con la temperatura y presión del medio ambiente (condiciones iniciales). [*kg vapor/kg aire seco*].

$h_{ae}$ : Entalpía del aire húmedo (entalpía total del vapor de agua y aire seco) a la entrada de la torre de enfriamiento. Esta propiedad se obtiene con la temperatura y presión del medio ambiente. [*kJ/kg*].

$\omega_{as}$ : Humedad absoluta del vapor de agua a la salida de la torre de enfriamiento que se halla con la humedad relativa a la salida (condición inicial) y con la presión ambiental y la temperatura de salida (condición inicial). [*kg vapor/kg aire seco*].

$h_{as}$ : Entalpía del aire húmedo (entalpía total del vapor de agua y aire seco) a la salida de la torre de enfriamiento. Se obtiene con la presión y la temperatura a la salida. [*kJ/kg*].

$C_{pa}$ : Calor específico del aire, que se mantiene prácticamente constante a presión ambiente y una temperatura que puede variar entre 15 y 80 [°C].  $(1,006 [kJ/kg \cdot K])$ .

$T_{ae}$ : Temperatura del aire seco a la entrada de la torre de enfriamiento. Temperatura ambiental. [K].

$T_{as}$ : Temperatura del aire seco a la salida de la torre de enfriamiento (condición inicial). [K].

$\dot{m}_{r3}$ : Flujo másico proveniente del condensador que, es la combinación entre el flujo másico de vapor condensado y el flujo másico del agua refrigerante. [kg/s].

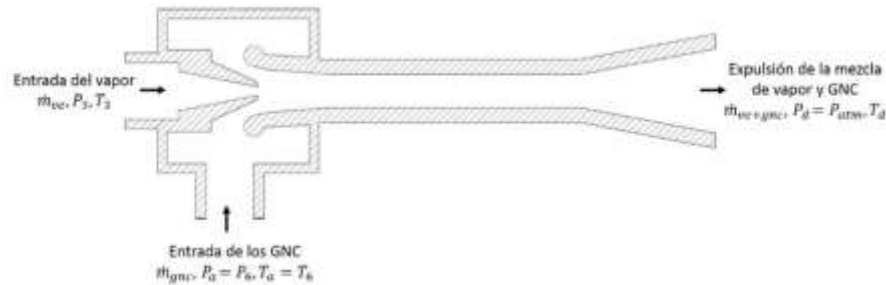
$\phi$ : Humedad relativa del aire (condición inicial).

$P_v$ : Presión que ejerce el vapor dentro de una masa de aire seco.

$P_g$ : Presión a la que puede concentrarse la máxima cantidad de vapor de agua en una masa de aire seco con presión absoluta y temperatura definidas. Es igual a la presión de saturación del agua a la temperatura del aire.

### 8.3.7 Eyector

Figura 21. Eyector de gases no condensables.



Fuente: elaboración propia con base en MANZANO JUÁREZ, Juan. Análisis del inyector Venturi y mejora de su instalación en los sistemas de riego localizado. Tesis doctoral. España: Universidad Politécnica de Valencia. Departamento de ingeniería rural y agroalimentaria, 2008. p. 28. [Fecha de consulta: 17 de agosto del 2022].

Disponibile

en:

[https://www.researchgate.net/publication/50838386 Analisis del inyector Venturi y mejora de su instalacion en los sistemas de riego localizado/download](https://www.researchgate.net/publication/50838386_Analisis_del_inyector_Venturi_y_mejora_de_su_instalacion_en_los_sistemas_de_riego_localizado/download)

Puesto que la presión del condensador es igual o mayor a 10 [kPa], una sola etapa de remoción es suficiente. Por otro lado, debido a que más del 99% de los GNC es dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y que su contenido es supremamente inferior al de las plantas térmicas convencionales, no hay problema con expulsarlos a la atmósfera.

La energía de compresión para expulsar los GNC se calcula mediante la ecuación:

$$w_{AD} = \frac{k}{k-1} \cdot P_a \cdot v_a \cdot \left( \left( \frac{P_d}{P_a} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \quad [kJ/kg]$$

Donde:

$w_{AD}$ : Energía específica de compresión de los GNC, o también, energía específica de admisión-descarga de los GNC. [kJ/kg]

$P_a$ : Presión de admisión o de succión del GNC, que es aproximadamente la presión con la que los GNC entran al eyector. [kPa]

$v_a$ : Volumen específico de admisión o de succión del GNC. [ $m^3/kg$ ]

$P_d$ : Presión de descarga de los GNC. [kPa]

$k$ : Coeficiente de dilatación adiabática o factor de expansión isoentrópica. ( $c_p/c_v$ )

$T_a$ : Temperatura de admisión de los GNC. [K]

Luego, es necesario calcular la eficiencia adiabática o isentrópica del proceso:

$$E_a = \frac{\text{Trabajo ideal de compresión}}{\text{Trabajo real de compresión}} = \frac{\left( \left( \frac{P_d}{P_a} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)}{\left( \left( \frac{P_d}{P_a} \right)^{\frac{k-1}{E_p \cdot k}} - 1 \right)}$$

Donde  $E_p$  significa eficiencia politrópica, que es una forma de evaluar el desempeño del diseño del eyector.

La potencia de compresión se obtiene de: el trabajo de compresión, la eficiencia adiabática del proceso y el flujo másico de los GNC (condición inicial).

$$\dot{W}_{ad} = \frac{\dot{m}_{gnc} \cdot w_{ad}}{E_a} \quad [kW]$$

Donde:

$$\dot{m}_{gnc} = 0,01 \cdot \dot{m}_4 \quad [kg/s]$$

Por último, se calcula el flujo másico de vapor que se necesita extraer antes de que entre a la turbina, para comprimir y expulsar los GNC:

$$\dot{m}_{ve} = \frac{w_{ad}}{h_e - h_s} \quad [kg/s]$$

Siendo  $h_e$  y  $h_s$  la entalpía de vapor saturado a la entrada y a la salida del eyector, respectivamente.  $[kJ/kg]$

### 8.3.8 Bomba de condensado

El cálculo de la energía específica que idealmente necesitaría suministrar la bomba al agua condensada para equiparar su presión con la del agua de refrigeración, se evalúa en un proceso isentrópico, expresado en las siguientes ecuaciones:

$$w_{bi} = h_{7s} - h_6 \quad [kJ/kg] \quad | \quad s_6 = s_{7s} \quad [kJ/kg \cdot K]$$

El cálculo de la energía específica que realmente necesitará suministrar la bomba al agua condensada es:

$$w_b = h_7 - h_6 \quad [kJ/kg] \quad | \quad s_6 < s_7 \quad [kJ/kg \cdot K]$$

Por otro lado, la ecuación de la eficiencia isentrópica en el trabajo de compresión de la bomba, permite obtener el valor de la entalpía del estado 7:

$$\eta_b = \frac{\text{Trabajo ideal}}{\text{Trabajo real}} = \frac{h_{7s} - h_6}{h_7 - h_6}$$

La bomba, además de comprimir el agua, debe asegurar una cabeza de presión por diferencia de alturas y por pérdidas de presión, que se tienen en cuenta en la siguiente ecuación:

$$H_b = (z_f - z_i) + H_f + \frac{1000 \cdot (P_7 - P_6)}{\rho \cdot g} \quad [m]$$

Donde:

$z_i$ : Representa la altura a la que se encuentra el fluido inicialmente, respecto a un marco de referencia. [m]

$z_f$ : Es la altura a la que se pretende llevar el fluido, respecto al mismo marco de referencia. [m]

$H_f$ : Representa la altura de caída de presión a vencer. [m]

El término  $\frac{1000 \cdot (P_7 - P_6)}{\rho \cdot g}$  equivale a la cabeza efectiva para comprimir el fluido hasta la presión deseada. Las presiones deben estar en [kPa], la densidad en [kg/m<sup>3</sup>] y la gravedad en [m/s<sup>2</sup>] para que todo el término quede en [m].

Luego, se puede obtener la potencia neta de la bomba mediante la ecuación:

$$\dot{W}_{bc} = \frac{\dot{m}_6 \cdot g \cdot H_b}{1000 \cdot \eta_b} \quad [kW]$$

Donde:

$\dot{m}_6$ : Es el flujo másico del agua condensada [kg/s].

$g$ : Es la gravedad [m/s<sup>2</sup>]

$\eta_b$ : Es la eficiencia isoentrópica de la bomba.

$H_b$ : Cabeza de presión efectiva que suministra la bomba al fluido. [m]

### 8.3.9 Mezcla del agua condensada con el agua de refrigeración.

Esta mezcla debido a que debe darse a la misma presión, el único cambio que habrá, será en la temperatura final del agua combinada; siendo el estado resultante, el de entrada a la torre de enfriamiento. Esta temperatura se obtiene mediante un balance másico y energético descrito de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{entrante} &= \dot{E}_{saliente} \\ \dot{m}_7 \cdot h_7 + \dot{m}_r \cdot h_{r2} &= \dot{m}_{r3} \cdot h_{r3} \quad [kW] \end{aligned}$$

$$\dot{m}_7 + \dot{m}_r = \dot{m}_{r3} \quad [kg/s]$$

$$\dot{m}_7 = \dot{m}_6 \quad [kg/s]$$

Esta mezcla se puede realizar mediante una unión en “Y” de tal forma que la tubería que reciba los dos flujos debe ser más grande en diámetro y más resistente que las tuberías por donde sólo va un flujo.

### 8.3.10 Bomba del agua de refrigeración

La energía que necesita suministrar la bomba del agua de refrigeración depende del flujo másico (o caudal) que necesita ser bombeado, de la diferencia en la energía potencial y las pérdidas de presión dentro de la tubería; por lo que, similar a la bomba de condensado, la ecuación queda:

$$H_b = (z_f - z_i) + H_f \quad [m]$$

Donde:

$H_b$ : Es la cabeza de presión efectiva que debe otorgar la bomba al agua de refrigeración. [m]

$(z_f - z_i)$ : Es la diferencia de energía potencial del agua de refrigeración. [m]

$H_f$ : es la cabeza de pérdida total por pérdidas de presión en tuberías y accesorios. [m]

Como se puede observar en la ecuación anterior, la cabeza de presión efectiva de la bomba de agua de refrigeración difiere en un término con la ecuación de cabeza de presión efectiva en la bomba de condensado puesto que, a diferencia del agua de condensado, el agua de refrigeración no necesita un cambio de presión.

Por consiguiente, el cálculo de la potencia de la bomba del agua de refrigeración también se define de la siguiente manera:

$$\dot{W}_{br} = \frac{\dot{m}_r \cdot g \cdot H_b}{1000 \cdot \eta_b} \quad [kW]$$

Donde:

$H_b$ : Es la cabeza de presión que debe otorgar la bomba al agua de refrigeración, definida por la ecuación 47. [m]

$\dot{m}_r$ : Es el flujo másico del agua de refrigeración.

$\eta_b$ : Se toma la misma eficiencia isoentrópica para la bomba de condensado y para el agua de refrigeración.

Debido a que no se tiene con certeza un diferencial de potencial ( $z_f - z_i$ ), ya que esto depende del diseño final que se pretenda hacer en la planta, se tomó como condición inicial una diferencia de 15 metros (altura típica en las torres de enfriamiento), tanto para la bomba de condensado como para la bomba de agua de refrigeración. También se hará un cálculo preliminar de pérdidas en tuberías ( $H_f$ ) mediante un estimado de longitud, basado en instalaciones de diferentes plantas en el mundo. Dentro de esa longitud se incluye también la longitud equivalente por las pérdidas en los accesorios.

### 8.3.11 Pérdidas de presión en tuberías

Este cálculo es importante para determinar el diseño o selección de la red de tuberías que se usarán en la instalación de la planta geotérmica y garantizan el flujo que pasa de equipo a equipo cumpliendo el ciclo termodinámico deseado.

Para hacer un cálculo de las pérdidas en tuberías, es necesario usar la ecuación de continuidad:

$$\dot{m} = \rho \cdot V \cdot A \quad [kg/s]$$

$\dot{m}$ : El flujo másico del fluido para el tramo de tubería analizado. [kg/s]

$\rho$ : La densidad promedio del fluido para el tramo de tubería analizado. [kg/m<sup>3</sup>]

$V$ : La velocidad promedio del fluido para el tramo de tubería analizado.  $[m/s]$

$A$ : El área del fluido para el tramo de tubería que se está analizando.  $[m^2]$

$$Re = \frac{V \cdot D}{\nu}$$

Donde:

$Re$ : El número de Reynolds del fluido para el tramo de tubería analizado.

$V$ : La velocidad promedio del fluido para el tramo de tubería analizado.  $[m/s]$

$D$ : El diámetro característico (diámetro interno de la tubería) para el tramo de tubería analizado.  $[m]$

$\nu$ : Es la viscosidad cinemática promedio del fluido para el tramo de tubería analizado.  $[m^2/s]$

Luego, se aplica la ecuación general para evaluar las pérdidas en todo tipo de flujo (laminar, transitorio, turbulento) y todo tipo de tubería (circular, no circular, vertical, horizontal, inclinada, con superficie lisa, con superficie áspera):

$$\Delta P_l = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho \cdot V_{prom}^2}{2000} \quad [kPa]$$

El término  $\frac{\rho \cdot V_{prom}^2}{2000}$  es la presión dinámica  $[kPa]$ , constituido por:

$\rho$ : La densidad promedio del fluido en el tramo de tubería analizado.  $[kg/m^3]$

$V_{prom}$ : La velocidad promedio del fluido en el tramo de tubería analizado.  $[m/s]$

$L$ : La longitud de la tubería en el tramo analizado.  $[m]$

$D$ : Diámetro característico (diámetro interior) de la tubería en el tramo de tubería analizado.  $[m]$

Por su parte,  $f$  es el factor de fricción de Darcy que puede obtenerse por medio de la ecuación implícita de Colebrook:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log_{10} \left( \frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3,7} + \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right)$$

Donde:

D: Diámetro característico (diámetro interior) de la tubería en el tramo de tubería analizado. [m]

$\varepsilon$ : La aspereza superficial de la tubería en el tramo analizado. [m]

Re: El número de Reynolds del fluido para el tramo de tubería analizado.

Como ayuda para el cálculo del factor de fricción, se usa la ecuación explícita de S.E. Haaland (1983):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1,8 \cdot \log_{10} \left( \frac{6,9}{Re} + \left( \frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3,7} \right)^{1,11} \right)$$

### 8.3.12 Eficiencia energética del ciclo

Se usa la ecuación descrita en el marco teórico:

$$\eta_{ciclo} = \frac{\text{Potencia eléctrica generada}}{\text{Potencia requerida del geofluido}} = \frac{\dot{w}_g}{\dot{w}_{geo}} = \frac{\eta_g \cdot \dot{m}_3 \cdot w_t}{\dot{m}_1 \cdot h_{geo}}$$

Donde:

$\eta_g$ : Eficiencia del generador eléctrico.

$\dot{m}_3$ : Flujo másico de vapor que se expande en la turbina. [kg/s]

$w_t$ : Trabajo generado en la turbina. [kJ/kg]

$\dot{m}_1$ : Flujo másico geotérmico total requerido. [kg/s]

$h_{geo}$ : Entalpía del geofluido en el reservorio. [kJ/kg]

### 8.3.13 Desempeño de la planta

Se usa la ecuación descrita en el marco teórico:

$$\eta_{planta} = \frac{\text{Flujo másico geotérmico total}}{\text{Potencia eléctrica generada}} = \frac{\dot{m}_1}{\dot{w}_g} = \frac{\dot{m}_1}{\eta_g \cdot \dot{m}_3 \cdot w_t}$$

Siendo el desempeño de la planta ( $\eta_{planta}$ ) expresado en unidades  $[kg/kWh]$  para un flujo másico geotérmico ( $\dot{m}_1$ ) expresado en  $[kg/h]$ , el flujo másico de vapor en la turbina ( $\dot{m}_3$ ) en  $[kg/s]$  y el trabajo de la turbina en  $[kJ/kg]$ .

### 8.3.14 Eficiencia exergética del ciclo

Se usan las ecuaciones descritas en el marco teórico:

$$\eta_{ex} = \frac{\text{Potencia eléctrica generada}}{\text{Potencia útil del geofluido}} = \frac{\dot{w}_g}{\dot{w}_u} = \frac{\eta_g \cdot \dot{m}_3 \cdot w_t}{\dot{w}_u}$$

$$\dot{w}_u = \dot{m}_1 \cdot \left( (h_{geo} - h_{atm}) - \chi_{dest} \right) \quad [kW]$$

$$\chi_{dest} = T_{atm} \cdot s_{gen} = T_{atm} \cdot (s_{geo} - s_{atm}) \quad [kJ/kg]$$

Donde:

$h_{atm}$ : Entalpía del geofluido si estuviera a condiciones ambientales en la superficie terrestre.  $[kJ/kg]$

$w_t$ : Trabajo generado en la turbina.  $[kJ/kg]$

$\eta_g$ : Eficiencia del generador eléctrico.

$\dot{w}_u$ : Potencia útil del geofluido.  $[kW]$

$\dot{m}_3$ : Flujo másico de vapor que se expande en la turbina. [ $kg/s$ ]

$\dot{m}_1$ : Flujo másico geotérmico total requerido. [ $kg/s$ ]

$h_{geo}$ : Entalpía del geofluido en el reservorio. [ $kJ/kg$ ]

$\chi_{dest}$ : Exergía destruida en el proceso. [ $kJ/kg$ ]

$T_{atm}$ : Temperatura del medio ambiente. [K]

$s_{geo}$ : Entropía del geofluido en el reservorio. [ $kJ/kg \cdot K$ ]

$s_{atm}$ : Entropía del geofluido si estuviera a condiciones ambientales en la superficie terrestre. [ $kJ/kg \cdot K$ ]

## 9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se procede a realizar un código de programación en el software EES, con base en las condiciones iniciales y las ecuaciones y procesos anteriormente analizados evaluando distintos resultados a partir de la variación de separación, que no se tiene en cuenta en los cuadros puesto que se sabe que es 20 [kPa] mayor a la de turbina.

Cuadro 5. Resultados obtenidos al variar la presión de separación.

Presión de entrada de la turbina (kPa)	Temperatura de entrada de la turbina (°C)	Presión de entrada del condensador (kPa)	Temperatura de entrada del condensador (°C)	Calidad final separación de fases	Flujo másico de vapor total (kg/s)	Flujo másico geotérmico		Desempeño planta (kg/kWh)
						(kg/s)	(kg/h)	
1200	188	48,84	80,75	0,07136	26,01	364,5	1.312.258	130,6
1100	184,1	42,68	77,44	0,07941	25,84	325,4	1.171.310	116,6
1000	179,9	36,92	73,96	0,08789	25,67	292,1	1.051.596	104,6
900	175,4	31,54	70,27	0,0969	25,53	263,5	948.482	94,34
800	170,4	26,54	66,32	0,1065	25,41	238,5	858.568	85,36
700	165	21,91	62,06	0,117	25,32	216,5	779.324	77,42
600	158,9	17,64	57,39	0,1284	25,27	196,9	708.875	70,35
565	156,5	16,23	55,63	0,1326	25,27	190,6	686.041	68,05
500	151,9	13,73	52,16	0,141	25,31	179,4	645.964	63,99
400	143,6	10,17	46,15	0,1555	25,51	164	590.395	58,27
300	133,6	6,974	38,94	0,1726	26,26	152,1	547.664	53,23
280	131,2	6,379	37,29	0,1765	26,71	151,3	544.857	52,34
275	130,6	6,232	36,86	0,1775	26,89	151,5	545.309	52,13

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 6. Resultados obtenidos al variar la presión de separación.

Presión de entrada de la turbina (kPa)	Trabajo de la turbina (kJ/kg)	Potencia total generada (kW)	Potencia bomba agua de condensado (kW)	Potencia bomba agua de enfriamiento (kW)	Flujo másico del agua de enfriamiento (kg/s)	Eficiencia energética (%)	Eficiencia exergética (%)
1200	416,7	10.044	4,443	39,87	230,3	2,783	11,5
1100	420,2	10.047	4,407	42,37	244,7	3,119	12,89
1000	423,6	10.050	4,373	45,43	262,4	3,475	14,36
900	427	10.054	4,341	49,31	284,8	3,854	15,92
800	430,2	10.059	4,311	54,4	314,3	4,26	17,6
700	433,3	10.066	4,283	61,45	355	4,697	19,4
600	436,2	10.076	4,259	72	415,9	5,169	21,35
565	437,1	10.081	4,252	77,08	445,3	5,344	22,08
500	438,8	10.094	4,241	89,86	519,1	5,682	23,48
400	441,1	10.132	4,235	128,2	740,3	6,241	25,78
300	442,8	10.289	4,284	284,7	1.645	6,832	28,22
280	443,1	10.410	4,332	405,8	2.344	6,948	28,7
275	443,1	10.461	4,353	457	2.640	6,976	28,82

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 7. Resultados obtenidos al variar la presión de separación.

Presión de entrada de la turbina (kPa)	Flujo másico del aire (kg/s)	Flujo másico agua evaporada en la torre de enfriamiento (kg/s)	Flujo másico del agua de reposición (kg/s)	Flujo másico de vapor en el eyector (kg/s)	Flujo másico de los GNC expulsados (kg/s)	Potencia de expulsión en el eyector (kW)	Eficiencia adiabática del eyector (%)
1200	220,4	61,18	35,52	0,09701	0,2592	11,76	73,71
1100	314,7	69,36	43,91	0,1289	0,2571	15,23	73,32
1000	442,5	76,89	51,63	0,1661	0,2551	19,04	72,89
900	614,1	83,05	57,99	0,2107	0,2532	23,28	72,42
800	844,1	87,1	62,21	0,2657	0,2514	28,11	71,89
700	1.157	88,36	63,63	0,3365	0,2498	33,73	71,28
600	1.608	86,53	61,94	0,4328	0,2484	40,5	70,56
565	1.820	85,21	60,66	0,4756	0,248	43,25	70,27
500	2.350	82,1	57,61	0,5739	0,2474	49,07	69,68
400	4.045	77,86	53,41	0,8061	0,247	60,78	68,56
300	18.028	115,4	90,67	1,28	0,2498	79,58	66,97
280	84.276	350,6	325,6	1,45	0,2526	85,54	52,34
275	1.628.248	5.888	5.863	1,502	0,2538	87,34	66,44

Fuente: elaboración propia.

El cuadro 5 muestra que a cada presión de entrada en la turbina, le corresponde una presión de entrada en el condensador, ya que la calidad final en la turbina, se mantiene en 0,88. También se puede observar que a mayor diferencia de presión entre el estado en la cabeza de pozo y el de la entrada de la turbina, mayor cantidad de líquido se puede transformar en vapor, originando un aumento en la potencia mecánica, para una misma cantidad de trabajo en la turbina. Entre más cantidad de vapor se genere, menor cantidad de geofluido se necesitará para suministrar la misma demanda energética (mejor aprovechamiento); esto se puede evidenciar en el desempeño de la planta que decrece conforme aumenta la calidad de separación. Esto también se puede comprobar con el incremento de la eficiencia exergética, que mide la cantidad de potencia eléctrica generada frente a la potencia útil que contiene el geofluido, que no es más que la energía que se puede aprovechar respecto al estado muerto (el medio ambiente en la superficie terrestre) y a la pérdida de una porción de potencia útil debido a la entropía generada en el proceso.

Por otro lado, el flujo másico de vapor en el cuadro 5 disminuye, conforme aumenta el trabajo de la turbina en el cuadro 6 (eso conserva la potencia eléctrica neta de 10 MW). Este trabajo aumenta porque la diferencia de entalpías entre la entrada y salida de la turbina es mayor a medida que, se va disminuyendo la presión de entrada por la curva de saturación del agua (figura 15) y se conserva la misma calidad de salida. Sin embargo, hay un mínimo de flujo másico de vapor en la presión de entrada de la turbina de 565 [kPa], a pesar de que el trabajo de la turbina sigue aumentando; esto se da porque el flujo másico de enfriamiento aumenta conforme la temperatura de condensación va disminuyendo ya que, para una diferencia de temperaturas menor en el intercambio de calor para el cambio de fase, se necesitará una masa de agua de enfriamiento más grande. Y una masa de agua de enfriamiento más grande, requerirá una potencia mayor en la bomba, por lo que el autoconsumo será mayor y esto exige una generación de potencia eléctrica superior, que en este caso, no es suficiente con el poco incremento en el trabajo de la turbina, demandando mayor flujo másico de vapor total. El flujo másico

geotérmico sigue disminuyendo, porque el poco flujo másico de vapor adicional se compensa con el aumento en la calidad de separación.

En el cuadro 6 también se puede apreciar que para presiones de entrada en la turbina entre 300 y 275 [kPa], el flujo másico del agua de enfriamiento toma unos incrementos muy altos; aproximadamente 1,6 a 2,6 [m<sup>3</sup>/s], esto además de aumentar el consumo de la bomba por requerimiento de caudal, necesitará un diámetro de tubería más grande, significando más costos y menos eficiencia. Por otro lado, la bomba del agua de condensado (agua de trabajo) se mantiene en consumos de potencia similares, puesto que el vapor condensado en el ciclo no cambia tanto con la variación de presiones. Cabe recalcar que la potencia total generada expresada en el cuadro 6, representa la potencia eléctrica neta que se desea generar (10 MW) más el consumo de las bombas del agua a condensar y del agua de enfriamiento.

En el cuadro 7, se puede observar que el flujo másico del aire de enfriamiento en la torre, es manejable hasta 565 [kPa] como presión de entrada en la turbina, puesto que de ahí a 275 [kPa] el aumento se vuelve indeseable e insostenible en términos energéticos y económicos. En el mismo cuadro también se evidencia que no hay un flujo de agua sobrante para reinyectar, sino que se necesita un flujo de agua de reposición, que sería la cantidad adicional que debe suministrarse al agua de retorno para cumplir con el ciclo, ya que luego de que el agua de enfriamiento es mezclada con el agua condensada, una gran parte de esta mezcla es evaporada por el aire en la torre, teniendo un flujo másico de agua líquida resultante, inferior al requerido en el condensador. La cantidad de agua de reposición es viable hasta la presión de 280 [kPa], ya que en la de 275, se obtiene un caudal aproximado de 5,8 [m<sup>3</sup>/s] y es demasiado para una planta de este tipo; además de que da ese gran salto desde 0,38 [m<sup>3</sup>/s] por una diferencia ínfima de presión (5 [kPa]). Los caudales que se suelen extraer para estas plantas, no superan la unidad en m<sup>3</sup>/s. Un río cercano cuyo caudal es de 117 [m<sup>3</sup>/s] con un suministro aproximado de 5 [m<sup>3</sup>/s] a

diversas actividades industriales y comerciales de la región, puede solventar cualquiera de estas reposiciones, pero la de 5,8 [m<sup>3</sup>/s] no es viable por consumo de la bomba ni por costo de tuberías.

En cuanto al eyector, el flujo másico de los gases no condensables equivale al 1% de la masa de vapor en condensación, que es la misma cantidad que proviene de la turbina, su valor varía en razón directa al flujo másico de vapor total, es decir: varía muy poco. El flujo másico de vapor en el eyector aumenta conforme disminuye la presión de entrada en la turbina ya que la entalpía de entrada al eyector disminuye, mientras la entalpía de salida se mantiene constante, ya que esta última está sujeta a la presión atmosférica; esa disminución en la diferencia entálpica, debe ser compensada por un mayor flujo másico. La potencia que necesita ofrecer el vapor para expulsar los GNC aumenta con la disminución de la presión en la entrada de la turbina debido a que, la diferencia de presiones entre la admisión y la descarga, se hace más prominente; es por esta misma razón que la eficiencia de este proceso tiende a disminuir.

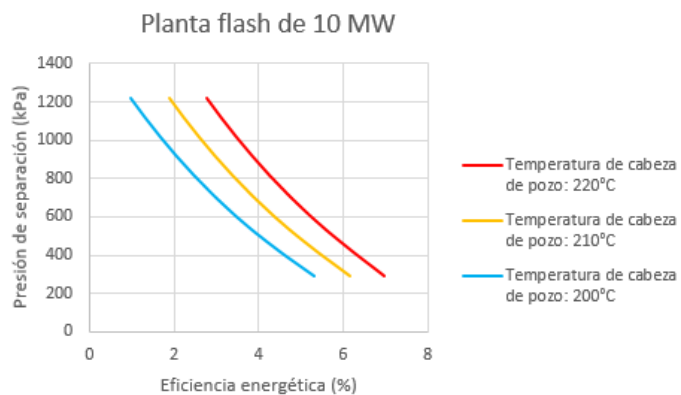
A partir de estos análisis, se considera que la presión de entrada en la turbina más adecuada para el ciclo es 565 [kPa] puesto que no hay tantos sacrificios en consumo de energía. Este dato, equivale a una presión de separación de 585 [kPa].

La unidad 3 de la planta geotérmica Lahendong en Indonesia (ver anexo A) opera con un flujo másico de vapor de 41 [kg/s], una presión de 713 [kPa] y una temperatura de saturación de 165,7 [°C], para generar 20 [MW]. Comparando con los resultados obtenidos, para una presión similar se necesitan 25 [kg/s] de vapor para generar 10 [MW]; un poco más de la mitad del flujo másico, por lo que los datos concuerdan; la razón por la que no es exactamente la mitad, puede ser porque el generador y/o la turbina de Lahendong trabaja a eficiencias más altas de las que se han propuesto; además de que hay turbinas que pueden operar con una calidad a la salida, inferior a 0,88 como parecen indicar las condiciones de esa unidad. El

condensador de esta misma unidad opera a 11,5 [kPa] y necesita un flujo másico de enfriamiento de 1,24 [m<sup>3</sup>/s], mientras que en los resultados obtenidos, para esa misma presión de condensación, se necesita un flujo de 0,63 [m<sup>3</sup>/s]; aproximadamente la mitad, para la mitad de potencia. Haciendo una modificación al código de programación en EES, introduciendo los siguientes datos de la unidad 3 de Lahendong: presión en la entrada de la turbina, presión en la entrada del condensador y potencia neta generada, se obtiene efectivamente un flujo másico de 41 [kg/s] cuando la eficiencia isentrópica de la turbina (sin corrección de Baumann) es del 90% y la calidad a la salida es de 0,8518, suponiendo que la eficiencia del generador también sea del 93% y condicionales iniciales similares.

La figura 22 muestra una gráfica de presión de separación versus eficiencia energética para diferentes temperaturas en cabeza de pozo para una generación de 10 MW y una calidad a la salida de la turbina de 0,88; cuyo parámetro dominante en el óptimo aprovechamiento del recurso es la temperatura de cabeza de pozo. Entre mayor sea esta temperatura, mayor rendimiento se obtendrá en el diseño, para cualquier presión de separación. Como la limitante es el estado en el que se encuentra el acuífero, se debe propender por perder la menor cantidad posible de temperatura y presión en el proceso de extracción.

Figura 22. Diagrama presión de separación versus eficiencia energética.



Fuente: elaboración propia con base en Excel.

Cuadro 8. Definición de estados del modelo optimizado.

Estados	Presión (kPa)	Temperatura (°C)	Entalpía (kJ/kg)	Calidad
Estado 1	2318	220	943,5	0
Estado 2	585	157,9	943,5	0,1326
Estado 3	565	156,5	2754	1
Estado 4	16,23	55,63	2317	0,88
Estado 5	14,23	52,9	221,4	0
Estado 6	14,23	47,9	200,5	---
Estado 7	76	47,9	200,6	---
Estado r1	76	15	62,99	---
Estado r2	76	42,9	179,7	---
Estado r3	76	43,16	180,8	---

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 9. Parámetros principales del modelo optimizado.

Flujo másico de vapor total (kg/s)	25,27	Trabajo de la turbina (kJ/kg)	437,1
Flujo másico geotérmico total (kg/s)	190,6	Potencia total generada (kW)	10.081
Flujo másico del agua de enfriamiento (kg/s)	445,3	Potencia de la bomba de agua de condensado (kW)	4,252
Flujo másico de vapor en la turbina (kg/s)	24,8	Potencia de la bomba de agua de enfriamiento (kW)	77,08
Flujo másico de vapor en el eyector (kg/s)	0,4756	Potencia de expulsión en el eyector (kW)	43,25
Flujo másico de los GNC (kg/s)	0,248	Eficiencia adiabática del eyector (%)	70,27
Flujo másico del aire (kg/s)	1.820	Eficiencia energética del ciclo (%)	5,344
Flujo másico del agua evaporada (kg/s)	85,21	Eficiencia exergética del ciclo (%)	22,08
Flujo másico del agua de reposición (kg/s)	60,66	Desempeño de la planta (kg/kWh)	68,05

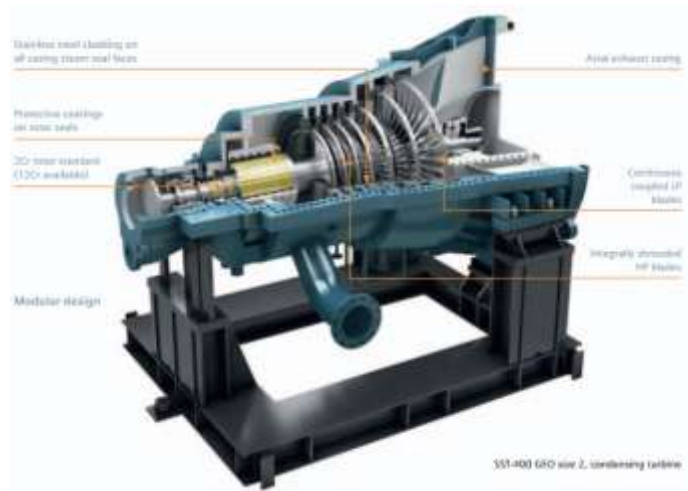
Fuente: elaboración propia.

## 10. SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS

### 10.1 TURBINA

Siemens es una empresa con más de 20 años de experiencia en innovaciones geotérmicas. La planta geotérmica Blundell de 26 MW en Milford-Utah-USA, usa uno de sus modelos (turbina SST-400 GEO), que ha funcionado durante más de 15 años con éxito. La industria maneja dos modelos para geotermia: flujo simple (SST-400 GEO; para plantas flash) y flujo doble (SST-500 GEO; para plantas doble flash).

Figura 23. Esquema de la turbina de flujo simple Siemens SST-400 GEO.



Fuente: SIEMENS. Steam Turbines for Geothermal Power Plants. [En línea]. Catálogo. p. 11. [Fecha de consulta: 10 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://docplayer.net/53827607-Steam-turbines-for-geothermal-power-plants-industrial-power-sst-400-geo-and-sst-500-geo-with-power-output-up-to-120-mw.html>

La turbina de la figura 23 funciona con una entrada y una salida de vapor, y está estrictamente diseñada contra la erosión y la corrosión; puede generar una expansión del vapor hasta presiones subatmosféricas. Sus materiales son seleccionados de acuerdo a las condiciones del vapor y su química. Contiene un

sistema de remoción de humedad que extrae las gotas generadas en cada expansión, evitando el impacto en las palas giratorias.

Figura 24. Características de los modelos de turbinas geotérmicas Siemens.

Siemens SST-400 GEO and SST-500 GEO Leading Parameters

Turbine Type	SST-400 GEO						SST-500 GEO		
	Size 1*		Size 2		Size 3*		Size 4	Size 5*	Size 6
Condensing (Con)/ Back-pressure (BP)	Con	BP	Con	BP	Con	BP	Con	Con	Con
Power output maximum	11 MW	10 MW	30 MW	19 MW	40 MW	35 MW	50 MW	70 MW	120 MW
Turbine speed (rpm)			3,500 rpm	5,000 rpm			3,000 / 3,600 rpm	3,000 / 3,600 rpm	3,000 / 3,600 rpm
Steam parameter									
Exhaust steam pressure maximum	0.4 bara / 5.8 psia	1.4 bara / 20 psia	0.4 bara / 5.8 psia	1.4 bara / 20 psia	0.4 bara / 5.8 psia	1.4 bara / 20 psia	0.4 bara / 5.8 psia	0.4 bara / 5.8 psia	0.4 bara / 5.8 psia
Inlet steam pressure maximum	12 bara / 176 psia		12 bara / 176 psia		15 bara / 220 psia		15 bara / 220 psia	15 bara / 220 psia	15 bara / 220 psia
Inlet steam temperature maximum	250 °C / 482 °F		250 °C / 482 °F		250 °C / 482 °F		250 °C / 482 °F	250 °C / 482 °F	250 °C / 482 °F
Specification									
50 Hz / 60 Hz	50 or 60 Hz		50 or 60 Hz		50 or 60 Hz		50 or 60 Hz	50 or 60 Hz	50 or 60 Hz
Single flow / double flow	Single flow		Single flow		Single flow		Single flow	Double flow	Double flow
Exhaust configuration	Axial exhaust		Axial exhaust		Axial exhaust		Axial exhaust	Radial exhaust	Radial exhaust
Geared or direct drive	Geared drive		Geared drive		Geared or direct drive		Direct drive	Direct drive	Direct drive
Package Dimensions (typical / examples)									
Turbine L x W x H			3.5 x 3 x 3.2 m				6.5 x 3.9 x 4.5 m		8.6 x 6.4 x 5.1 m
Weight			31 t				100 t		240 t
Generator L x W x H			7 x 4 x 5 m				3.7 x 3.5 x 3.5 m		8.8 x 7.8 x 4.8 m
Weight			30 t				52 t		140 t
Footprint			13.8 x 6 x 5 m				12.6 x 5.7 x 5.3 m		19 x 8 x 6 m

Fuente: SIEMENS. Steam Turbines for Geothermal Power Plants. [En línea]. Catálogo. p. 06. [Fecha de consulta: 10 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://docplayer.net/53827607-Steam-turbines-for-geothermal-power-plants-industrial-power-sst-400-geo-and-sst-500-geo-with-power-output-up-to-120-mw.html>

En la figura 24 se observan 4 tamaños diferentes para las turbinas SST-400 GEO, y cada tamaño cuenta con una versión a condensación y otra a contrapresión. El tamaño 1 a condensación (Con) es el más adecuado para este caso de estudio, puesto que la turbina debe generar más de 10 MW para obtener esta salida neta en el generador, además de cumplir con las condiciones máximas de presión y temperatura.

## 10.2 GENERADOR ELÉCTRICO

VEM es una compañía productora de generadores eléctricos impulsados por vapor de agua, que ofrece servicios de instalación, mantenimiento, inspección y asesoría, certificados por la norma DIN en ISO 9001, ISO 14001 e ISO 50001.

Figura 25. Características de los modelos que ofrece VEM (60 Hz).

**Generators 6.6 kV, 60 Hz**

cos  $\varphi$  = 0.8 (+), utilisation F/F  
 Type DRK SX ... with air-water heat exchanger (IC B A1 W7), water temperature 38 °C, IP 44  
 Type DRASX ... open-circuit air cooling (IC 0 A1), air intake temperature 45 °C, IP 23

Type	Apparent power	Active power	Mech. power	Nominal power	Speed	Efficiency			Reactances			Time constants		
	$S_n$ [kVA]	$P_n$ [kW]	$P_{max}$ [kW]	$I_n$ [A]	$n$ [min <sup>-1</sup> ]	$\eta_{4/4}$ [%]	$\eta_{3/4}$ [%]	$\eta_{2/4}$ [%]	$x_d$ [%]	$x_d'$ [%]	$x_d''$ [%]	$T'd_0$ [s]	$T'd$ [s]	$T'd''$ [ms]
<b>8-pole version</b>														
DR.SX 9020-8WS	5000	4000	4114	437	900	97.22	97.03	96.35	130	27	16	3.20	0.65	22
DR.SX 9022-8WS	5600	4480	4600	490	900	97.39	97.22	96.61	142	28	17	3.30	0.67	22
DR.SX 9025-8WS	6300	5040	5172	551	900	97.45	97.27	96.67	140	27	16	3.50	0.68	21
DR.SX 9028-8WS	7100	5680	5821	621	900	97.57	97.43	96.88	153	28	17	3.73	0.70	21
DR.SX 9032-8WS	8100	6480	6635	709	900	97.66	97.47	96.87	137	26	15	3.71	0.69	21
DR.SX 9036-8WS	9000	7360	7533	805	900	97.70	97.54	97.00	146	27	16	3.85	0.71	21
DR.SX 1022-8WS	7100	5680	5823	621	900	97.55	97.33	96.67	143	29	17	3.98	0.81	29
DR.SX 1025-8WS	8500	6800	6965	744	900	97.83	97.43	96.80	137	27	16	3.97	0.80	29
DR.SX 1028-8WS	9500	7600	7775	831	900	97.75	97.56	97.00	148	29	17	4.25	0.83	29
DR.SX 1032-8WS	10500	8400	8586	919	900	97.83	97.65	97.10	157	30	17	4.50	0.86	29
DR.SX 1036-8WS	12000	9600	9808	1050	900	97.88	97.72	97.19	163	31	17	4.64	0.87	28
DR.SX 1040-8WS	13600	10880	11108	1190	900	97.95	97.78	97.24	160	30	17	4.68	0.87	28
DR.SX 1125-8WS	11200	8960	9174	980	900	97.67	97.40	96.65	116	24	15	4.89	1.03	36
DR.SX 1128-8WS	12500	10000	10230	1053	900	97.75	97.48	96.75	118	24	15	5.15	1.06	36
DR.SX 1132-8WS	14000	11200	11445	1225	900	97.86	97.58	96.86	120	24	15	5.41	1.08	36
DR.SX 1136-8WS	16000	12800	13075	1400	900	97.90	97.62	96.90	114	23	14	5.38	1.07	35
DR.SX 1140-8WS	18500	14800	15097	1618	900	98.03	97.85	97.28	163	31	17	6.25	1.18	35
DR.SX 1145-8WS	21000	16800	17139	1837	900	98.02	97.83	97.27	148	28	16	6.19	1.17	35

Fuente: VEM. Medium-speed synchronous generators. [En línea]. Catálogo. p. 35. [Fecha de consulta: 10 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.vem-group.com/fileadmin/content/pdf/Download/Kataloge/Kataloge/VMUK\\_HS02-031-EN\\_VEM-synchronous-generators-catalogue.pdf](https://www.vem-group.com/fileadmin/content/pdf/Download/Kataloge/Kataloge/VMUK_HS02-031-EN_VEM-synchronous-generators-catalogue.pdf)

El modelo adecuado para este caso de estudio, es el resaltado en amarillo en la figura 25 (DR.SX 1128-8WS de 60 Hz), cuya potencia activa es de 10.000 kW. Las altas eficiencias de estos generadores, brindan mejoras en la eficiencia de la planta, de tal forma que, puede requerirse menos flujo geotérmico total del requerido en el modelo óptimo calculado.

### 10.3 CONDENSADOR

Funke es una empresa que ofrece intercambiadores de coraza y tubos para temperaturas de servicio que van desde -20 hasta 500 [°C] y presiones que llegan hasta los 600 [bar] absolutos (60.000 [kPa]). Está certificada según DIN en ISO 9001 en 2008 e ISO 14001 en 2004, además de ser fabricante autorizado de acuerdo con la directiva de la Unión Europea para equipos a presión, ASME U-Stamp, ASME R-Stamp, Custom Union y China-SQL.

Figura 26. Materiales para intercambiadores de calor de coraza y tubos.

Componente	Materiales estándar*			Observaciones
	BCF/BCP	CCF/CCP	SSCF/SSCP	
Tubos internos	CuZn28Sn1As (CW706R)	St35, St35.8I	1.4571	
Placas tubulares	CuZn38Al-C-GM (CC767S-GM)/ CuZn38AlFeNiPbSn (CW715R)	GS 45	1.4408	
Baffles	CuZn37 (CW508L)	1.4571	1.4571	
Carcasa	CuZn37Pb0.5 (CW604N)	St35.8I	1.4571	
Cámaras de conexión, soportes	EN-GJL-200	EN-GJL-200	1.4408	
Tuercas	8.8-Zn	8.8-Zn	8.8-Zn	
Juntas	Klinger C4400, Alchem 6377	Klinger C4400, Alchem 6377	Klinger C4400, Alchem 6377	
Pintura	RAL 5012, azul claro	RAL 5012, azul claro	decapados y pasivados	
Pies angulares	S235JRG2	S235JRG2	1.4571	
Aislamiento	Lana mineral con chapa de acero galvanizado	Lana mineral con chapa de acero galvanizado	Lana mineral con chapa de acero inoxidable	Solo con pies angulares

\*Los materiales opcionales para estos modelos se especifican en la página 5. Las medidas de estos modelos se especifican en la hoja de dimensiones

Recorrido de los fluidos	Sobrepresión máx. de servicio	Sobrepresión de prueba	Temperatura máx. de servicio			
			BCF	BCP	CCF/P	SSCF/P
Lado carcasa	16 bar	24 bar	150°C	150°C	110°C	110°C
Lado tubos	10 bar	15 bar				

Fuente: FUNKE. Intercambiadores de calor de carcasa y tubos. [En línea]. Modelos en serie y soluciones específicas para el cliente. Catálogo. p. 4. [Fecha de consulta: 10 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://funke.de/pdf/es/funke\\_rbwt\\_es.pdf](https://funke.de/pdf/es/funke_rbwt_es.pdf)

En la figura 26 también se pueden observar las condiciones máximas de operación, que el caso de estudio cumple plenamente. Funke también ofrece materiales alternativos de acuerdo a la necesidad específica del cliente. Se selecciona el refrigerador universal, cabezal flotante de haz tubular extraíble, serie C 500, por su facilidad en la mantenibilidad y limpieza de tubos y coraza, además de su alta calidad en la ingeniería de vacío, ya que es indispensable un equipo adecuado para

condensación a presiones subatmosféricas.<sup>34</sup> Funke hace el cálculo del área óptima de transferencia de calor y con este criterio, ofrece el número de pasos por los tubos y demás consideraciones de ingeniería de fluidos para garantizar un alto rendimiento. A continuación, se resume la información que FUNKE requiere para el diseño específico:

Cuadro 10. Características del fluido a condensar.

Parámetro	Equivalencia	Parámetro	Equivalencia
Estado a la entrada	Mezcla	Entalpía de entrada	2317 [kJ/kg]
Estado a la salida	Líquido comprimido	Entalpía de salida	200,5 [kJ/kg]
Temperatura de entrada	55,63 [°C]	Presión de entrada	16,23 [kPa]
Temperatura de salida	47,9 [°C]	Presión de salida	14,23 [kPa]
Calidad del vapor a la entrada	0,88	Flujo másico	24,552 [kg/s]

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 11. Características del fluido a calentar.

Parámetro	Equivalencia	Parámetro	Equivalencia
Estado a la entrada	Líquido comprimido	Entalpía de entrada	62,99 [kJ/kg]
Estado a la salida	Líquido comprimido	Entalpía de salida	179,7 [kJ/kg]
Temperatura de entrada	15 [°C]	Presión de entrada	76 [kPa]
Temperatura de salida	42,9 [°C]	Presión de salida	76 [kPa]
Flujo másico	445,3 [kg/s]	---	---

Fuente: elaboración propia.

<sup>34</sup> Ver anexo D (al final del libro).

## 10.4 TORRE DE ENFRIAMIENTO

EDOSPINA S.A.S es una empresa colombiana líder en el suministro e instalación de torres de enfriamiento en Colombia y Latinoamérica. Certificados por las normas ICONTEC: ISO 14001, OHSAS 18001, Norsok S-006, ISO 9001. Fueron los desarrolladores del Proyecto Ecopetrol de Acacías-Meta, donde diseñaron, fabricaron e instalaron, 2 módulos de 6 celdas con una altura aproximada de 15 metros, para un flujo de 960.000 [BWPD] ( $6359,49 \text{ [m}^3/\text{h}] = 1,7665 \text{ [m}^3/\text{s]})$  con una temperatura de agua caliente a la entrada de  $87,8 \text{ [}^\circ\text{C]}$  y a la salida de  $27,8 \text{ [}^\circ\text{C]}$ , originando un delta de temperatura neto de  $60 \text{ [}^\circ\text{C]}$ .

Figura 27. Proyecto Ecopetrol Acacías-Meta.



Fuente: EDOSPINA S.A.S. [Sitio web]. [Fecha consulta: 10 de agosto de 2022].

Disponible en: <https://www.edospina.net/torres-de-enfriamiento>

Las características óptimas para el ciclo de la planta geotérmica, cumplen con los descritos en el Proyecto Ecopetrol en Acacías. A continuación, se resume la información necesaria para el diseño de las torres de enfriamiento:

Cuadro 12. Condiciones del agua y el aire en la torre de enfriamiento.

Parámetro	Equivalencia	Parámetro	Equivalencia
Temperatura del agua a la entrada	43,16 [°C]	Flujo másico del aire	1820 [kg/s]
Temperatura del agua de retorno	15 [°C]	Temperatura del aire a la entrada	15 [°C]
Delta de temperatura neto	28,16 [°C]	Temperatura del aire a la salida	38,16 [°C]
Presión del agua	76 [kPa]	Presión del aire a la entrada	76 [kPa]
Flujo másico del agua de entrada	469,852 [kg/s]	Presión del aire a la salida	76 [kPa]
Flujo másico del agua de retorno	445,3 [kg/s]	Humedad relativa del aire a la entrada	70%
Flujo másico del agua de reposición	60,66 [kg/s]	Humedad relativa del aire a la salida	95%

Fuente: elaboración propia.

Una aproximación del flujo volumétrico del agua a enfriar en la torre es 0,5 [m<sup>3</sup>/s], que corresponde a tres décimas partes del flujo del Proyecto en Acacias.

## 10.5 TUBERÍAS

Peninsular de Vástagos S.L. es una empresa especializada en la asesoría, suministro, distribución y tratamiento de tubos de acero, barras cromadas y accesorios para aplicaciones hidráulicas e industriales. Cuentan con certificación ISO 9001 de 2015 y hacen parte de la Asociación internacional de tubos (ITA – International Tube Association). En 2015, para un proyecto en Turquía,

suministraron 220 toneladas de tubos de acero inoxidable sin soldadura, para calderas e intercambiadores de calor en una planta de ácido sulfúrico.

Figura 28. Tubos de acero ofrecidos por Peninsular de Vástagos S.L.

**Descripción:** tuberías soldadas y sin soldadura utilizadas en la conducción de fluidos a distintas presiones, temperaturas y ambientes, así como en diversos procesos de la industria química, petroquímica y de transformación.

**Condiciones de suministro:** bruto de laminación, normalizado, templado y revenido, así como con tratamiento protector de la superficie con excelente comportamiento en ambientes corrosivos, Onshore y Offshore.

**Tipos de soldadura:** SAWL, SAWH, ERW

**Aceros al carbono y aleados**

Norma	Calidad del Acero
EN 10208-1	L210, L245, L290, L360, L415, L450, L485
EN 10208-2	
API 5L	Gr. A, B, X42, X46, X52, X60, X65, X70 (PSL 1 & PSL2)

**Tratamiento protector de la superficie**

<b>Anticorrosión externa</b>	Recubrimiento bituminoso (ISO 5256/87)
	Recubrimientos de polietileno y polipropileno 3PE / 3PP (EN ISO 21809-1 – DIN 30670)
	Revestimiento epoxy de adhesión por fusión (FBE) (EN ISO 21809-2)
	Recubrimiento de poliuretano (EN 10290)
<b>Revestimiento interno</b>	Recubrimiento bituminoso (ISO 5256/87)
	Pinturas epoxídicas

Fuente: PENINSULAR DE VÁSTAGOS S.L. [Sitio web]. [Fecha de consulta: 10 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.peninsulardevastagos.es/productos-peninsular/tubos-apiastm/>

Para el diseño de tuberías, se recomiendan velocidades entre 15 y 40 [m/s], ya que a mayor velocidad, más pérdidas de presión y a menor velocidad, mayor incrustación. Para transporte de vapor seco o casi seco, las velocidades más aceptables suelen estar entre 15 y 25 [m/s]; este criterio también se aplica para el agua líquida, pues la repercusión adicional es mayor consumo de energía en las bombas hidráulicas. El material de tubería normalmente usado para distribución de vapor caliente y condensado, es acero al carbón, cuya rugosidad absoluta promedio es de 0,06 [mm] (incluyendo el efecto de los tratamientos térmicos y superficiales); su selección se hará de acuerdo a la norma ASME B 36.10.

La selección se basa en las tablas comerciales de PENINSULAR (ver anexo B y C). Se elige el diámetro externo inmediatamente mayor al diámetro interno calculado (teórico) que asegura una velocidad del fluido entre 15 y 25 [m/s], eligiendo un espesor que permita un diámetro interno cercano al teórico, garantizando el rango de velocidades y un rango aceptable para la selección de la tubería. Los cálculos se harán con base en las ecuaciones para cabeza de presión de una bomba, potencia de una bomba, pérdidas de presión en tuberías y desempeño de la planta, descritas en el marco teórico.

### 10.5.1 Primer tramo: desde la salida del separador ciclónico hasta la entrada de la turbina (Estado 2 → Estado 3).

Cuadro 13. Condiciones del fluido en el primer tramo.

Parámetro	Equivalencia	Parámetro	Equivalencia
Fluido	Vapor de agua geotérmica	Presión	565 [kPa]
Estado del fluido	Vapor saturado	Calidad	1
Temperatura	156,5 [°C]	Flujo másico	24,8 [kg/s]

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 14. Parámetros de la tubería para el fluido del primer tramo.

Tubería comercial	Diámetro externo (comercial) [mm]	Espesor de la tubería (comercial) [mm]	Diámetro interno (comercial) [mm]	Diámetro interno (teórico) [mm]	Velocidad aproximada [m/s]	Caída de presión [kPa/m]
34" Cédula 40	863,6	17,48	828,6	838,6	15,36	0,005144
26" Cédula 10	660,4	7,92	644,6	649,6	25,39	0,01849

Fuente: elaboración propia.

El cuadro 14 expresa que toda selección de tubería con diámetro interno entre 644,6 y 828,6 milímetros para estas condiciones de vapor es válido, ya que cumple el rango de velocidades recomendadas. Suponiendo que la tubería requerida fuera de un kilómetro (longitud aproximada para una planta de 10 megavatios<sup>35</sup>), las pérdidas de presión serían de 5,14 a 18,49 [kPa]; este resultado es consistente con las pérdidas supuestas entre el separador ciclónico y la tubería para el vapor (20 [kPa]), por lo que no altera el análisis que ya ha sido planteado para la planta.

Por otro lado, se hace una pequeña excepción en el rango de las velocidades puesto que dentro de los modelos de tubería que ofrece Peninsular en su tabla (ver anexo B y C), la de 26 pulgadas tiene un espesor mínimo de 7,92 [mm], de tal manera que es lo máximo que se puede reducir el diámetro interno, obteniendo una velocidad que si bien, es mayor a 25 [m/s], no se aleja mucho (25,39 [m/s]).

#### **10.5.2 Segundo tramo: desde la salida del condensador hasta la mezcla con el fluido de enfriamiento (Estado 7 → Estado r3).**

La bomba hidráulica a la salida del condensador, incrementa inmediatamente la presión del agua subenfriada de 14,23 a 76 kPa (Estado 6 → Estado 7). Se incluye el flujo másico geotérmico total que es el requerido del reservorio, la potencia generada y el desempeño de la planta, para calcular parámetros adicionales.

El mismo análisis del primer tramo, se debe usar para interpretar el cuadro 16. Adicionalmente, al tratarse ahora de agua líquida, las pérdidas de presión son más altas y esto repercute en el consumo de la bomba hidráulica; cuanto más larga sea la tubería, más potencia adicional requiere la bomba y esto implica más generación de potencia en la planta, que a la vez exige más flujo másico del reservorio.

---

<sup>35</sup> CASTRO. Op. cit., p. 40 y 41.

Cuadro 15. Condiciones del fluido en el segundo tramo.

Parámetro	Equivalencia	Parámetro	Equivalencia
Fluido	Agua líquida (agua de trabajo)	Flujo másico	24,55 [kg/s]
Estado del fluido	Líquido comprimido	Flujo másico geotérmico total	190,6 [kg/s]
Temperatura	47,9 [°C]	Potencia generada	10.081 [kW]
Presión	76 [kPa]	Desempeño de la planta	0,01891 [(kg/s)/kW]

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 16. Parámetros de la tubería para el fluido del segundo tramo.

Tubería comercial	Diámetro externo (comercial) [mm]	Espesor de la tubería (comercial) [mm]	Diámetro interno (comercial) [mm]	Diámetro interno (teórico) [mm]	Velocidad aproximada [m/s]	Caída de presión [kPa/m]	Potencia de consumo [kW/m]	Flujo másico adicional [(kg/s)/m]
1 $\frac{1}{2}$ " Cédula 5	48,3	1,65	45	45,9	15,61	57	1,665	0,03147
1 $\frac{1}{4}$ " Cédula 30	42,2	2,97	36,26	35,56	24,04	176,7	5,161	0,09759

Fuente: elaboración propia.

Suponiendo que la longitud de este tramo es de 15 metros, se obtiene lo siguiente:

Cuadro 17. Parámetros del fluido del segundo tramo en 15 metros de tubería.

Tubería comercial	Velocidad aproximada [m/s]	Caída de presión [kPa]	Cabeza efectiva de presión [m]	Potencia de consumo [kW]	Flujo másico adicional [kg/s]
1 $\frac{1}{2}$ " Cédula 5	15,61	855	88,13	24,98	0,4721
1 $\frac{1}{4}$ " Cédula 30	24,04	2650,5	273,2	77,42	1,4639

Fuente: elaboración propia.

Según el cuadro 17, 15 metros de tubo de 1½" cédula 5 en el tramo 2, incrementaría el flujo geotérmico total de 190,6 a 191,1 [kg/s] y en la tubería de 1¼" cédula 30, incrementaría hasta 192,1 [kg/s]; incrementos de 0,25 y 0,77% respectivamente, que serían similarmente pequeños en el nuevo vapor que consumirá el ciclo, ya que este, solo equivale al 13,26% del flujo geotérmico total.

### 10.5.3 Tercer tramo: desde la torre hasta la entrada del condensador (Estado r1).

Cuadro 18. Condiciones del fluido en el tercer tramo.

Parámetro	Equivalencia	Parámetro	Equivalencia
Fluido	Agua líquida (agua de enfriamiento)	Flujo másico	445,3 [kg/s]
Estado del fluido	Líquido comprimido	Flujo másico geotérmico total	190,6 [kg/s]
Temperatura	15 [°C]	Potencia generada	10.081 [kW]
Presión	76 [kPa]	Desempeño de la planta	0,01891 [(kg/s)/kW]

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 19. Parámetros de la tubería para el fluido del tercer tramo.

Tubería comercial	Diámetro externo (comercial) [mm]	Espesor de la tubería (comercial) [mm]	Diámetro interno (comercial) [mm]	Diámetro interno (teórico) [mm]	Velocidad aproximada [m/s]	Caída de presión [kPa/m]	Potencia de consumo [kW/m]	Flujo másico adicional [(kg/s)/m]
8" Cédula XS	219,1	12,7	193,7	194,5	15,12	9,045	5,743	0,08967
6" Cédula STD	168,3	7,11	154,1	150,7	23,9	29,63	15,54	0,2938

Fuente: elaboración propia.

En el cuadro 19 se puede observar que la caída de presión es mucho menor que en el agua de trabajo debido a que el flujo másico del agua de enfriamiento es mayor

y esto genera un diámetro de tubería más grande, implicando menor pérdida de presión. Sin embargo, la potencia de consumo sí aumentó porque a mayor flujo másico, más energía necesita la bomba para impulsarlo, y esto se traduce en más flujo geotérmico adicional, respecto al originado por el tramo 2.

Cuadro 20. Parámetros del fluido del tercer tramo en 15 metros de tubería.

Tubería comercial	Velocidad aproximada [m/s]	Caída de presión [kPa]	Cabeza efectiva de presión [m]	Potencia de consumo [kW]	Flujo másico adicional [kg/s]
8" Cédula XS	15,12	135,675	13,84	86,145	1,3451
6" Cédula STD	23,9	444,45	45,35	233,1	4,407

Fuente: elaboración propia.

Las demás interpretaciones para los cuadros 19 y 20, se hacen con base en los análisis de los dos tramos anteriores.

#### 10.5.4 Cuarto tramo: desde la salida del condensador hasta la mezcla con el agua de trabajo. (Estado r2 → Estado r3).

Cuadro 21. Condiciones del fluido en el cuarto tramo.

Parámetro	Equivalencia	Parámetro	Equivalencia
Fluido	Agua líquida (agua de enfriamiento)	Flujo másico	445,3 [kg/s]
Estado del fluido	Líquido comprimido	Flujo másico geotérmico total	190,6 [kg/s]
Temperatura	42,9 [°C]	Potencia generada	10.081 [kW]
Presión	76 [kPa]	Desempeño de la planta	0,01891 [(kg/s)/kW]

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 22. Parámetros de la tubería para el fluido del cuarto tramo.

Tubería comercial	Diámetro externo (comercial) [mm]	Espesor de la tubería (comercial) [mm]	Diámetro interno (comercial) [mm]	Diámetro interno (teórico) [mm]	Velocidad aproximada [m/s]	Caída de presión [kPa/m]	Potencia de consumo [kW/m]	Flujo másico adicional [(kg/s)/m]
8" Cédula XS	219,1	12,7	193,7	195,3	15,25	9,041	4,779	0,09306
6" Cédula STD	168,3	7,11	154,1	151,3	24,1	29,71	15,7	0,2969

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 23. Parámetros del fluido del cuarto tramo en 15 metros de tubería.

Tubería comercial	Velocidad aproximada [m/s]	Caída de presión [kPa]	Cabeza efectiva de presión [m]	Potencia de consumo [kW]	Flujo másico adicional [kg/s]
8" Cédula XS	15,25	135,62	13,95	71,685	1,3959
6" Cédula STD	24,1	445,65	45,84	235,5	4,4535

Fuente: elaboración propia.

### 10.5.5 Quinto tramo: desde la mezcla del fluido de trabajo con el de enfriamiento hasta la torre (Estado r3).

Cuadro 24. Condiciones del fluido en el quinto tramo.

Parámetro	Equivalencia	Parámetro	Equivalencia
Fluido	Agua líquida	Flujo másico	469,85 [kg/s]
Estado del fluido	Líquido comprimido	Flujo másico geotérmico total	190,6 [kg/s]
Temperatura	43,16 [°C]	Potencia generada	10.081 [kW]
Presión	76 [kPa]	Desempeño de la planta	0,01891 [(kg/s)/kW]

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 25. Parámetros de la tubería para el fluido del quinto tramo.

Tubería comercial	Diámetro externo (comercial) [mm]	Espesor de la tubería (comercial) [mm]	Diámetro interno (comercial) [mm]	Diámetro interno (teórico) [mm]	Velocidad aproximada [m/s]	Caída de presión [kPa/m]	Potencia de consumo [kW/m]	Flujo másico adicional [(kg/s)/m]
8" Cédula 60	219,1	10,31	198,5	200,6	15,32	8,864	4,945	0,09349
6" Cédula 10	168,3	3,4	161,5	155,4	23,15	25,89	14,44	0,273

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 26. Parámetros del fluido del quinto tramo en 15 metros de tubería.

Tubería comercial	Velocidad aproximada [m/s]	Caída de presión [kPa]	Cabeza efectiva de presión [m]	Potencia de consumo [kW]	Flujo másico adicional [kg/s]
8" Cédula 60	15,32	132,96	13,68	74,175	1,4023
6" Cédula 10	23,15	388,35	39,95	216,6	4,095

Fuente: elaboración propia.

### 10.5.6 Análisis general para la instalación de tuberías

Sumando las cabezas por pérdida de presión de cada tramo, se puede calcular la cabeza por pérdida de presión total; eligiendo la tubería óptima (velocidades de fluido cercanas a 15 [m/s]), se obtiene para el agua de trabajo: 88,13 metros. Y en el caso del agua de enfriamiento: 41,47 [m]. Sumando estas cargas por rozamiento a la carga calculada en el modelo (15 [m]; por diferencia de altura con la torre) para cada bomba, se obtiene:

Carga efectiva total en la bomba de agua de trabajo: 103,13 [m]

Carga efectiva total en la bomba de agua de enfriamiento: 56,47 [m]

Si se hace un recuento mínimo y máximo de los flujos másicos adicionales requeridos, suponiendo 15 metros de tubería en cada tramo de fluido líquido, se obtiene lo siguiente:

Flujo másico adicional mínimo (fluidos a 15 m/s): 4,62 [kg/s]

Flujo másico adicional máximo (fluidos a 25 m/s): 14,42 [kg/s]

Si se seleccionan las tuberías que garanticen una velocidad de fluido cercana a 15 [m/s] para obtener los mínimos consumos, el flujo másico de la turbina tendría un incremento del 2,44% (similar al incremento del flujo másico geotérmico total). Por lo que no alteraría demasiado los resultados que ya se han obtenido para la planta.

## **10.6 TUBERÍA PARA LA REINYECCIÓN DE LÍQUIDO GEOTÉRMICO**

El material indicado para transportar agua caliente con diversos sólidos disueltos, es el acero inoxidable (además de contar con los recubrimientos internos y externos descritos en la figura 28) cuya rugosidad absoluta es 0,002 [mm] y su selección se hace de acuerdo a la norma ASME B 36.19 y las tablas de PENINSULAR (ver anexo B y C). Los criterios de selección son los mismos que se usaron en el subcapítulo anterior.

El líquido geotérmico sale del separador ciclónico a un estado 8, tal como se muestra en el diagrama T-S de la planta (figura 15); a una presión 20 [kPa] menos que la presión de separación. Este líquido recorre la tubería de acero inoxidable hasta llegar a la zona adecuada de perforación para la reinyección.

Cuadro 27. Condiciones del fluido geotérmico remanente.

Parámetro	Equivalencia	Parámetro	Equivalencia
Fluido	Agua líquida geotérmica	Flujo másico remanente	165,33 [kg/s]
Estado del fluido	Líquido saturado	Flujo másico geotérmico total	190,6 [kg/s]
Temperatura	156,5 [°C]	Potencia generada	10.081 [kW]
Presión	565 [kPa]	Desempeño de la planta	0,01891 [(kg/s)/kW]

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 28. Parámetros de la tubería para el fluido remanente.

Tubería comercial	Diámetro externo (comercial) [mm]	Espesor de la tubería (comercial) [mm]	Diámetro interno (comercial) [mm]	Diámetro interno (teórico) [mm]	Velocidad aproximada [m/s]	Caída de presión [kPa/m]
5" Cédula XS	141,3	9,53	122,2	124,1	15,47	8,393
3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> " Cédula 5	101,6	2,11	97,38	96,15	24,37	26,51

Fuente: elaboración propia.

Para este caso, no es necesario calcular el flujo másico adicional que se necesita del reservorio con el fin de compensar las pérdidas de presión en la tubería, pues lo que pase con el líquido remanente, no afecta el desempeño de la planta; por la misma razón, no es necesaria una bomba que impulse el fluido hasta su lugar de origen. En vista de esto, se debe establecer un límite en la longitud de la tubería, para que la pérdida de presión no sea tal, que impida su filtración. Si se establece una presión mínima de 165 [kPa] (400 [kPa] de caída de presión) se obtiene lo siguiente:

Cuadro 29. Longitud de tubería máxima para el fluido remanente.

Tubería comercial	Velocidad aproximada [m/s]	Caída de presión [kPa]	Longitud de tubería [m]
5" Cédula XS	15,47	400	47,66
3½" Cédula 5	24,37	400	15,09

Fuente: elaboración propia.

La longitud máxima de tubería para la reinyección del fluido remanente, puede variar dependiendo del criterio de presión mínima y de su velocidad.

## 10.7 AISLANTE TÉRMICO

Se debe asegurar la mínima pérdida de energía térmica en las tuberías. Comúnmente se usa 2 pulgadas de espesor de silicato de calcio como aislante térmico. Este material cuenta con una conductividad térmica de  $0,062 [W/m \cdot K]$ , regularizado por la norma ASTM C533 y es el indicado en su aplicación hasta para temperaturas de  $650 [^{\circ}C]$  tal como se puede ver en la figura 29.

Figura 29. Propiedades del silicato de calcio.

Propiedades	Unidad	PRC-9000 228
Densidad (max)	kg/m <sup>3</sup>	220
Conductividad térmica (temp. media 75 a 100)	W/m·K	0,062
Compresión	Máx (kgf/cm <sup>2</sup> )	1,50 (15 lb)
Compresión (heat)	%	0,5
Temperatura de	(°C)	221 (430)
Humedad máxima	%	5



Fuente: INCA S.A.I.C. [Sitio web]. Argentina. [Fecha de consulta: 11 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.incaaislaciones.com.ar/Aislantes\\_Calor.html](https://www.incaaislaciones.com.ar/Aislantes_Calor.html)

## 10.8 BOMBA HIDRÁULICA PARA EL AGUA DE TRABAJO

Ruhrpumpen es uno de los principales proveedores de sistemas de bombeo a nivel mundial. Sus bombas están diseñadas para operar en entornos agresivos y corrosivos, cumpliendo con los más altos estándares de seguridad, certificados por la norma ISO 9001. La bomba a seleccionar, debe cumplir con los siguientes requerimientos:

Cuadro 30. Características del agua de trabajo luego del condensador.

Parámetro	Equivalencia	Parámetro	Equivalencia
Temperatura	47,9 [°C]	Flujo másico	24,55 [kg/s]
Presión	0,76 [bar]	Densidad	989 [kg/m <sup>3</sup> ]
Carga	103,13 [m]	Caudal	89,37 [m <sup>3</sup> /h]

Fuente: elaboración propia.

Ruhrpumpen ofrece el equipo que cumple con esas condiciones:

Figura 30. Bomba IPP de succión horizontal Ruhrpumpen para plantas eléctricas.

**IPP**  
Bomba de succión horizontal



**CARACTERÍSTICAS Y ASPECTOS DE DISEÑO**

- Diseño HI (OH1), cumple dimensionalmente con la especificación ANSI / ASME B73.1
- Bomba centrífuga de proceso horizontal, en cantiléver, de una etapa,
- Impulsor semi-abierto, dinámicamente balanceado
- Diseño "back pull-out" facilita el mantenimiento
- Diseño modular
- Disponible en un amplio rango de metalurgias para bombeo de una gran variedad de líquidos

<b>LÍMITES DE OPERACIÓN</b>	<b>APLICACIONES</b>								
<table border="0"> <tr> <td>Capacidad</td> <td>hasta 1,000 gpm hasta 227 m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>Carga</td> <td>hasta 420 ft hasta 128 m</td> </tr> <tr> <td>Presión</td> <td>hasta 375 psi hasta 26 bar</td> </tr> <tr> <td>Temperatura</td> <td>hasta 500 °F hasta 260 °C</td> </tr> </table>	Capacidad	hasta 1,000 gpm hasta 227 m <sup>3</sup> /h	Carga	hasta 420 ft hasta 128 m	Presión	hasta 375 psi hasta 26 bar	Temperatura	hasta 500 °F hasta 260 °C	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Química</li> <li>■ Farmacéutica</li> <li>■ Servicios auxiliares en plantas de generación de energía</li> <li>■ Procesamiento de alimentos</li> <li>■ Tratamiento de aguas</li> <li>■ Refrigeración industrial</li> </ul>
Capacidad	hasta 1,000 gpm hasta 227 m <sup>3</sup> /h								
Carga	hasta 420 ft hasta 128 m								
Presión	hasta 375 psi hasta 26 bar								
Temperatura	hasta 500 °F hasta 260 °C								

Fuente: RUHRPUMPEN. [Sitio web]. Catálogo de bombas industriales. p. 4. [Fecha de consulta: 11 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.ruhrpumpen.com/en/downloads/resources/company/53-industrial-pumps-catalog-es/file>

## 10.9 BOMBA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO

Cuadro 31. Características agua de enfriamiento antes y después del condensador.

Parámetro	Equivalencia	Parámetro	Equivalencia
Flujo másico	445,3 [kg/s]	Densidad mínima	991,1 [kg/m <sup>3</sup> ]
Temperatura mínima	15 [°C]	Densidad máxima	999,1 [kg/m <sup>3</sup> ]
Temperatura máxima	42,9 [°C]	Caudal mínimo	1604 [m <sup>3</sup> /h]
Presión mínima	0,76 [bar]	Caudal máximo	1618 [m <sup>3</sup> /h]
Presión máxima	0,76 [bar]	Carga	56,47 [m]

Fuente: elaboración propia.

Ruhrpumpen ofrece el equipo que cumple con esas condiciones:

Figura 31. Bomba CPP de succión horizontal Ruhrpumpen para plantas eléctricas.

**CPP / CPP-L**  
Bomba ANSI de proceso, de succión horizontal, de una etapa (impulsor cerrado)



**CARACTERÍSTICAS Y ASPECTOS DE DISEÑO**

- Diseño HI (DHI1) cumple con la especificación ANSI / ASME B73.1
- Diseño hidráulico mejorado para requisitos de bajo NPSH
- Diseño "back pull-out" facilita el mantenimiento
- Opción de C-Frame disponible
- Chaqueta y serpentín de enfriamiento opcionales
- Disponible en hierro dúctil, acero inoxidable, dúplex y alloy-20 (otros materiales bajo pedido)
- Disponible en 35 tamaños para operar en un amplio rango hidráulico, modelo CPP-L para aplicaciones de bajo flujo y alta carga

LÍMITES DE OPERACIÓN		APLICACIONES
Capacidad	hasta 12.340 gpm hasta 2.800 m <sup>3</sup> /h	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Químico y petroquímico</li> <li>■ Servicios auxiliares en plantas de generación de energía</li> <li>■ Irrigación agrícola</li> <li>■ Tratamiento de agua</li> <li>■ Procesamiento de alimentos</li> <li>■ Fábricas de papel</li> <li>■ Industria textil</li> <li>■ Farmacéutica</li> </ul>
Carga	hasta 750 ft hasta 229 m	
Presión	hasta 375 psi hasta 26 bar	
Temperatura	hasta 700 °F hasta 371 °C	

Fuente: RUHRPUMPEN. [Sitio web]. Catálogo de bombas industriales. p. 4. [Fecha de consulta: 11 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.ruhrpumpen.com/en/downloads/resources/company/53-industrial-pumps-catalog-es/file>

## 10.10 SEPARADOR CICLÓNICO

Coastal Technologies INC, es una empresa dedicada al diseño y fabricación de separadores ciclónicos y depuradores. Están certificados por la norma ISO 9001 de 2015 y son acreditados por ASME, ANAB, UKAS, CAPCA, El Consejo de Recursos Geotérmicos, entre otras organizaciones internacionales. En cuanto a separadores ciclónicos, ofrecen el Vortex AIROL que cuenta con una alta eficiencia de separación a una baja caída de presión. Existe un criterio de velocidad (35 [m/s]) a la entrada del separador<sup>36</sup>, para obtener la máxima eficiencia (entre 99,5 y 99,99%), que usado en las ecuaciones de dimensionamiento del separador ciclónico, descritas en el marco teórico permite deducir un diámetro de entrada: 0,5512 [m]. Con este diámetro, se puede dimensionar el separador según la teoría de Bangma (cuadro 32).

---

<sup>36</sup> CARBALLO MEMBREÑO, Rafael Enrique; JACOBO GALVÁN, Vicente Paul y SOLÓRZANO HERRERA, Fredy Samuel. Manual de estandarización de instalaciones superficiales de una estación de separación de vapor en campos geotérmicos [en línea]. Diplomado en geotermia para américa latina. El Salvador: Universidad de El Salvador, Ciudad Universitaria. Facultad de ingeniería y arquitectura. Escuela de posgrado. Edición 2018. p. 16. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/19074/1/Manual%20de%20estandarizaci%3%b3n%20de%20instalaciones%20superficiales%20de%20una%20estaci%3%b3n%20de%20separaci%3%b3n%20de%20vapor%20en%20campos%20geot%3%a9rmicos.pdf>

Figura 32. Separador ciclónico Vortex AIROL



Fuente: COASTAL TECHNOLOGIES INC. [Sitio web]. Estados Unidos. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://mist-eliminators.cti-sc.com/item/cyclone-scrubbers-and-separators/cyclone-separators/1084>

Mediante los parámetros definidos en el cuadro 32, la empresa Coastal Technologies INC efectúa el diseño y la fabricación. La altura aproximada del separador ciclónico que se muestra en la figura 32, es similar a la requerida para la planta modelada: 6,34 [m] (altura de un edificio de 3 plantas).

Cuadro 32. Parámetros del separador ciclónico según Bangma.

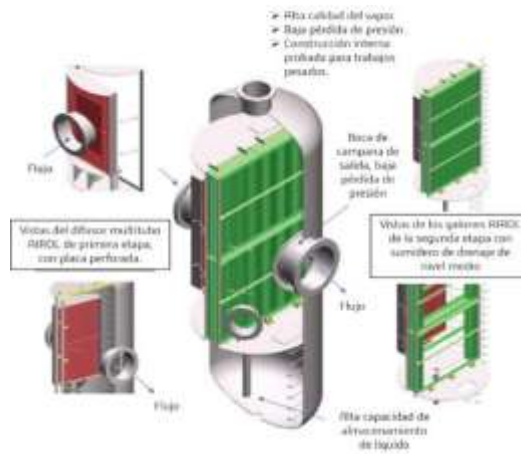
Parámetros	Bangma (1961) Entrada tangencial	Bangma (1961) Entrada en espiral
$D$	1,6536 [m]	Igual que en tangencial
$D_e$	0,44096 [m]	0,5512 [m]
$D_b$	0,5512 [m]	Igual que en tangencial
$\alpha$	1,6536 [m]	Igual que en tangencial
$\beta$	1,6536 [m]	Igual que en tangencial
$Z$	1,6536 [m]	2,2048 [m]
$L_T$	3,8584 [m]	Igual que en tangencial
$L_B$	2,4804 [m]	Igual que en tangencial

Fuente: elaboración propia con base en la tabla de Bangma (ver marco teórico).

### 10.11 DEPURADOR DE HUMEDAD

Se recomienda un trayecto mínimo de 400 metros del vapor en la tubería desde el separador ciclónico hasta la turbina; ya que, entre más larga sea la tubería, más temperatura pierde el vapor pero también se genera humedad que tiene compuestos químicos de la salmuera, garantizando en esa longitud mínima, removerlos con un depurador, justo antes de que el vapor entre a la turbina y evitar al máximo, problemas de corrosión, erosión e incrustación. Coastal Technologies diseña y fabrica los purificadores de vapor de acuerdo a las condiciones obtenidas en el separador ciclónico, la longitud de la tubería y los requerimientos de la planta, haciendo que el porcentaje de pureza del vapor pase de un intervalo típico que se encuentra entre 96 y 99%, a un intervalo de 99,95 a 99,98%, asegurando una caída de presión entre 10 y 30 [kPa], diseñado bajo la norma ASME.

Figura 33. Vista de la sección interna del purificador de vapor Vortex AIROL.



Fuente: elaboración propia con base en COASTAL TECHNOLOGIES INC. Geothermal & Power Industry [en línea]. p. 6. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.cti-sc.com/pdf/industry-bulletin-geothermal-and-power.pdf>

Figura 34. Separador ciclónico y purificador Vortex AIROL.



Fuente: COASTAL TECHNOLOGIES INC. Geothermal & Power Industry [en línea]. p. 5. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.cti-sc.com/pdf/industry-bulletin-geothermal-and-power.pdf>

## 10.12 VÁLVULAS DEL SISTEMA

VALFONTA es una fábrica que ofrece una amplia gama de válvulas: de seguridad, de control y reductoras de presión. Cuenta con el certificado de la directiva de equipos a presión 2014/68/UE.

### 10.12.1 Válvula de seguridad

Entre las válvulas de seguridad, cuentan con una denominada ALPER; esta válvula es de apertura total, con tamaños que van desde ¼" hasta 4", material en bronce y acero inoxidable CF3M, obturador de metal con cierre blando, temperatura máxima de trabajo en 280 [°C] y presión máxima de trabajo en 25 barg (25,76 bara para Paipa). Apta para líquidos, aire comprimido, gases neutros y vapor. Esta válvula de seguridad es apropiada para el sistema, puesto que la temperatura y la presión de trabajo máxima están por encima de las condiciones de trabajo de la planta (220°C y 23,18 bara) y su material inoxidable es ideal para este entorno.

Figura 35. Válvula de seguridad ALPER de la fábrica VALFONTA.



Fuente: VALFONTA. Válvula de seguridad, modelo ALPER [en línea]. p. 1. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://valfonta.com/wp-content/uploads/2020/02/ALPER-11-CATALOGO-ESP.pdf>

### 10.12.2 Válvula de control

Spirax Sarco es una fábrica dedicada al diseño, construcción, mantenimiento y suministro de válvulas y otros equipos; están certificados con las norma: ISO 9001 de 2015, ISO 14001 de 2015 e ISO 45001 de 2018. La fábrica cuenta con la válvula de control Spira-trol de dos vías serie J, diseñada para vapor de agua en diversos procesos, ofrecida en tamaños estandarizados de 1 a 12 pulgadas o personalizados, y en distintos materiales de acuerdo a la necesidad: acero al carbono, acero inoxidable, fundición nodular y aleación de acero, cumpliendo con la norma ANSI. Ofrecen además, una fórmula matemática para el dimensionamiento de válvulas de vapor, basada en la norma IEC 60534 y que se expresa a continuación<sup>37</sup>:

$$\dot{m} = 12 \cdot k_v \cdot P_1 \cdot \sqrt{1 - 5,67 \cdot (0,42 - x)^2}$$

Cuyas condiciones son:

$$x = \frac{\Delta P}{P_1} \quad | \quad \Delta P = P_1 - P_2 \quad | \quad 0,00004 < x \leq 0,42$$
$$\Delta P_{\text{mín}} < \Delta P \leq \Delta P_{\text{máx}} \quad | \quad P_{2;\text{máx}} > P_2 \geq P_{2;\text{mín}} \quad | \quad k_{v;\text{máx}} > k_v \geq k_{v;\text{mín}}$$

$P_{2;\text{máx}} \rightarrow P_1$  Y  $k_{v;\text{máx}} \rightarrow \infty$  cuando  $x \rightarrow 0,00003947443419$  y ahí,  $\Delta P_{\text{mín}} \rightarrow 0$  [bar]

$P_{2;\text{mín}}$  Y  $k_{v;\text{mín}}$  se obtienen cuando  $x = 0,42$  y ahí,  $\Delta P = \Delta P_{\text{máx}}$

Y para  $x > 0,42$ :  $\dot{m} = 12 \cdot k_v \cdot P_1$

---

<sup>37</sup> SPIRAX SARCO [sitio web]. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://vaporparalaindustria.com/ecuaciones-para-el-dimensionado-de-valvulas-de-control-en-sistemas-de-vapor/>

Donde:

$\dot{m}$ : es el flujo másico de vapor de agua (kg/h).

$P_1$ : es la presión aguas arriba de la válvula (bar).

$P_2$ : es la presión aguas abajo de la válvula (bar).

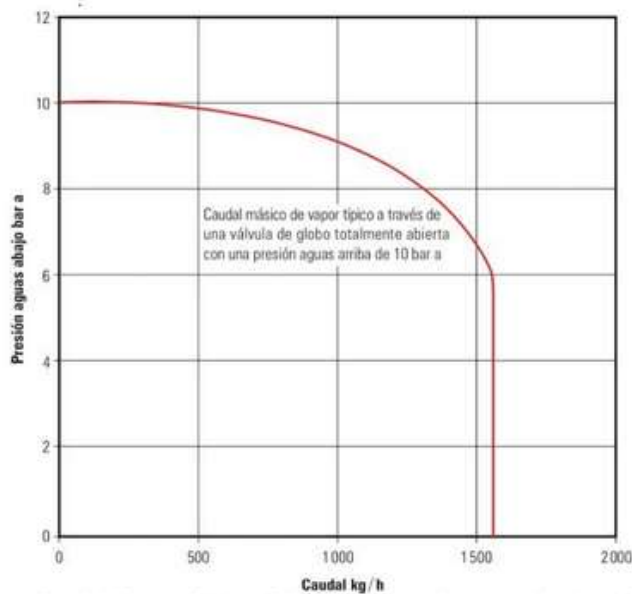
$\Delta P$ : caída de presión del vapor de agua a través de la válvula (bar).

$x$ : es la proporción de pérdida de presión a través de la válvula.

$k_v$ : es el coeficiente de válvula requerido.

Las ecuaciones anteriores indican que es imposible tener una caída de presión nula a través de la válvula; esto se confirma con las leyes de la termodinámica, teniendo en cuenta que en los dispositivos reales hay irreversibilidades como la fricción.

Figura 36. Incremento del flujo másico al aumentar la caída de presión.



Fuente: SPIRAX SARCO [sitio web]. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022].

Disponible en: <https://vaporparalaindustria.com/ecuaciones-para-el-dimensionado-de-valvulas-de-control-en-sistemas-de-vapor/>

La gráfica de la figura 36 muestra que para una válvula con una presión aguas arriba de 10 [bar], el flujo másico aumenta conforme cae la presión, alcanzando un límite levemente superior a 1500 [kg/h], que es el límite que se logra cuando la caída de presión es del 42%, es decir: cuando la presión aguas abajo es de 5,8 [bar]; a partir de ahí, cada disminución en la presión aguas abajo, no afectará al caudal.

Usando las ecuaciones de Spirax Sarco y la información del modelo optimizado, se puede obtener el coeficiente de válvula, dejando variable la presión aguas arriba, ya que la presión aguas abajo es un requisito de la turbina en la planta.

Cuadro 33. Coeficiente de válvula requerido en función de  $P_1$ .

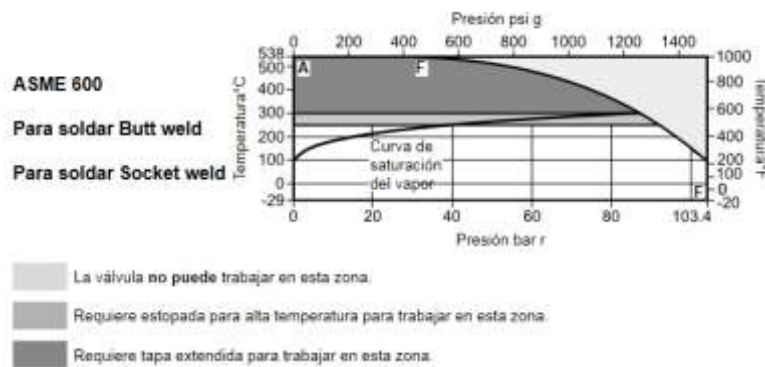
$P_1$ (bar)	$P_2$ (bar)	$\Delta P$ (bar)	$\dot{m}$ (kg/h)	$x$	$k_v$
5,65	5,65	0	89.280	0,00003947443419	$\infty$
5,75	5,65	0,1	89.280	0,0173913043	4548,359
6,15	5,65	0,5	89.280	0,0813008130	2046,166
6,65	5,65	1	89.280	0,150375940	1459,264
7,15	5,65	1,5	89.280	0,209790210	1201,973
7,65	5,65	2	89.280	0,261437908	1050,288
8,65	5,65	3	89.280	0,346820809	873,479
9,741	5,65	4,091	89.280	0,42	763,752

Fuente: elaboración propia.

Se debe elegir la mínima caída de presión sin que el coeficiente de válvula sea tan alto (por economía), tal como se señala en el cuadro 33 ( $\Delta P = 100$  [kPa]). En los catálogos de Spirax Sarco, como en muchos otros, ofrecen  $k_{v,máx}$ ; en ese caso, el coeficiente máximo debe ser al menos un 20% mayor a los coeficientes obtenidos para los modelos ( $k_{v,máx} = 1,2 \cdot k_{v,requerido}$ ), de tal forma que no sea necesario mantener la válvula completamente abierta para tener las condiciones de trabajo de la planta, y para tener más control sobre ella. Por otro lado, son comunes las

válvulas de control de apertura rápida, las lineales y las equiporcentuales; siendo estas últimas las ideales en este caso, ya que no generan tantas pérdidas como las lineales y su caudal se puede controlar más que las de apertura rápida. Spirax Sarco ofrece tablas de  $k_v$  para válvulas de media pulgada a 8 pulgadas, donde el  $k_{v,máx} = 580$  en el caso de las equiporcentuales; para coeficientes especiales, la empresa los diseña bajo pedido. En ese sentido, es necesario ver las demás características que ofrecen para sus válvulas de control, como se muestra a continuación:

Figura 37. Áreas en las que puede trabajar la válvula de control Spira-trol.



Fuente: SPIRAX SARCO. Válvulas de control de dos vías Spira-trol [en línea]. p. 8. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://content.spiraxsarco.com/-/media/spiraxsarco/international/documents/es/ti/spira-trol-ti-s24-60-es.ashx?rev=a8d0ec15574d41dbbb191de59a18fa8d>

En la figura 37 se expresan las condiciones de operación normales para la válvula y sus zonas de restricción. La planta las cumple plenamente (6,65 bar de presión y 162,9°C de temperatura). El catálogo además, incluye una guía para seleccionar de forma personalizada los materiales de diversas partes de la válvula, como: su tipo de apertura, su tipo de cierre, su tipo de tapa, el accionamiento, el tamaño, la serie, la dirección de flujo, entre otros parámetros. La empresa también ofrece su criterio de selección personalizado según las condiciones de uso que se le especifiquen.

### 10.12.3 Válvula de parada

El procedimiento para elegir la válvula de parada de la planta, es parecido al de la válvula de control:

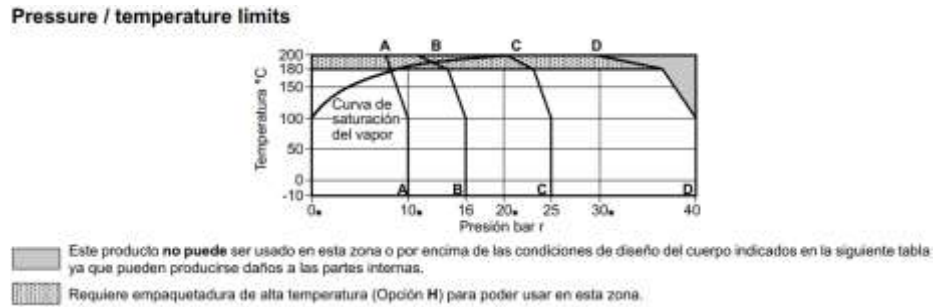
Cuadro 34. Coeficiente de válvula requerido en función de  $P_1$ .

$P_1$ (bar)	$P_2$ (bar)	$\Delta P$ (bar)	$\dot{m}$ (kg/h)	$x$	$k_v$
6,65	6,65	0	89.280	0,00003947443419	$\infty$
6,75	6,65	0,1	89.280	0,0148148148	4192,215
7,15	6,65	0,5	89.280	0,0699300699	1883,701
7,65	6,65	1	89.280	0,130718954	1341,588
8,15	6,65	1,5	89.280	0,184049080	1103,522
8,65	6,65	2	89.280	0,231213873	962,891
9,65	6,65	3	89.280	0,310880829	798,407
10,65	6,65	4	89.280	0,375586854	702,531
11,47	6,65	4,816	89.280	0,42	648,902

Fuente: elaboración propia.

El coeficiente de válvula adecuado se da para una caída de presión de 100 [kPa] y se instala antes, por eso es que la presión aguas abajo, es la presión aguas arriba de la válvula de control. Por otro lado, este tipo de válvula es todo o nada, es decir: su función se limita a permitir o interrumpir el flujo másico de vapor geotérmico. Spirax Sarco ofrece una válvula todo o nada (PF6) para vapor hasta 180 [°C], normalmente cerrada (NC) o normalmente abierta (NO), prefiriendo esta última opción, ya que solo se necesita cerrar esporádicamente (más que todo cuando ocurran fallas o se necesite realizar mantenimiento). El dimensionamiento de la válvula se encuentra estandarizado de ½" a 2" y se puede solicitar de forma personalizada de acuerdo al coeficiente requerido. La presión y temperatura aguas arriba de la válvula de parada es 765 [kPa] y 168,6 [°C], cumpliendo con los rangos de operación de la válvula en la figura 38.

Figura 38. Condiciones de operación de la válvula PF6 todo o nada.



Fuente: SPIRAX SARCO. Válvulas todo o nada con actuador de pistón Tipo PF6 en acero inoxidable [en línea]. p. 2. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022].

Disponibile en: [https://content.spiraxsarco.com/-/media/spiraxsarco/international/documents/es/ti/tipo\\_pf6-ti-p373-13-es.ashx?rev=809849f12a9347168bdc9cd273266124](https://content.spiraxsarco.com/-/media/spiraxsarco/international/documents/es/ti/tipo_pf6-ti-p373-13-es.ashx?rev=809849f12a9347168bdc9cd273266124)

#### 10.12.4 Válvula de bola

Esta válvula está ubicada antes de que la porción de masa de vapor motriz sea desviada al eyector, por lo que cuenta con mayor flujo másico respecto a la válvula de control y la válvula de parada.

Cuadro 35. Coeficiente de válvula requerido en función de  $P_1$ .

$P_1$ (bar)	$P_2$ (bar)	$\Delta P$ (bar)	$\dot{m}$ (kg/h)	$x$	$k_v$
7,65	7,65	0	90.992	0,00003947443419	$\infty$
7,75	7,65	0,1	90.992	0,0129032258	3983,613
8,15	7,65	0,5	90.992	0,0613496933	1788,324
8,65	7,65	1	90.992	0,115606936	1272,393
9,15	7,65	1,5	90.992	0,163934426	1045,55
9,65	7,65	2	90.992	0,207253886	911,364
11,65	7,65	4	90.992	0,343347639	661,993
13,19	7,65	5,54	90.992	0,42	574,895

Fuente: elaboración propia.

La serie J de las válvulas Spira-trol también ofrece válvulas de bola 2 vías, solo que a diferencia de las válvulas de control, es preferible una de apertura rápida, ya que no genera tantas pérdidas y no es necesario tener un control preciso del flujo másico. Las condiciones de operación que la planta exige para esta válvula, son: 865 kPa y 173,7°C, que se encuentran dentro del rango de la figura 37.

#### 10.12.5 Válvula de estrangulamiento

Para el caso de la válvula de estrangulamiento, existe una presión aguas arriba definida, que es la presión con la que el fluido geotérmico llega a boca de pozo; por lo tanto, solo se puede obtener un valor para el coeficiente de válvula.

Presión aguas arriba ( $P_1$ ): 23,18 (bar). | Presión aguas abajo ( $P_2$ ): 8,65 (bar).

Flujo másico: 686.160 (kg/h). | Caída de presión ( $\Delta P$ ): 14,53 (bar).

Proporción de pérdida de presión a través de la válvula:  $x = 0,6268$

Debido a que  $0,6268 > 0,42$ , se usa la otra ecuación (sin la raíz cuadrada) para obtener el coeficiente de válvula respectivo:  $k_v = 2466,78$ .

Las condiciones de la válvula de control 2 vías serie J (figura 37), siguen siendo consistentes para una presión de 23,18 [bar] y una temperatura de 220 [°C]. Se elige un tipo de apertura equiporcentual para tener control adecuado del flujo másico; también debe contar con un coeficiente de válvula máximo que sea al menos un 20% superior al obtenido.

#### 10.13 EYECTOR DE GASES NO CONDENSABLES

GEA Wiegand diseña y construye eyectores desde hace casi un siglo y ofrece servicios como instalación, mantenimiento, asesoría, entre otros. Cuenta con la certificación ISO 9001 en todas sus sedes.

Cuadro 36. Condiciones de entrada y salida en el eyector.

Fluidos	Temperatura (°C)	Presión (kPa)	Flujo másico (kg/s)	Flujo másico (kg/h)
Fluido motriz (vapor y GNC)	156,5	565	0,4756	1712,16
Fluido de succión (GNC)	47,9	14,23	0,248	892,8
Fluido de salida (vapor y GNC)	---	76	---	---

Fuente: elaboración propia.

Además de las condiciones en el cuadro 36, GEA Wiegand requiere la composición química de los GNC que en este caso es: en mayor parte dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), y en menor medida: Metano (CH<sub>4</sub>), Nitrógeno (N<sub>2</sub>), Helio (He) y Argón (Ar). El dióxido de carbono y el metano, están constituidos por el isótopo carbono 13 (<sup>13</sup>C). Por otro lado, el vapor geotérmico, puede contener partículas de sólidos, arrastradas en el proceso de separación del líquido con el vapor: Sodio (Na), Potasio (K), Calcio (Ca), Magnesio (Mg), Litio (Li), Estroncio (Sr), Boro (B), Hierro (Fe), Manganeso (Mn), Cloro (Cl), Sulfato (SO<sub>4</sub>), Bicarbonato (HCO<sub>3</sub>), Flúor (F), Silicio (Si), Óxido de Silicio (SiO<sub>2</sub>).

Figura 39. Modelo de eyector diseñado y construido por la empresa GEA Wiegand.



Eyector de un sistema de vacío de 4 etapas para la desgasificación del acero.  
Caudal de aspiración: 2.100 kg/h @ 2.387.000 m<sup>3</sup>/h, presión abs. de aspiración:  
0,6 mbar

Fuente: GEA WIEGAND. Sistemas de vacío por eyección [en línea]. p. 6. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2018]. Disponible en: [https://www.gea.com/es/binaries/eyector-vacio-bomba-vapor-gea\\_tcm25-34892.pdf](https://www.gea.com/es/binaries/eyector-vacio-bomba-vapor-gea_tcm25-34892.pdf)

## 10.14 EQUIPO DE PERFORACIÓN PARA LA EXTRACCIÓN Y PARA LA REINYECCIÓN

Massenza Drilling Rigs es una empresa líder en el diseño y fabricación de plataformas de perforación; brindan asesoría y personalizan sistemas para cumplir con las necesidades de cada caso. Se encuentran certificados por la norma ISO 9001 de 2015. El reservorio principal del sistema geotérmico de Paipa, se encuentra entre 1 y 1,2 kilómetros de profundidad, y Massenza cuenta con el equipo (MI60) para esas condiciones.

Figura 40. Especificaciones equipo de perforación MI60 de Massenza.

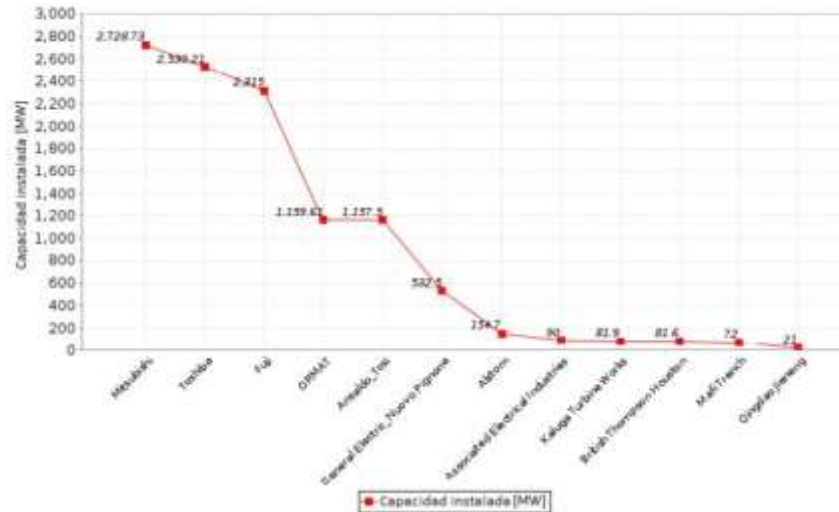
<b>MÉTODOS DE TRABAJO</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Rotación con circulación directa</li> <li>- Destrucción de núcleos con inyección de agua, lodo y espuma.</li> <li>- Rotación con martillo en fondo.</li> <li>- Circulación inversa con martillo en fondo.</li> <li>- Circulación inversa.</li> <li>- Testigos.</li> </ul>	<b>MÁSTE:</b> <p>máximo recorrido de la cabeza de rotación 10,6 m (34 ft 6) Tiro 54000 daft (171400 lbf) empuje 26000 daft (56450 lbf)</p>
<b>UNIDAD DE POTENCIA</b> <p>Potencia del motor desde 394 Hp (294 kW) hasta 631 Hp (460 kW)</p>	<b>CABEZA DE ROTACIÓN:</b> <p>modelo TM01: máximo par 54028 Nm (20004 lbf-ft) - máxima velocidad 185 Rpm            modelo TM00CH2: máximo par 83200 Nm (7123 lbf-ft) - máxima velocidad 1000 Rpm</p>
<b>DEPOSITO DE COMBUSTIBLE</b> <p>Capacidad desde 300 litros (79 gal) hasta 800 litros (210 gal)</p>	<b>CABRESTANTE</b> <p>Estándar: máximo tiro en 1" línea 10000 daft (22045 lbf) Opcional: máximo tiro en 1" línea 15000 daft (33068 lbf); Wire-line tiro directo máximo 1300 daft (2872 lbf) (280 m (4462 ft) de cable 93 m/min (305 ft/min))</p>
<b>DESPLAZAMIENTO DEL MÁSTE (OPCIONAL):</b> <p>recorrido 2250 mm (7 ft 8 1/2)</p>	<b>MESA DE MORDAZAS HIDRÁULICA DOBLE</b> <p>modelo M5220: máximo peso interior @ 520 mm (20")            modelo M5420: máximo peso interior @ 420 mm (16")</p>

Fuente: MASSENZA DRILLING RIGS [sitio web]. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.massenzaperforadoras.es/equipo-de-perforacion-mi60/>

## 10.15 CONTRATO LLAVE EN MANO

Existen empresas dedicadas a la construcción de plantas geotérmicas, encargándose de todas las etapas del proyecto.

Figura 41. Principales constructoras de plantas geotérmicas.



Fuente: WEB GEOTHERMAL DATA BASE, citada por: MUNEVAR ORTÍZ, Juan David; Propuesta para la localización, selección de maquinaria, selección de proveedores y distribución de una planta para la producción de energía eléctrica mediante el uso del recurso geotérmico [en línea]. Bogotá D.C.: Pontificia Universidad Javeriana. Facultad de Ingeniería Industrial, 2012. p. 58. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://repository.javeriana.edu.co/bitstream/handle/10554/13657/MunevarOrtizJuanDavid2012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

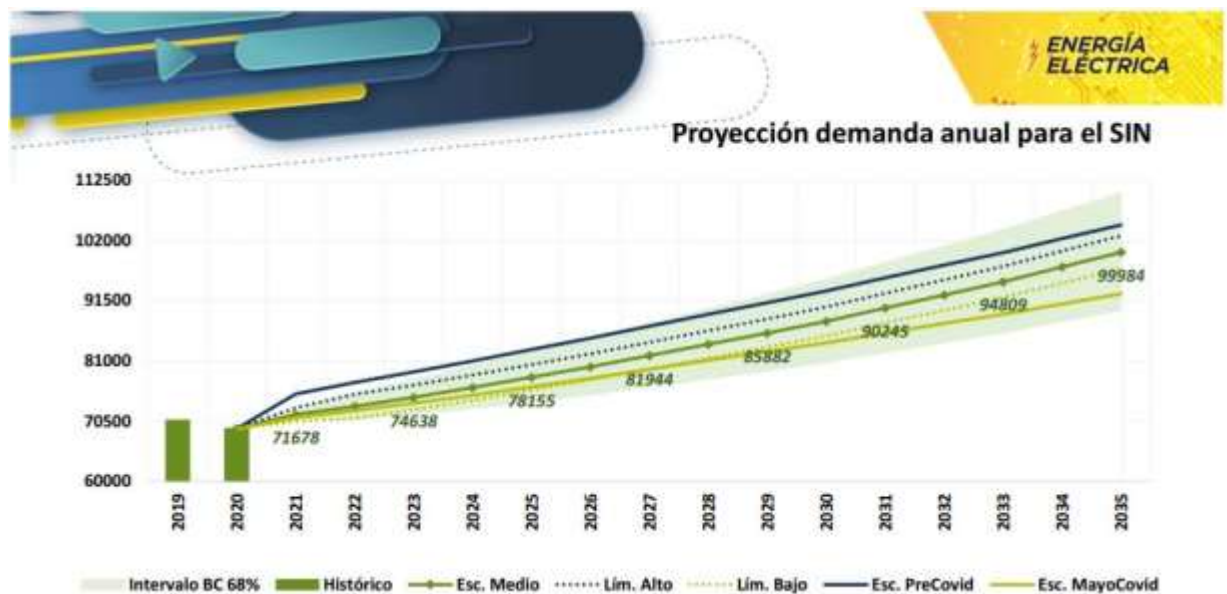
## 11. ANÁLISIS ECONÓMICO

### 11.1 PLANTA GEOTÉRMICA

Es difícil acceder a costos específicos y actualizados por suministro de maquinaria o por diversos servicios debido a que la competencia del mercado origina la confidencialidad como estrategia. Por tal motivo, se llevará a cabo un análisis de costos sobre algunas plantas geotérmicas instaladas anteriormente para deducir el costo aproximado actual para el modelo estudiado (inicios del 2022).

#### 11.1.1 DEMANDA ENERGÉTICA

Figura 42. Proyección demanda anual de energía eléctrica en Colombia (GWh)



Fuente: UPME. Proyecciones de demanda de energéticos [en línea]. Subdirección de demanda. Informe 2021. p. 15. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion\\_Proyeccion\\_Demanda2021.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion_Proyeccion_Demanda2021.pdf)

La UPME indica que de 2021 a 2035 habrá un crecimiento promedio anual de la demanda de 2,28% a 2,68%, con una probabilidad del 34%, incluyendo los 2 años de retroceso a causa de la pandemia entre 2020 y 2021<sup>38</sup>, tal como se puede ver en la figura 42, reflejando la necesidad constante de ampliar y diversificar la matriz energética.

### 11.1.2 INFLACIÓN COLOMBIANA

Cuadro 37. Inflación colombiana desde 1967 hasta 2021.

Año	Inflación (%)	Año	Inflación (%)	Año	Inflación (%)	Año	Inflación (%)
1967	7,9	1981	26,36	1995	19,46	2009	2
1968	6,46	1982	24,03	1996	21,63	2010	3,17
1969	8,9	1983	16,62	1997	17,68	2011	3,73
1970	7,06	1984	18,28	1998	16,7	2012	2,44
1971	12,84	1985	22,45	1999	9,23	2013	1,94
1972	13,53	1986	20,95	2000	8,75	2014	3,66
1973	22,49	1987	24,02	2001	7,65	2015	6,77
1974	25	1988	28,12	2002	6,99	2016	5,75
1975	17,52	1989	26,12	2003	6,49	2017	4,09
1976	25,6	1990	32,36	2004	5,5	2018	3,18
1977	27,45	1991	26,82	2005	4,85	2019	3,8
1978	19,75	1992	25,13	2006	4,48	2020	1,61
1979	28,81	1993	22,6	2007	5,69	2021	5,62
1980	25,96	1994	22,59	2008	7,67	2022	---

Fuente: elaboración propia con base en: SINTRAPREVI. Resumen histórico índice de precios al consumidor, Colombia [en línea]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.sintraprevi.org/pdf/indicadores/ipc.pdf>

<sup>38</sup> UPME. Proyecciones de demanda de energéticos [en línea]. Subdirección de demanda. Informe 2021. p. 15. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion\\_Proyeccion\\_De\\_manda2021.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion_Proyeccion_De_manda2021.pdf)

Con base en el cuadro 37, se puede deducir que el incremento promedio anual de la inflación colombiana durante los últimos 12 años (2010-2021), es de 3,81%. Este dato, será de utilidad para predecir la rentabilidad de esta planta en Colombia.

### 11.1.3 INGRESOS

En Boyacá, según datos de la Empresa de Energía de Boyacá (EBSA), para mayo de 2022, el costo oficial de la energía eléctrica residencial (conexión al nivel de tensión 1 – NT1) es de 662,1456 COP\$/kWh<sup>39</sup> equivalente a 0,1685 US\$/kWh, tomando el precio del dólar a COP\$ 3.930, entre el 22 y 23 de febrero de 2022<sup>40</sup>.

Cuadro 38. Precios de la energía eléctrica en Boyacá (noviembre de cada año).

Año	Precio (COP\$/kWh)	Aumento (COP\$)	Aumento (%)
2014	383,07	---	---
2015	434,0394	50,9694	13,3
2016	455,5905	21,5511	5
2017	459,337	3,7465	0,82
2018	502,9878	43,6508	9,5
2019	507,7651	4,7773	0,95
2020	518,7545	10,9894	2,16
2021	587,9664	69,2119	13,3

Fuente: elaboración propia con base en: EBSA. Tarifas del mes [en línea]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.ebsa.com.co/sitio/tarifas\\_del\\_mes](https://www.ebsa.com.co/sitio/tarifas_del_mes)

<sup>39</sup> EBSA. Tarifas mes mayo de 2022 [en línea]. [Fecha de consulta: 03 de junio de 2022]. Disponible en: <https://www.ebsa.com.co/uploads/tarifas/a4fef-aviso-ebsa-tarifas-mayo-2022.jpg>.

<sup>40</sup> CAPITAL COLOMBIA. [Sitio web]. Precio del dólar en Colombia en el año 2022. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.capitalcolombia.com/index.php?sec=trm\\_precio\\_dolar\\_en\\_colombia&p\\_ag=ano&consulta=2022](https://www.capitalcolombia.com/index.php?sec=trm_precio_dolar_en_colombia&p_ag=ano&consulta=2022)

Según el cuadro 38, se puede inferir que hay en promedio, un aumento interanual del 6,43% en el precio de la energía. Por otro lado, considerando un 90% de disponibilidad anual de la planta (7884 horas), y teniendo en cuenta su capacidad neta (10.000 kW), se deduce una producción anual de 78.840.000 kWh que al multiplicar por el precio de la energía para inicios de 2022 (662,1456 COP\$/kWh) se proyecta un ingreso total de COP\$ 52.203.559.104 para el primer año de operación, equivalente a US\$ 13.283.348,3725\*. Para los siguientes años, se debe tener en cuenta su aumento con base en el incremento promedio interanual de la energía (6,43%).

#### 11.1.4 EGRESOS

##### 11.1.4.1 Inversión inicial

Badillo y Ramos en su investigación de 2013, citan información detallada sobre la planta geotérmica OLADE/CEPAL/GTZ de 15 megavatios del año 2000<sup>41</sup>, concluyendo en una inversión total de US\$ 30.063.000. Actualizando este costo a inicios de 2022 mediante la inflación colombiana entre el año 2001 y 2021 (ver cuadro 37), se obtiene US\$ 77.406.697,24, que al dividirlo en la potencia neta (15.000 kW), se obtiene un valor aproximado de 5.160,4465 US\$/kW. Este dato, permite inferir que la inversión inicial para una planta de 10.000 kW a inicios de 2022, rondará los US\$ 51.604.465.

Por otro lado, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) estimó el costo de dos plantas tipo flash simple: 3000 US\$/kW para la planta Blundell (Utah – USA,

---

\* Ver tasa de cambio en la página 133.

<sup>41</sup> BADILLO, Claudia Patricia y RAMOS R, Hollman Leonardo. Generación de energía geotérmica en Colombia [en línea]. Trabajo de grado Especialista en gerencia de proyectos. Bogotá D.C.: Universidad EAN. Universidad EAN, 2013. Pág. 49-52. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://repository.universidadean.edu.co/bitstream/handle/10882/6012/RamosHollman2013.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

1984), generadora de 20 megavatios netos, y 2500 US\$/kW para la planta Steamboat Hills (Nevada – USA, 1988), generadora de 12 megavatios netos; incluyendo costos del campo y de la planta<sup>42</sup>.

Cuadro 39. Evolución del costo de la planta Blundell, teniendo en cuenta la inflación de Estados Unidos desde 1985 hasta 2021.

Año	Factor de inflación anual	Costo (US\$/kW)	Año	Factor de inflación anual	Costo (US\$/kW)	Año	Factor de inflación anual	Costo (US\$/kW)
1984	---	3000	1997	1,017	4595	2010	1,015	6244
1985	1,038	3114	1998	1,0161	4669	2011	1,0296	6429
1986	1,011	3148	1999	1,0268	4794	2012	1,0174	6541
1987	1,0443	3288	2000	1,0339	4957	2013	1,015	6639
1988	1,0442	3433	2001	1,0155	5034	2014	1,0076	6690
1989	1,0465	3593	2002	1,0238	5153	2015	1,0073	6739
1990	1,0611	3812	2003	1,0188	5250	2016	1,0207	6878
1991	1,0306	3929	2004	1,0326	5421	2017	1,0211	7023
1992	1,029	4043	2005	1,0342	5607	2018	1,0191	7157
1993	1,0275	4154	2006	1,0254	5749	2019	1,0229	7321
1994	1,0267	4265	2007	1,0408	5984	2020	1,0136	7421
1995	1,0254	4373	2008	1,0009	5989	2021	1,0704	7943
1996	1,0332	4518	2009	1,0272	6152	2022	---	---

Fuente: elaboración propia con base en: WORLWIDE INFLATION DATA. [Sitio web]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/estados-unidos/inflacion-historica/ipc-inflacion-estados-unidos.aspx>

<sup>42</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energías alternativas y difusión. Utilización de la energía geotérmica, documento descriptivo. Documento ANC-0603-21-00. Versión 00. Unión temporal ICONTEC-AENE. Bogotá D.C., 2003. p. 45.

El cuadro 39, indica que para inicios de 2022, el precio de una planta geotérmica de 20 megavatios netos, es aproximadamente 8.000 US\$/kW. Este dato puede confirmarse si se compara su valor en cualquier año con el costo de una planta instalada ese mismo año. Por ejemplo: Cerro Pabellón es la primera planta geotérmica de sudamérica, instalada en Chile en 2017, cuyo costo aproximado fue de US\$ 320.000.000 para dos unidades, cada una de 24.000 kW (48.000 kW en total), correspondiendo a un costo específico de 6.666 US\$/kW<sup>43</sup>; similar al de la planta Blundell para ese mismo año (7.023 US\$/kW según el cuadro 39). Esto demuestra la fiabilidad en las estimaciones de la UPME. Si se aplica el mismo método pero con la planta de Steamboat Hills (12 MW; 1988), cuyo costo original es 2500 US\$/kW, se obtiene un precio de 5.784,4401 US\$/kW a inicios de 2022. Usando este dato para una planta de 10.000 kW netos, se puede inferir una inversión inicial de US\$ 57.844.401, que es parecida a la deducida de la investigación de Badillo & Ramos (US\$ 51.604.465). Promediando los dos valores obtenidos, la inversión inicial sería de US\$ 54.724.433, que equivale a COP\$ 215.067.021.690 (ver tasa de cambio en la página 133).

#### 11.1.4.2 Costo de generación (operación y mantenimiento)

Bona<sup>44</sup> señala en el 2017 que en general, los costos por operación y mantenimiento se encuentran en el rango de 0,01 a 0,03 US\$/kWh, siendo reportados comúnmente como costos fijos. Por tratarse de una planta tipo flash y por ser pequeña (10 MW) respecto a la mayoría de su estilo, sus costos serán los mínimos, es decir: 0,01 US\$/kWh, que para una producción anual de 78.840.000 kWh corresponde a US\$ 788.400, que al actualizarlos a inicios de 2022 mediante inflación colombiana

---

<sup>43</sup> ENAP. [Sitio web]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.enap.cl/pag/683/1829/cerro\\_pabellon](https://www.enap.cl/pag/683/1829/cerro_pabellon)

<sup>44</sup> BONA, Paolo. Costos de inversión y operación de proyectos geotérmicos [en línea]. Seminario internacional energía geotérmica. Perú, 2017. p. 2. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGEE/SEMINARIOGEOTERMIA/COSTOS%20DE%20INVERSION-P\\_BONA-%20NICARAGUA.pdf](https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGEE/SEMINARIOGEOTERMIA/COSTOS%20DE%20INVERSION-P_BONA-%20NICARAGUA.pdf)

(cuadro 37), se deduce un costo de US\$ 906.195,9297, equivalente a COP\$ 3.561.350.004\*, para el primer año de funcionamiento; para los siguientes años se debe tener en cuenta su aumento con base en la inflación promedio interanual en Colombia: 3,81% (ver página 127).

#### 11.1.4.3 Costo de transmisión

Badillo & Ramos, consideran que el costo de transmisión equivale aproximadamente al 15% del costo de generación<sup>45</sup>, y este dato concuerda con lo que expresan las tarifas de la EBSA para mayo del 2022 (aproximadamente 16%; prefiriendo este dato).<sup>46</sup> El 16% de US\$ 906.195,9297 es US\$ 144.991,3488, que corresponde a COP\$ 569.816.001 para el primer año de operación. Esta proporción se mantiene durante todo el desarrollo del proyecto; de tal modo que si aumenta el costo de generación, también aumenta el costo de transmisión.

#### 11.1.4.4 Financiación (préstamo)

La inversión inicial del proyecto se puede cubrir solicitando un préstamo al BID, debido a que esta entidad apoya este tipo de proyectos. El crédito que ofrecen se llama “Facilidad de Financiamiento Flexible (FFF)”<sup>47</sup>, cuya tasa de interés trimestral promedio desde la fecha de su creación (2012) hasta el segundo trimestre del 2022 es 1,83%<sup>48</sup>, con vencimiento máximo de 25 años y 5.5 años de periodo de gracia<sup>49</sup>.

---

<sup>45</sup> BADILLO y RAMOS. Op. cit., p. 57.

<sup>46</sup> EBSA. Tarifas mes mayo de 2022. Op. cit.

<sup>47</sup> BID. Soluciones financieras – facilidad de financiamiento flexible (FFF) [en línea]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.iadb.org/es/bid-finanzas/facilidad-de-financiamiento-flexible>

<sup>48</sup> BID. Tasa de interés y cargos financieros históricos [en línea]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=EZSHARE-1436601171-381>

<sup>49</sup> BID. Facilidad de financiamiento flexible (FFF) [en línea]. Opciones de tasa de interés. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=EZSHARE-1314184212-426>

Además de estas características, el prestatario puede solicitar el crédito en dólares o en moneda local (pesos colombianos para el caso de estudio), y puede gozar de la condonación de parte de la deuda en las fases de exploración para el caso en que los pozos no resulten viables. Los 5.5 años de periodo de gracia van antes del inicio de la operación de la planta, correspondientes a la fase de estudios (2 años de exploración superficial y 2 de exploración profunda) y a la fase de construcción (1 año y medio). La tasa de interés efectiva anual con base en la tasa promedio trimestral, se obtiene mediante la ecuación descrita en el marco teórico:

$$i_{ea} = (1 + 0,0183)^4 - 1 = 0,0752 = 7,52\%$$

Con base en esas características de crédito que ofrece el BID, se puede calcular la cuota anual a pagar mediante la ecuación del marco teórico:

$$P(COP\$) = COP\$ 215.067.021.690 \cdot \left( \frac{(1 + 0,0752)^{25} \cdot (0,0752)}{(1 + 0,0752)^{25} - 1} \right) = COP\$ 19.327.667.260$$

Ese valor de la cuota equivale a US\$ 4.917.981,49<sup>11</sup> (ver página 128).

### 11.1.5 IMPUESTOS

- **INCENTIVOS TRIBUTARIOS** La ley 1715<sup>50</sup>, modificada por la ley 2099<sup>51</sup>, concede cuatro beneficios tributarios para la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables no convencionales que son:
  - **Deducción especial para determinar el impuesto sobre la renta:** el artículo 11 indica una deducción máxima del 50% de la renta líquida del contribuyente durante máximo 15 años.
  - **Exclusión de bienes y servicios del IVA:** el artículo 12 menciona que todo producto o servicio, sea de origen nacional o exterior, está exento del impuesto a las ventas (IVA).
  - **Exención de gravámenes arancelarios:** el artículo 13 dice que el inversionista no debe pagar gravámenes arancelarios por importación de productos no producidos en el país, destinados a la etapa de inversión o reinversión.
  - **Depreciación acelerada:** el artículo 14 señala el derecho para acceder a una depreciación máxima del 33,33% sobre máquinas y demás componentes.
  
- **IMPUESTO BÁSICO**

En el literal 'a' del artículo 7° de la ley 56 se dispuso lo siguiente: “Las entidades propietarias de obras para generación de energía eléctrica, podrán ser gravadas

---

<sup>50</sup> COLOMBIA. EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715 (13, mayo, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. En: Presidencia de la República. [Sitio web]. Documento PDF. p. 11 y 12. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY%201715%20DEL%2013%20DE%20MAYO%20DE%202014.pdf>

<sup>51</sup> COLOMBIA. EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 2099 (10, julio, 2022). Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. En: Presidencia de la República. [Sitio web]. Documento PDF. p. 5-7. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%202099%20DEL%2010%20DE%20JULIO%20DE%202021.pdf>

con el impuesto de industria y comercio, limitada a cinco pesos (\$5.00) anuales por cada kilovatio, instalado en la respectiva central generadora<sup>52</sup>. En este caso, al ser 10.000 kilovatios instalados, el costo anual por impuestos, corresponde a COP\$ 50.000, equivalente a US\$ 12,7226\*. Este valor se mantiene durante todo el desarrollo del proyecto.

## • IMPUESTO SOBRE LA RENTA

El artículo 240 del capítulo II de la ley 2155 establece la tarifa general del impuesto sobre la renta que deben pagar las personas jurídicas obligadas a declarar, correspondiente al 35% a partir del año gravable 2022<sup>53</sup>. Debido a que uno de los incentivos tributarios para fuentes de energía renovable no convencional, es deducir hasta un máximo del 50% de la renta líquida del contribuyente durante un periodo máximo de 15 años, el impuesto sobre la renta para la planta geotermoeléctrica será del 35% sobre el 50% de las utilidades durante 15 años, y del 35% sobre el 100% de las utilidades durante los 10 años restantes de su vida útil.

### 11.1.6 EGRESO SUBTOTAL

Se calcula sumando las siguientes salidas de dinero anuales: cuota del préstamo, costo de generación, costo de transmisión y pago del impuesto básico:

---

\* Ver tasa de cambio en la página 133.

<sup>52</sup> COLOMBIA. EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 56 (1, septiembre, 1981). Por la cual se dictan normas sobre obras públicas de generación eléctrica, y acueductos, sistemas de regadío y otras y se regulan las expropiaciones y servidumbres de los bienes afectados por tales obras. En: función pública. [Sitio web]. Documento PDF. p. 2. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma\\_pdf.php?i=279](https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=279)

<sup>53</sup> COLOMBIA. EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 2155 (14, septiembre, 2021). Por medio de la cual se expide la ley de inversión social y se dictan otras disposiciones. En: Presidencia de la República. [sitio web]. Documento PDF. p. 5. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%202155%20DEL%2014%20SEPTIEMBRE%20DE%202021.pdf>

$$\text{COP\$ } 19.327.667.260 + \text{COP\$ } 3.561.350.004 + \text{COP\$ } 569.816.001 + \text{COP\$ } 50.000 \\ = \text{COP\$ } 23.458.883.265$$

Que a su vez, equivale a US\$ 5.969.181,4924\*. Este subtotal corresponde al primer año de operación y su variación depende de los cambios de cada egreso.

#### **11.1.7 UTILIDADES PARCIALES**

Es la diferencia entre ingreso y egreso subtotal:

$$\text{COP\$ } 52.203.559.104 - \text{COP\$ } 23.458.883.265 = \text{COP\$ } 28.744.675.839$$

Y equivale a US\$ 7.314.166,8802\*. Estas utilidades corresponden al primer año de operación; su variación depende de los cambios del egreso y del ingreso a través de los años.

#### **11.1.8 IMPUESTO SOBRE LA RENTA**

Es el 35% sobre el 50% de las utilidades parciales:

$$(35\%) \cdot (50\%) \cdot (\text{COP\$ } 28.744.675.839) = \text{COP\$ } 5.030.318.272$$

Que equivale a US\$ 1.279.979,204 para el primer año de operación.

Ver tasa de cambio en la página 133.

#### **11.1.9 FLUJO DE CAJA**

Se obtiene al restarle a las utilidades parciales, el monto equivalente al impuesto sobre la renta:

$$\begin{aligned} & \text{COP\$ } 28.744.675.839 - (35\%) \cdot (50\%) \cdot (\text{COP\$ } 28.744.675.839) \\ & = \text{COP\$ } 23.714.357.567 \end{aligned}$$

Que corresponde a US\$ 6.034.187,<sup>6761</sup>\* para el primer año de operación.

### 11.1.10 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En seguida, se resumen los parámetros para evaluar la rentabilidad del proyecto:

Cuadro 40. Producción anual

Descripción	Cantidad
Potencia (kW)	10.000
Energía (kWh)	78.840.000

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 41. Datos del crédito.

Descripción	Cantidad	
	US\$	COP\$
Valor del préstamo	54.724.433	215.067.021.690
Tasa de interés (%)	7,52	
Periodo de amortización (años)	25	
Cuota anual	US\$	COP\$
	4.917.981, <sup>4911</sup>	19.327.667.260

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 42. Flujos para el primer año de operación.

Descripción	Cantidad		Cantidad específica	
	US\$	COP\$	US\$/kWh	COP\$/kWh
Generación	906.195,9297	3.561.350.004	0,0115	45,17
Transmisión	144.991,3488	569.816.001	0,0018	7,23
Impuesto básico	12,7226	50.000	0,0000002	0,0006
Egreso subtotal	5.969.181,4924	23.458.883.265	0,0757	297,55
Ingreso total	13.283.348,3725	52.203.559.104	0,1685	662,15
Utilidades parciales	7.314.166,8802	28.744.675.839	0,0928	364,60
Impuesto sobre la renta	1.279.979,2040	5.030.318.272	0,0162	63,80
Flujo de caja	6.034.187,6761	23.714.357.567	0,0765	300,79

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 43. Incrementos interanuales.

Descripción	Cantidad
Inflación promedio (%)	3,81
Incremento promedio de la energía (%)	6,43

Fuente: elaboración propia.

El cuadro 44 muestra que en más del 64% del proyecto, los intereses son mayores que el abono a capital (del año 1 al 16), pagando en total, más del doble del

préstamo solicitado en un inicio (2,25 veces), de tal modo que el monto total por pago de intereses, es superior al capital neto a devolver (1,25 veces).

Cuadro 44. Estructura del crédito de la geotermoelectrica.

Año	Cuota del préstamo	Intereses	Abono a capital	Saldo
0	---	---	---	-215.067.021.690
1	19.327.667.260	16.173.040.031	3.154.627.229	-211.912.394.461
2	19.327.667.260	15.935.812.063	3.391.855.196	-208.520.539.265
3	19.327.667.260	15.680.744.553	3.646.922.707	-204.873.616.558
4	19.327.667.260	15.406.495.965	3.921.171.295	-200.952.445.263
5	19.327.667.260	15.111.623.884	4.216.043.376	-196.736.401.887
6	19.327.667.260	14.794.577.422	4.533.089.838	-192.203.312.049
7	19.327.667.260	14.453.689.066	4.873.978.194	-187.329.333.855
8	19.327.667.260	14.087.165.906	5.240.501.354	-182.088.832.501
9	19.327.667.260	13.693.080.204	5.634.587.056	-176.454.245.445
10	19.327.667.260	13.269.359.257	6.058.308.002	-170.395.937.443
11	19.327.667.260	12.813.774.496	6.513.892.764	-163.882.044.679
12	19.327.667.260	12.323.929.760	7.003.737.500	-156.878.307.179
13	19.327.667.260	11.797.248.700	7.530.418.560	-149.347.888.618
14	19.327.667.260	11.230.961.224	8.096.706.036	-141.251.182.583
15	19.327.667.260	10.622.088.930	8.705.578.330	-132.545.604.253
16	19.327.667.260	9.967.429.440	9.360.237.820	-123.185.366.433
17	19.327.667.260	9.263.539.556	10.064.127.704	-113.121.238.729
18	19.327.667.260	8.506.717.152	10.820.950.107	-102.300.288.621
19	19.327.667.260	7.692.981.704	11.634.685.556	-90.665.603.066
20	19.327.667.260	6.818.053.351	12.509.613.909	-78.155.989.157
21	19.327.667.260	5.877.330.385	13.450.336.875	-64.705.652.281
22	19.327.667.260	4.865.865.052	14.461.802.208	-50.243.850.073
23	19.327.667.260	3.778.337.525	15.549.329.734	-34.694.520.338
24	19.327.667.260	2.609.027.929	16.718.639.330	-17.975.881.008
25	19.327.667.260	1.351.786.252	17.975.881.008	0
<b>Total</b>	<b>483.191.681.497</b>	<b>268.124.659.807</b>	<b>215.067.021.690</b>	<b>---</b>

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 45. Tabla de rentabilidad para la planta geotermoelectrica (10 MW) en COP\$.

Año	Cuota del préstamo	Impuesto básico	Costo de generación	Costo de transmisión	Egreso subtotal	Ingreso (venta de energía)	Utilidades parciales	Impuesto sobre la renta	Flujo de caja	Saldo
0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-215.067.021.690
1	19.327.667.260	50.000	3.561.350.004	569.816.001	23.458.883.265	52.203.559.104	28.744.675.839	5.030.318.272	23.714.357.567	-191.352.664.123
2	19.327.667.260	50.000	3.697.037.439	591.525.990	23.616.280.689	55.560.247.954	31.943.967.265	5.590.194.271	26.353.772.994	-164.998.891.129
3	19.327.667.260	50.000	3.837.894.566	614.063.130	23.779.674.956	59.132.771.898	35.353.096.942	6.186.791.965	29.166.304.977	-135.832.586.152
4	19.327.667.260	50.000	3.984.118.349	637.458.936	23.949.294.544	62.935.009.131	38.985.714.587	6.822.500.053	32.163.214.534	-103.669.371.618
5	19.327.667.260	50.000	4.135.913.258	661.746.121	24.125.376.639	66.981.730.218	42.856.353.579	7.499.861.876	35.356.491.703	-68.312.879.915
6	19.327.667.260	50.000	4.293.491.553	686.958.648	24.308.167.461	71.288.655.471	46.980.488.010	8.221.585.402	38.758.902.608	-29.553.977.307
7	19.327.667.260	50.000	4.457.073.581	713.131.773	24.497.922.614	75.872.516.018	51.374.593.404	8.990.553.846	42.384.039.558	12.830.062.251
8	19.327.667.260	50.000	4.626.888.084	740.302.093	24.694.907.438	80.751.118.798	56.056.211.360	9.809.836.988	46.246.374.372	59.076.436.623
9	19.327.667.260	50.000	4.803.172.520	768.507.603	24.899.397.384	85.943.415.736	61.044.018.353	10.682.703.212	50.361.315.141	109.437.751.764
10	19.327.667.260	50.000	4.986.173.393	797.787.743	25.111.678.396	91.469.577.368	66.357.898.972	11.612.632.320	54.745.266.652	164.183.018.416
11	19.327.667.260	50.000	5.176.146.600	828.183.456	25.332.047.316	97.351.071.193	72.019.023.877	12.603.329.179	59.415.694.699	223.598.713.115
12	19.327.667.260	50.000	5.373.357.785	859.737.246	25.560.812.291	103.610.745.071	78.049.932.780	13.658.738.237	64.391.194.544	287.989.907.659
13	19.327.667.260	50.000	5.578.082.717	892.493.235	25.798.293.211	110.272.915.979	84.474.622.767	14.783.058.984	69.691.563.783	357.681.471.442
14	19.327.667.260	50.000	5.790.607.668	926.497.227	26.044.822.155	117.363.464.476	91.318.642.321	15.980.762.406	75.337.879.915	433.019.351.357
15	19.327.667.260	50.000	6.011.229.820	961.796.771	26.300.743.852	124.909.935.242	98.609.191.390	17.256.608.493	81.352.582.897	514.371.934.254
16	19.327.667.260	50.000	6.240.257.677	998.441.228	26.566.416.165	132.941.644.078	106.375.227.913	37.231.329.770	69.143.898.144	583.515.832.398
17	19.327.667.260	50.000	6.478.011.494	1.036.481.839	26.842.210.593	141.489.791.792	114.647.581.199	40.126.653.420	74.520.927.780	658.036.760.177
18	19.327.667.260	50.000	6.724.823.732	1.075.971.797	27.128.512.789	150.587.585.405	123.459.072.616	43.210.675.415	80.248.397.200	738.285.157.377
19	19.327.667.260	50.000	6.981.039.516	1.116.966.323	27.425.723.099	160.270.367.146	132.844.644.048	46.495.625.417	86.349.018.631	824.634.176.008
20	19.327.667.260	50.000	7.247.017.122	1.159.522.739	27.734.257.121	170.575.751.754	142.841.494.633	49.994.523.121	92.846.971.511	917.481.147.519
21	19.327.667.260	50.000	7.523.128.474	1.203.700.556	28.054.546.290	181.543.772.591	153.489.226.302	53.721.229.206	99.767.997.096	1.017.249.144.616
22	19.327.667.260	50.000	7.809.759.669	1.249.561.547	28.387.038.476	193.217.037.169	164.829.998.693	57.690.499.543	107.139.499.151	1.124.388.643.766
23	19.327.667.260	50.000	8.107.311.512	1.297.169.842	28.732.198.614	205.640.892.659	176.908.694.045	61.918.042.916	114.990.651.129	1.239.379.294.895
24	19.327.667.260	50.000	8.416.200.081	1.346.592.013	29.090.509.354	218.863.602.057	189.773.092.703	66.420.582.446	123.352.510.257	1.362.731.805.152
25	19.327.667.260	50.000	8.736.857.304	1.397.897.169	29.462.471.733	232.936.531.669	203.474.059.937	71.215.920.978	132.258.138.959	1.494.989.944.111

Fuente: elaboración propia.

El cuadro 45 muestra que para el año 25, se proyectan ganancias netas anuales de 132 mil millones de pesos aproximadamente y un capital acumulado cercano a 1,5 billones, además de contar con un saldo positivo desde el año 7.

#### 11.1.11 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Morales y Ramírez<sup>54</sup> en el año 2020, fijan una tasa de descuento de 5,44% para proyectos geotérmicos en Colombia y de 8,56% para los internacionales. Confirmando estos datos con otras fuentes, se infiere que la tasa de descuento a nivel mundial para proyectos geotérmicos, se sitúa entre 5 y 10%. Para el análisis del VAN se usa el dato para Colombia (5,44%) y el máximo a nivel mundial (10%).

$$VAN = -215.067.021.690 + \sum_{t=1}^{25} \frac{F_t}{(1 + 0,0544)^t}$$

Debido a que los flujos de caja del cuadro 45 contienen el egreso correspondiente a la cuota anual del préstamo que se compone de un monto por intereses y un monto abonado a capital, la inversión inicial se estaría restando dos veces en la ecuación del VAN recién mostrada; por lo que se necesita sumar el valor de la cuota al flujo de caja para descontarlo como egreso, y se debe restar el monto anual por intereses, hallado en el cuadro 44. De esta manera, dentro de los flujos de caja en la sumatoria, solo se toman los montos por intereses y no los de abono a capital. La inversión inicial se deja fuera de la sumatoria porque es una deuda fija, mientras

---

<sup>54</sup> MORALES SÁNCHEZ, Duban Herley y RAMÍREZ CONTRERAS, Daniel Felipe. Propuesta de una metodología para el cálculo del costo nivelado de energía (LCOE) en proyectos de generación renovable, basado en el flujo de caja financiero [en línea]. Bucaramanga: Universidad autónoma de Bucaramanga. Facultad de ingeniería. Programa de ingeniería en energía, 2020. p. 44 y 55. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/7332/2020\\_Tesis\\_Duban\\_Herley\\_Morales\\_Sanchez.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/7332/2020_Tesis_Duban_Herley_Morales_Sanchez.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

que los montos por intereses pueden cambiar a futuro por múltiples razones, por lo que deben ser tenidos en cuenta con la tasa de descuento.

Cuadro 46. Tabulación de datos para obtener el VAN.

Año (j)	Flujo de caja	$\frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + 0,0544)^j}$	Año	Flujo de caja	$\frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + 0,0544)^j}$
0	-215.067.021.690	-215.067.021.690	13	77.221.982.343	38.785.623.900
1	26.868.984.796	25.482.724.579	14	83.434.585.951	39.743.906.602
2	29.745.628.190	26.755.455.596	15	90.058.161.227	40.685.730.377
3	32.813.227.684	27.991.924.640	16	78.504.135.964	33.636.142.368
4	36.084.385.829	29.194.277.300	17	84.585.055.484	34.371.769.069
5	39.572.535.079	30.364.552.601	18	91.069.347.308	35.097.410.360
6	43.291.992.446	31.504.688.542	19	97.983.704.187	35.813.874.367
7	47.258.017.752	32.616.527.357	20	105.356.585.421	36.521.931.856
8	51.486.875.726	33.701.820.504	21	113.218.333.971	37.222.318.217
9	55.995.902.197	34.762.233.392	22	121.601.301.359	37.915.735.347
10	60.803.574.654	35.799.349.872	23	130.539.980.864	38.602.853.438
11	65.929.587.463	36.814.676.496	24	140.071.149.588	39.284.312.669
12	71.394.932.044	37.809.646.552	25	150.234.019.967	39.960.724.822

Fuente: elaboración propia.

Reemplazando en la sumatoria los valores de flujo de caja exhibidos en el cuadro 46 desde el año 1 hasta el 25, se obtiene un VAN de COP\$ 655.373.189.133, indicando que con este proyecto, se obtendrá un beneficio neto cercano a 655 mil millones de pesos colombianos que corresponde al 43,84% del capital acumulado que se proyecta al año 25 (ver saldo del año 25 en el cuadro 45), y equivale a 3,1 veces el valor de la inversión inicial del proyecto fuera de su recuperación; en otras palabras: por cada peso invertido en el proyecto, se obtiene 4,1 pesos a cambio (el peso de la inversión más 3,1 pesos adicionales). Esta misma cifra del VAN es corroborada con Excel, sumando todos los valores correspondientes a las columnas de color dorado del cuadro 46.

Haciendo el mismo procedimiento pero con una tasa de descuento del 10%, se obtiene un VAN de aproximadamente 294 mil millones de pesos (COP\$ 294.249.008.671) que sigue siendo una cifra llamativa, ya que corresponde aproximadamente al 19,68% del capital proyectado en el año 25 (ver saldo en el cuadro 45), y equivale a 1,37 veces el valor de la inversión inicial fuera de su recuperación. Esto quiere decir que en el peor de los escenarios, por cada peso invertido, se recibe 2,37 pesos a cambio (el peso de la inversión más 1,37 pesos adicionales).

Por otro lado, en el cuadro 46 se puede observar que los flujos de caja aumentan desde el año 1 hasta el 15, y en el año 16 disminuye a un valor similar al del año 13; esto se da porque en el año 16, se deja de tener el beneficio gubernamental que rebaja el impuesto sobre la renta hasta en un 50%, y se empieza a pagar en la misma proporción de cualquier otra empresa. Sin embargo, ese cambio solo significa un retroceso de 3 años.

#### 11.1.12 TASA DE PRODUCTIVIDAD

Usando la ecuación del marco teórico con el VAN de la tasa de descuento del 5,44%, se obtiene:

$$i_p(\%) = \frac{655.373.189.133}{(215.067.021.690) \cdot (25)} \cdot (100\%) \approx 12,19\%$$

Eso quiere decir que una tasa de descuento de 5,44% equivale a recuperar la inversión inicial y obtener cada año un adicional aproximado del 12,19% de esa inversión, que corresponde a COP\$ 26.214.927.557 anuales de ganancias netas. Aplicando el mismo procedimiento para una tasa de descuento del 10%, se obtiene:

$$i_p(\%) = \frac{294.249.008.671}{(215.067.021.690) \cdot (25)} \cdot (100\%) \approx 5,47\%$$

Por lo que, para una tasa de descuento del 10%, aparte de recuperar la inversión, se obtiene un adicional anual aproximado del 5,47% de la inversión inicial del proyecto, que a la vez corresponde a COP\$ 11.769.960.347 anuales de ganancias netas. Y este sería el peor escenario según las tasas de descuento que se evalúan para este tipo de proyectos en Colombia.

### 11.1.13 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

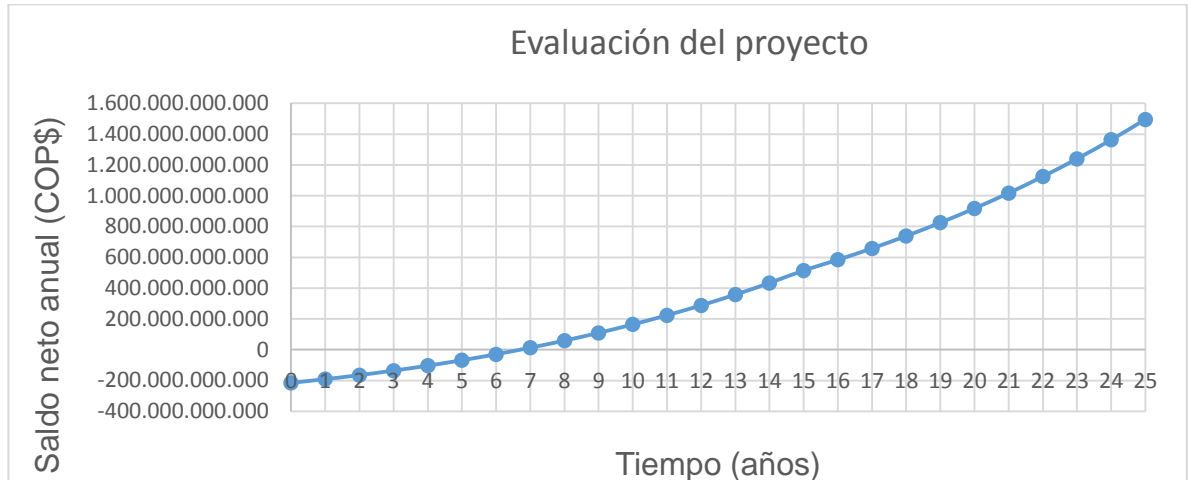
Usando de la TIR, descrita en el marco teórico:

$$-215.067.021.690 + \sum_{t=1}^{25} \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Reemplazando en la sumatoria los valores de flujo de caja exhibidos del año 1 al 25 en el cuadro 46 y despejando la TIR, se llega al resultado. Sin embargo, debido a la dificultad para despejar esa variable de la ecuación, se acude al proceso de iteración o, a algún software que facilite el trabajo. En este caso, se hace uso de Excel, obteniendo una TIR del 20,3%; una tasa superior en más de 10 puntos porcentuales, respecto a la tasa de descuento máxima en este tipo de proyectos, otorgando confiabilidad en la recuperación de la inversión y una atractiva rentabilidad del proyecto.

### 11.1.14 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PAYBACK)

Figura 43. Saldo del proyecto a lo largo de su vida útil.



Fuente: elaboración propia con base en Excel.

En la figura 43, se puede observar que entre el sexto y séptimo año, el saldo deja de ser negativo; corroborando en el cuadro 45, entre el año 6 y 7 se obtuvo un flujo de caja de COP\$ 42.384.039.558, por lo que cubrir el saldo negativo del año 6 (COP\$ -29.553.977.307) equivale a la fracción de año equivalente a lograr ese flujo de caja parcial por los 12 meses del año:

$$\frac{29.553.977.307}{42.384.039.558} \cdot 12 \text{ meses} \approx 8,37 \text{ meses}$$

Y los días equivalen a la parte decimal de los meses calculados, multiplicados por los 30 días de cada mes:

$$0,37 \text{ meses} \cdot \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} \approx 11,1 \text{ días}$$

De tal forma que el periodo de retorno de la inversión equivale a 6 años, 8 meses y 11 días, aproximadamente.

Así que el periodo del proyecto con saldo positivo corresponde a:

$$25 - \left( 6 + \frac{29.553.977.307}{42.384.039.558} \right) \approx 18,3 \text{ años}$$

Que expresado en porcentaje respecto a la vida útil del proyecto, equivale a:

$$\frac{18,3}{25} \cdot 100\% = 73,2\%$$

Esto quiere decir que el proyecto cuenta con un periodo de ganancias netas del 73,2%.

### 11.1.15 Capital propio

Existe una opción alternativa al crédito, que es contar con el capital de la inversión, obteniendo los siguientes resultados comparativos:

Cuadro 47. Comparativa de parámetros financieros.

Parámetro	Valor (crédito)	Valor (capital propio)
Valor actual neto (VAN)	Tasa descuento: 5,44%	Tasa descuento: 5,44%
	COP\$ 655.373.189.133	COP\$ 763.472.820.970
	Tasa descuento: 10%	Tasa descuento: 10%
	COP\$ 294.249.008.671	COP\$ 378.737.458.664
Tasa interna de retorno (TIR)	20,3%	24,37%
Periodo de recuperación de la inversión (PRI)	6 años, 8 meses y 11 días.	4 años, 9 meses y 10 días.
Proporción de la vida útil en ganancias netas	73,2%	80,89%
Tasa de productividad	Tasa descuento: 5,44%	Tasa descuento: 5,44%
	12,19%	14,2%
	Tasa descuento: 10%	Tasa descuento: 10%
	5,47%	7,04%
Retorno específico por cada peso invertido	Tasa descuento: 5,44%	Tasa descuento: 5,44%
	4,1 pesos	4,55 pesos
	Tasa descuento: 10%	Tasa descuento: 10%
	2,37 pesos	2,76 pesos

Fuente: elaboración propia.

Pese a que con un capital propio mejora la rentabilidad del proyecto, su diferencia al incluir una solicitud de préstamo, no es mucha.

## 11.2 PLANTA CARBOELÉCTRICA

En una investigación de 2013, se propone una planta eficiente a carbón con las siguientes características:

Cuadro 48. Características planta carboeléctrica con caldera supercrítica.

Descripción	Equivalencia
Unidades	2
Potencia por cada unidad (MW)	10
Eficiencia (%)	45
Máxima presión del vapor (bar)	240
Máxima temperatura del vapor (°C)	565
Combustible	Carbón extrafino 'ripio' (< 6 [mm])
Consumo de combustible	200 toneladas al día

Fuente: elaboración propia con base en: HERNÁNDEZ AMAYA, Helmuth Andrey; GÓMEZ PINTO, Joeth Alfonso y VERA MACÍAS, Nicolás Antonio. Viabilidad financiera para la construcción y operación comercial de una central termoeléctrica menor a carbón en el mercado de energía mayorista colombiano. Monografía de grado. Especialización en gerencia de recursos energéticos [en línea]. Bucaramanga: Universidad Autónoma de Bucaramanga. Facultad de ingenierías físico-mecánicas. Programa de ingeniería en energía, 2013. p. 20-22 y 32. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/11854/2013\\_Tesis\\_Gomez\\_Pinto\\_Joeth\\_Alfonso.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/11854/2013_Tesis_Gomez_Pinto_Joeth_Alfonso.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Del cuadro 48, se puede inferir que si se necesita 200 toneladas de carbón diarias para mantener en funcionamiento dos unidades de 10 megavatios, bastará con 100 toneladas de carbón diarias para una sola de estas unidades. Es conveniente hacer el análisis para una sola unidad, debido a que equipara en potencia a la planta geotérmica tratada a lo largo de esta investigación y la comparación será más precisa.

### 11.2.1 INGRESOS

En este apartado se toman los mismos datos de la geotermoeléctrica:

Cuadro 49. Parámetros iniciales para la rentabilidad de la carboeléctrica.

Descripción	Cantidad	
	US\$/kWh	COP\$/kWh
Precio de la energía	0,1685	662,15
	Incremento interanual energía (%) 6,43	
Producción anual de energía (kWh)	78.840.000	
Ingreso total (primer año)	US\$	COP\$
	13.283.348,3725	52.203.559.104

Fuente: elaboración propia.

### 11.2.2 Egresos

#### 11.2.2.1 Inversión inicial

Figura 44. Costos de inversión en centrales termoeléctricas modernas.

Costo (USD/kW)	Carbón Pulverizado (Caldera Supercrítica)	Lecho Fluidizado	Gasificación Integrada
Al año 2008	1000 - 1500	1250 - 1700	1600 - 2000
Al Año 2013	1600 - 2400	2000 - 2600	2500 - 3200

Fuente: PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE. Citados por: HERNÁNDEZ AMAYA, Helmuth Andrey; GÓMEZ PINTO, Joeth Alfonso y VERA MACÍAS, Nicolás Antonio. Viabilidad financiera para la construcción y operación comercial de una central termoeléctrica menor a carbón en el mercado de energía mayorista colombiano. Monografía de grado. Especialización en gerencia de recursos energéticos [en línea]. Bucaramanga: Universidad Autónoma de Bucaramanga. Facultad de ingenierías físico-mecánicas. Programa de ingeniería en energía, 2013. p. 20-22 y 32. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/11854/2013\\_Tesis\\_Gomez\\_Pinto\\_Joeth\\_Alfonso.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/11854/2013_Tesis_Gomez_Pinto_Joeth_Alfonso.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

De la figura 44 se infiere que el costo promedio de una carboeléctrica con carbón pulverizado y caldera supercrítica, es de 2000 US\$/kW para el año 2013; actualizando este valor a inicios de 2022 mediante el cuadro 37, se obtiene un aproximado de 2800,627307 US\$/kW, y equivale aproximadamente a la mitad (51,18%) de lo que cuesta una geotermoeléctrica de la misma capacidad (5472,4433 US\$/kWh). De tal forma que para una carboeléctrica de 10.000 kW, el valor de la inversión inicial a inicios de 2022 asciende a US\$ 28.006.273,07 que equivale a COP\$ 110.064.653.165.

#### 11.2.2.2 Generación (operación y mantenimiento)

En las carboeléctricas existen dos tipos de costos de generación: los variables (incluye el precio del carbón) y los fijos, que para 2012, corresponden a 46,9 y 4,2 US\$/MWh, respectivamente<sup>55</sup>. Teniendo en cuenta que la producción anual es de 78.840.000 kWh, que equivale a 78.840 MWh, se puede obtener el valor neto de los costos fijos y variables para ese año:

- Costos variables:  $\left(46,9 \frac{US\$}{MWh}\right) \cdot (78.840 MWh) = US\$ 3.697.596$
- Costos fijos:  $\left(4,2 \frac{US\$}{MWh}\right) \cdot (78.840 MWh) = US\$ 331.128$

Se debe sustraer el costo del carbón de los costos variables puesto que, debido a su volatilidad y las diferencias entre el costo internacional y el de cada país, merece un análisis especial.

---

<sup>55</sup> BEZERRA, *et al.* Citados por: MALUENDA, Benjamín y FRAISSINET, Pierre. Nuevas tecnologías de generación termoeléctrica [en línea]. Una visión de los IGCC. Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de ingeniería. Departamento de ingeniería eléctrica, 2014. P. 24 y 25. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno14/igcc/localhost/mercados/wp-content/uploads/2014/06/Centrales-IGCC-Fraissinet-Maluenda.pdf>

El costo del carbón para 2012 es de 14,5 US\$/MWh<sup>56</sup>, que al multiplicarlo por la producción anual (78.840 MWh), se obtiene US\$ 1.143.180, y que al restarlo de los costos variables, se llega a US\$ 2.554.416. De tal forma que trasladando este último costo y el de costos fijos a inicios de 2022 (mediante el cuadro 37):

- Costos variables (inicios 2022): US\$ 3.646.377,084 = COP\$ 14.330.261.940
- Costos fijos (inicios 2022): US\$ 472.678,5108 = COP\$ 1.857.626.547
- Costos totales (inicios 2022): US\$ 4.119.055,595 = COP\$ 16.187.888.488

De tal modo que el costo de generación (sin incluir el costo del carbón) a inicios de 2022 para una carboeléctrica de 10 MW en su primer año de operación, es aproximadamente COP\$ 16.187.888.488, equivalente a US\$ 4.119.055,595.

### 11.2.2.3 Transmisión

El costo de transmisión equivale al 16% del costo de generación (ver página XX), por lo que el 16% de COP\$ 16.187.888.488 es COP\$ 2.590.062.158, y su equivalente: US\$ 659.048,8952. Esta proporción se mantiene a lo largo del proyecto, por lo que si aumenta el costo de generación, el costo de transmisión también lo hará.

---

<sup>56</sup> PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE. Citada por: HERNÁNDEZ AMAYA, Helmut Andrey; GÓMEZ PINTO, Joeth Alfonso y VERA MACÍAS, Nicolás Antonio. Viabilidad financiera para la construcción y operación comercial de una central termoeléctrica menor a carbón en el mercado de energía mayorista colombiano. Monografía de grado. Especialización en gerencia de recursos energéticos [en línea]. Bucaramanga: Universidad Autónoma de Bucaramanga. Facultad de ingenierías físico-mecánicas. Programa de ingeniería en energía, 2013. p. 20-22 y 32. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/11854/2013\\_Tesis\\_Gomez\\_Pinto\\_Joeth\\_Alfonso.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/11854/2013_Tesis_Gomez_Pinto_Joeth_Alfonso.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

#### 11.2.2.4 Costo de combustible

La UPME<sup>57</sup>, hace un compendio gráfico de los precios del carbón para consumo interno, desde 2010 hasta 2021:

Figura 44. Precio del carbón para consumo interno en Colombia (2010 - 2021).



Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. [Sitio web]. Colombia: UPME. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/carbon.aspx>

La figura 44 muestra que el precio de la tonelada de carbón colombiano para consumo interno tiene una tendencia lineal a pesar de un pico anómalo en 2012 y otro entre 2019 y 2020. Esta característica lineal, permite predecir con cierto margen de confiabilidad su precio a futuro, independiente de los precios internacionales, que se ven alterados por situaciones extraordinarias como el conflicto Rusia-Ucrania que escaló a inicios de 2022. La UPME ofrece una interfaz gráfica, de tal manera que al pasar el cursor por sus curvas, se puede leer el precio y la fecha puntual en que fue establecido junto con una resolución asociada. Con base en esa información encontrada a lo largo de la curva de la interfaz vinculada a la figura 44, se construye el siguiente cuadro:

<sup>57</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. [Sitio web]. Colombia: UPME. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/carbon.aspx>

Cuadro 50. Precio promedio anual del carbón (2010 - 2021)

Año	Precio (COP\$/Tonelada)	Año	Precio (COP\$/Tonelada)	Año	Precio (COP\$/Tonelada)
2010	54.852	2014	85.249	2018	113.183
2011	76.396	2015	90.466	2019	165.883
2012	93.111	2016	95.684	2020	145.517
2013	80.031	2017	100.901	2021	134.090

Fuente: elaboración propia con base en UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. [Sitio web]. Colombia: UPME. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/carbon.aspx>

Los valores de los años: 2014, 2015 y 2016 en el cuadro 50, fueron estimados con base en el comportamiento lineal que la figura 44 muestra entre el 2013 y el 2017, puesto que no hay datos puntuales en este periodo. Usando los datos del cuadro 50, se puede construir una función lineal que se acople de la mejor manera posible mediante una regresión, y de esta manera tener un promedio anual del precio del carbón que a pesar de su volatilidad tiene un ritmo ascendente con el pasar de los años. Con ayuda del software Engineering Equation Solver (EES), se obtuvo el resultado de la figura 46 con su correspondiente ecuación:

$$P = -15.549.207,6 + 7.765,89161 \cdot a$$

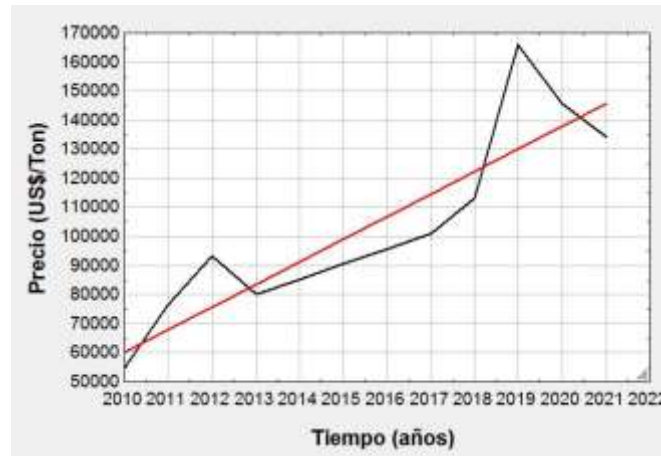
Donde:

$P$  es el precio del carbón en pesos colombianos por cada tonelada (COP\$/Ton)

$a$  es el año en tiempo real (si  $a=2018$ , 'P' obtendrá el precio promedio de la tonelada de carbón para consumo interno en Colombia, en ese año).

La línea negra en la figura 46, corresponde al promedio de los precios del carbón anualmente, mientras que la línea roja es el resultado de la función lineal que más se aproxima a esos datos.

Figura 45. Precio del carbón real versus la función estimada.



Fuente: elaboración propia con base en EES.

Cuadro 51. Comparación del precio real del carbón con el estimado.

Año	Precio real (COP\$/Tonelada)	Precio estimado (COP\$/Tonelada)	Porcentaje de error (%)
2010	54.852	60.235	9,81
2011	76.396	68.000	-10,99
2012	93.111	75.766	-18,63
2013	80.031	83.532	4,37
2014	85.249	91.298	7,1
2015	90.466	99.064	9,5
2016	95.684	106.830	11,65
2017	100.901	114.596	13,57
2018	113.183	122.362	8,11
2019	165.883	130.128	-21,55
2020	145.517	137.893	-5,24
2021	134.090	145.659	8,63
<b>Promedio</b>	<b>102.947</b>	<b>102.947</b>	<b>1,36</b>

Fuente: elaboración propia.

El cuadro 51 muestra que el porcentaje de error máximo es de  $-21,55\%$  pero este se compensa con los positivos, de tal forma que el promedio es de  $1,36\%$ ; esto tiene sentido al observar la figura 45, puesto que la línea roja tiene valores inferiores entre mediados de 2010 y finales de 2012, frente a la línea negra, mientras que entre inicios de 2013 e inicios de 2018, pasa justo lo contrario, indicando una compensación durante el periodo 2010-2021 que disminuye el porcentaje de error. Esto queda verificado al comparar el promedio de los precios reales del carbón y el promedio de los valores estimados para el mismo periodo (2010-2021) en el cuadro 51; su coincidencia exacta, refleja confiabilidad en la regresión vista a futuro.

Por otro lado, la disponibilidad de la carboeléctrica se asumió igual que la de la geotermoeléctrica al considerar la misma producción anual y la misma potencia instalada\*, por lo que el 90% del año equivale a 328,5 días, y al requerir 100 toneladas por día\*, el consumo anual de carbón se deduce en 32.850 toneladas. Reemplazando el año 2022 en la ecuación de regresión, se genera un precio promedio del carbón para ese año, de 153.425,2354 COP\$/Ton, que al multiplicar por el consumo anual de carbón, se infiere un costo de COP\$ 5.040.018.983 equivalente a US\$ 1.282.447,578 para el primer año de operación.

#### 11.2.2.5 Impuestos

- **Impuesto básico**

Al igual que todas las centrales de energía en Colombia, a esta también aplica el gravamen anual de 5 pesos colombianos por cada kilovatio instalado, que equivale al mismo de la geotermoeléctrica (50.000 COP\$/año) por poseer la misma potencia.

- **Impuesto al carbono**

La ley 1819 establece un impuesto correspondiente a COP\$ 15.000 por cada tonelada de CO<sub>2</sub> emitida, delegando a la DIAN la responsabilidad de actualizar el valor del impuesto cada primero de febrero<sup>58</sup>.

Cuadro 52. Costo del impuesto al CO<sub>2</sub> año tras año.

Año	Costo (COP\$/Ton)	Fuente	Enlace
2017	15.000	Ley 1819 29 de diciembre de 2016	<a href="https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/30030265">https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/30030265</a>
2018	15.764	DIAN: Resolución 000006 31 de enero de 2018	<a href="https://acmineria.com.co/acm/wp-content/uploads/normativas/resolucion06_de_2018_-_dian_-_tx_combustibles_carbono.pdf">https://acmineria.com.co/acm/wp-content/uploads/normativas/resolucion06_de_2018_-_dian_-_tx_combustibles_carbono.pdf</a>
2019	16.422	DIAN: Resolución 000009 30 de enero de 2019	<a href="https://www.dian.gov.co/normatividad/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%20000009%20de%2028-01-2019.pdf">https://www.dian.gov.co/normatividad/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%20000009%20de%2028-01-2019.pdf</a>
2020	17.211	DIAN: Resolución 000009 31 de enero de 2020	<a href="https://www.dian.gov.co/normatividad/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%20000009%20de%2031-01-2020.pdf">https://www.dian.gov.co/normatividad/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%20000009%20de%2031-01-2020.pdf</a>
2021	17.660	DIAN: Resolución 000007 29 de enero de 2021	<a href="https://www.dian.gov.co/normatividad/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%20000007%20de%2029-01-2021.pdf">https://www.dian.gov.co/normatividad/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%20000007%20de%2029-01-2021.pdf</a>
2022	18.829	DIAN: Resolución 000000 14 de enero de 2022	<a href="https://www.dian.gov.co/normatividad/Proyectosnормas/Proyecto%20Resoluci%C3%B3n%20000000%20de%2014-01-2022.pdf">https://www.dian.gov.co/normatividad/Proyectosnормas/Proyecto%20Resoluci%C3%B3n%20000000%20de%2014-01-2022.pdf</a>

Fuente: elaboración propia.

<sup>58</sup> COLOMBIA. EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1819 (29 de diciembre de 2016). Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural, se fortalecen los mecanismos para la lucha contra la evasión y la elusión fiscal, y se dictan otras disposiciones. En: Juriscol. [Sitio web]. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/30030265>

Cuadro 53. Incrementos interanuales del impuesto al carbón.

Año	Valor (COP\$/Ton)	Incremento (COP\$/Ton)	Incremento (%)
2017	15.000	---	---
2018	15.764	764	5,09
2019	16.422	658	4,17
2020	17.211	789	4,8
2021	17.660	449	2,61
2022	18.829	1169	6,62

Fuente: elaboración propia con base en el cuadro 52.

Del cuadro 53 se puede deducir que en promedio, el impuesto al carbono aumenta aproximadamente COP\$ 766 cada año, que expresado porcentualmente equivale a 4,66% anual.

Por otra parte, según el portal cibernético ‘laclave’<sup>59</sup>, las plantas eficientes a carbón, generan alrededor de 1000 toneladas de CO<sub>2</sub> por cada GWh de energía eléctrica generada, que equivale a 1 tonelada de CO<sub>2</sub> por cada 1000 kWh. De tal forma que para una producción de 78.840.000 kWh, habrá una generación de 78.840 toneladas de CO<sub>2</sub>. Si el impuesto para 2022 es de COP\$ 18.829 por cada tonelada de CO<sub>2</sub> emitida, entonces el impuesto en el primer año de operación para la planta de carbón propuesta, es de COP\$ 1.484.478.360 que equivale a US\$ 377.729,<sup>8626</sup> y que para los siguientes años, incrementa según el porcentaje promedio interanual estimado en el párrafo anterior.

---

<sup>59</sup> LACLAVE. Termoeléctricas a carbón: Cómo funcionan, cuanto contaminan y qué hacer con ellas [en línea]. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://radiolaclave.cl/clima/termoelectricas-a-carbon-como-funcionan-cuanto-contaminan-y-que-hacer-con-ellas/>

- **Impuesto sobre la renta**

Equivale al 35% de la renta líquida anual durante todo su periodo de vida sin ningún tipo de beneficio por no ser una fuente de energía renovable no convencional.

#### 11.2.2.6 Financiación

Cuadro 54. Condiciones promedio en que la banca en Colombia financia proyectos.

Descripción	Equivalencia
Parte de la inversión inicial asumida	70%
Tasa de interés	IPC+4,48%
Comisiones	3,75%
Periodo de amortización	10 años
Periodo de gracia	3 años

Fuente: elaboración propia con base en: QUIJANO RESTREPO, Alejandro e IDÁRRAGA GARCÍA, Carlos Andrés. Experiencias en financiación de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia [en línea]. Trabajo de grado. Maestría en Administración Financiera. Medellín: EAFIT, 2018. p. 23 y 27-45. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://repository.eafit.edu.co/xmlui/bitstream/handle/10784/12737/CarlosAndres\\_IdarragaGarcia\\_Alejandro\\_QUIJANO\\_RESTREPO\\_2018.pdf?sequence=2&isAllowed=y](https://repository.eafit.edu.co/xmlui/bitstream/handle/10784/12737/CarlosAndres_IdarragaGarcia_Alejandro_QUIJANO_RESTREPO_2018.pdf?sequence=2&isAllowed=y)

En el cuadro 54, la tasa de interés está sujeta al IPC del año anterior al préstamo, por lo que para 2022, corresponde al 10.1% efectivo anual, ya que el IPC en el 2021 fue del 5,62%.

Por otro lado, aunque la inversión inicial es de COP\$ 110.064.653.165, los bancos manejan comisiones que en promedio suman 3,75% y su monto debe ser sumado al valor del préstamo:

$$\begin{aligned} \text{Valor del crédito} &= \text{COP\$ } 110.064.653.165 + (\text{COP\$ } 110.064.653.165) \cdot \left(\frac{3,75}{100}\right) \\ &= \text{COP\$ } 114.192.077.659 = \text{US\$ } 29.056.508,_{3101} \end{aligned}$$

Si un banco asume solo el 70% de la inversión inicial, otro banco puede asumir el 30% restante en condiciones muy parecidas, así que se asume un crédito por el 100% de la inversión inicial. Haciendo uso de la ecuación descrita en el marco teórico, la cuota anual del préstamo quedaría así:

$$\text{Cuota} = \text{COP\$ } 114.192.077.659 \cdot \left(\frac{(1 + 0,101)^{10} \cdot 0,101}{(1 + 0,101)^{10} - 1}\right) = \text{COP\$ } 18.664.144.853$$

Este costo de la cuota, equivale a US\$ 4.749.146,273 (ver tasa de cambio en la página 133).

### 11.2.3 Egreso subtotal

Se calcula sumando las siguientes salidas de dinero anuales: cuota del préstamo, costo de generación, costo de transmisión, pago del impuesto básico, pago del impuesto al carbono y costo del carbón. Para el primer año de operación es:

$$\begin{aligned} &\text{COP\$ } 18.664.144.853 + \text{COP\$ } 16.187.888.488 + \text{COP\$ } 2.590.062.158 + \text{COP\$ } 50.000 \\ &\quad + \text{COP\$ } 1.484.478.360 + \text{COP\$ } 5.040.018.983 = \text{COP\$ } 43.966.642.842 \end{aligned}$$

Que a su vez, equivale a US\$ 11.187.440,9266 (ver tasa de cambio en la página 133).

### 11.2.4 Utilidades parciales

Es la diferencia entre ingreso y egreso subtotal. Para el primer año de operación es:

$$\text{COP\$ } 52.203.559.104 - \text{COP\$ } 43.966.642.842 = \text{COP\$ } 8.236.916.262$$

Equivaliendo a US\$ 2.095.907,<sup>4459</sup> (ver tasa de cambio en la página 133).

#### 11.2.5 Impuesto sobre la renta

Es el 35% de las utilidades parciales. Para el primer año de operación es:

$$(\text{COP\$ } 8.236.916.262) \cdot (35\%) = \text{COP\$ } 2.882.920.692$$

Que equivale a US\$ 733.567,<sup>6061</sup> (ver tasa de cambio en la página 133).

#### 11.2.6 Flujo de caja

Se obtiene al restarle a las utilidades parciales, el monto equivalente al impuesto sobre la renta. Para el primer año de operación es:

$$\text{COP\$ } 8.236.916.262 - (35\%) \cdot (\text{COP\$ } 8.236.916.262) = \text{COP\$ } 5.353.995.571$$

Que corresponde a US\$ 1.362.339,<sup>8398</sup> (ver tasa de cambio en la página 133).

### 11.2.7 Análisis de rentabilidad

En seguida, se resumen los parámetros para evaluar la rentabilidad del proyecto:

Cuadro 55. Producción anual e incrementos interanuales.

Descripción	Cantidad
Potencia (kW)	10.000
Energía (kWh)	78.840.000
Inflación promedio (%)	3,81
Incremento promedio de la energía (%)	6,43
Incremento promedio del impuesto al carbono (%)	4,66

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 56. Flujos para el primer año de operación.

Descripción	Cantidad		Cantidad específica	
	US\$	COP\$	US\$/kWh	COP\$/kWh
Generación	4.119.055,595	16.187.888.488	0,0522	205,33
Transmisión	659.048,8952	2.590.062.158	0,0084	32,85
Combustible	1.282.447,578	5.040.018.983	0,016	63,93
Impuesto básico	12,7226	50.000	0,0000002	0,0006
Impuesto al carbono	377.729,8626	1.484.478.360	0,0048	18,83
Egreso subtotal	11.187.440,9266	43.966.642.842	0,1419	557,67
Ingreso total	13.283.348,3725	52.203.559.104	0,1685	662,15
Utilidades parciales	2.095.907,4459	8.236.916.262	0,0266	104,48
Impuesto sobre la renta	733.567,6061	2.882.920.692	0,0093	36,57
Flujo de caja	1.362.339,8398	5.353.995.571	0,0173	67,91

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 57. Datos del crédito.

Descripción	Cantidad	
	US\$	COP\$
Inversión del proyecto	28.006.273,07	110.064.653.165
	Comisiones (%) 3,75	
Valor del crédito	29.056.508,3101	114.192.077.659
	Tasa de interés (%) 10,1	
Periodo de amortización (años) 10		
Cuota anual	4.749.146,273	18.664.144.853

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 58. Estructura del crédito de la carboeléctrica.

Año	Cuota del préstamo	Intereses	Abono a capital	Saldo
0	---	---	---	-114.192.077.659
1	18.664.144.853	11.533.399.844	7.130.745.009	-107.061.332.650
2	18.664.144.853	10.813.194.598	7.850.950.255	-99.210.382.394
3	18.664.144.853	10.020.248.622	8.643.896.231	-90.566.486.163
4	18.664.144.853	9.147.215.102	9.516.929.751	-81.049.556.412
5	18.664.144.853	8.186.005.198	10.478.139.655	-70.571.416.757
6	18.664.144.853	7.127.713.092	11.536.431.761	-59.034.984.996
7	18.664.144.853	5.962.533.485	12.701.611.368	-46.333.373.628
8	18.664.144.853	4.679.670.736	13.984.474.117	-32.348.899.511
9	18.664.144.853	3.267.238.851	15.396.906.002	-16.951.993.509
10	18.664.144.853	1.712.151.344	16.951.993.509	0
<b>Total</b>	<b>186.641.448.530</b>	<b>72.449.370.871</b>	<b>114.192.077.659</b>	<b>---</b>

Fuente: elaboración propia.

El pago total por el crédito, equivale a 1,63 veces el monto inicial prestado, donde el monto por intereses equivale al 63,44% del valor del crédito, a diferencia del crédito de la geotermoeléctrica que paga el 125%.

Cuadro 59. Tabla de rentabilidad para la planta carboeléctrica (10 MW) en COP\$.

Año	Cuota del préstamo	Impuesto básico	Impuesto al carbono	Costo del carbón	Costo de generación	Costo de transmisión	Egreso subtotal	Ingreso total (venta de energía)	Utilidades antes de impuestos	Impuesto sobre la renta	Flujo de caja	Saldo
0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-114.192.077.659
1	18.664.144.853	50.000	1.484.478.360	5.040.018.984	16.187.888.488	2.590.062.158	43.966.642.843	52.203.559.104	8.236.916.261	2.882.920.691	5.353.995.570	-108.838.082.089
2	18.664.144.853	50.000	1.553.655.052	5.295.128.523	16.804.647.039	2.688.743.526	45.006.368.993	55.560.247.954	10.553.878.961	3.693.857.636	6.860.021.325	-101.978.060.764
3	18.664.144.853	50.000	1.626.055.377	5.550.238.062	17.444.904.092	2.791.184.655	46.076.577.039	59.132.771.898	13.056.194.859	4.569.668.201	8.486.526.659	-93.491.534.106
4	18.664.144.853	50.000	1.701.829.558	5.805.347.602	18.109.554.937	2.897.528.790	47.178.455.740	62.935.009.131	15.756.553.391	5.514.793.687	10.241.759.704	-83.249.774.402
5	18.664.144.853	50.000	1.781.134.815	6.060.457.141	18.799.528.981	3.007.924.637	48.313.240.427	66.981.730.218	18.668.489.791	6.533.971.427	12.134.518.364	-71.115.256.037
6	18.664.144.853	50.000	1.864.135.697	6.315.566.680	19.515.791.035	3.122.526.566	49.482.214.831	71.288.655.471	21.806.440.640	7.632.254.224	14.174.186.416	-56.941.069.621
7	18.664.144.853	50.000	1.951.004.421	6.570.676.220	20.259.342.673	3.241.494.828	50.686.712.995	75.872.516.018	25.185.803.023	8.815.031.058	16.370.771.965	-40.570.297.656
8	18.664.144.853	50.000	2.041.921.227	6.825.785.759	21.031.223.629	3.364.995.781	51.928.121.249	80.751.118.798	28.822.997.549	10.088.049.142	18.734.948.407	-21.835.349.249
9	18.664.144.853	50.000	2.137.074.756	7.080.895.299	21.832.513.249	3.493.202.120	53.207.880.277	85.943.415.736	32.735.535.460	11.457.437.411	21.278.098.049	-557.251.200
10	18.664.144.853	50.000	2.236.662.440	7.336.004.838	22.664.332.004	3.626.293.121	54.527.487.255	91.469.577.368	36.942.090.113	12.929.731.540	24.012.358.573	23.455.107.373
11	0	50.000	2.340.890.909	7.591.114.377	23.527.843.053	3.764.454.889	37.224.353.229	97.351.071.193	60.126.717.964	21.044.351.288	39.082.366.677	62.537.474.050
12	0	50.000	2.449.976.426	7.846.223.917	24.424.253.874	3.907.880.620	38.628.384.836	103.610.745.071	64.982.360.235	22.743.826.082	42.238.534.153	104.776.008.202
13	0	50.000	2.564.145.327	8.101.333.456	25.354.817.946	4.056.770.871	40.077.117.601	110.272.915.979	70.195.798.378	24.568.529.432	45.627.268.946	150.403.277.148
14	0	50.000	2.683.634.499	8.356.442.996	26.320.836.510	4.211.333.842	41.572.297.847	117.363.464.476	75.791.166.630	26.526.908.320	49.264.258.309	199.667.535.457
15	0	50.000	2.808.691.867	8.611.552.535	27.323.660.381	4.371.785.661	43.115.740.444	124.909.935.242	81.794.194.798	28.627.968.179	53.166.226.619	252.833.762.076
16	0	50.000	2.939.576.908	8.866.662.074	28.364.691.842	4.538.350.695	44.709.331.519	132.941.644.078	88.232.312.559	30.881.309.396	57.351.003.164	310.184.765.239
17	0	50.000	3.076.561.192	9.121.771.614	29.445.386.601	4.711.261.856	46.355.031.263	141.489.791.792	95.134.760.530	33.297.166.185	61.837.594.344	372.022.359.584
18	0	50.000	3.219.928.943	9.376.881.153	30.567.255.830	4.890.760.933	48.054.876.860	150.587.585.405	102.532.708.545	35.886.447.991	66.646.260.554	438.668.620.138
19	0	50.000	3.369.977.632	9.631.990.693	31.731.868.277	5.077.098.924	49.810.985.527	160.270.367.146	110.459.381.620	38.660.783.567	71.798.598.053	510.467.218.190
20	0	50.000	3.527.018.590	9.887.100.232	32.940.852.459	5.270.536.393	51.625.557.674	170.575.751.754	118.950.194.080	41.632.567.928	77.317.626.152	587.784.844.342
21	0	50.000	3.691.377.656	10.142.209.771	34.195.898.938	5.471.343.830	53.500.880.195	181.543.772.591	128.042.892.396	44.815.012.339	83.227.880.058	671.012.724.400
22	0	50.000	3.863.395.855	10.397.319.311	35.498.762.687	5.679.802.030	55.439.329.883	193.217.037.169	137.777.707.286	48.222.197.550	89.555.509.736	760.568.234.136
23	0	50.000	4.043.430.102	10.652.428.850	36.851.265.545	5.896.202.487	57.443.376.985	205.640.892.659	148.197.515.674	51.869.130.486	96.328.385.188	856.896.619.324
24	0	50.000	4.231.853.945	10.907.538.389	38.255.298.763	6.120.847.802	59.515.588.899	218.863.602.057	159.348.013.158	55.771.804.605	103.576.208.553	960.472.827.877
25	0	50.000	4.429.058.338	11.162.647.929	39.712.825.646	6.354.052.103	61.658.634.016	232.936.531.669	171.277.897.653	59.947.264.179	111.330.633.475	1.071.803.461.352

Fuente: elaboración propia.

El cuadro 59 presenta un saldo positivo en el año 10, un flujo de caja de 111 mil millones en el año 25, y un capital total acumulado de 1 billón.

Cuadro 60. Tasas de descuento para generación eléctrica en Colombia.

Compañía	Tasa de descuento promedio (2015-2020)
EMGESA (ahora: ENEL-Colombia)	9,6%
Interconexión eléctrica S.A. (ISA)	9,7%
Grupo de Energía de Bogotá (GEB)	9,6%
Promedio total	9,63%

Fuente: GRUPO BANCOLOMBIA. Midiendo la generación de valor del mercado accionario colombiano [en línea]. Dirección de Investigaciones Económicas, Sectoriales y de Mercados. Colombia, 2021. p. 3. [Fecha de consulta: 2 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://img.lalr.co/cms/2021/08/05163534/ROIC-del-Colcap-Rentabilidad-promedio-no-supera-el-coste-de-capital.pdf>

Cuadro 61. Comparativa económica Carboeléctrica – Geotermoeléctrica.

Parámetro	Equivalencia (Carboeléctrica)	Equivalencia (Geotermoeléctrica)
Valor actual neto (VAN)	Tasa descuento: 9,63%	Tasa descuento: 10%
	COP\$ 219.349.126.071	COP\$ 294.249.008.671
Tasa interna de retorno (TIR)	21,73%	20,3%
Periodo de recuperación de la inversión (PRI)	9 años y 8 días.	6 años, 8 meses y 11 días.
Proporción de la vida útil en ganancias netas	63,91%	73,2%
Tasa de productividad	Tasa descuento: 9,63%	Tasa descuento: 10%
	7,68%	5,47%
Retorno específico por cada peso invertido	Tasa descuento: 9,63%	Tasa descuento: 10%
	2,92 pesos	2,37 pesos

Fuente: elaboración propia.

El cuadro 61 se obtuvo aplicando los mismos procedimientos de cálculo financiero usados para la geotermoeléctrica, y genera los siguientes análisis:

Pese a una tasa de descuento levemente mayor, el VAN de la geotermoeléctrica es mayor al de la carboeléctrica; quiere decir que con la geotermoeléctrica en el peor de los escenarios, se obtiene más ganancia neta al final de la vida útil.

La tasa interna de retorno de la carboeléctrica es levemente mayor a pesar de que el VAN sea inferior, y esto se da porque el capital inicial de la geotermoeléctrica es casi el doble que el de la carboeléctrica. Si la inversión inicial de la geotermoeléctrica se disminuyera un 6,97% (de COP\$ 215.067.021.690 a COP\$ 200.067.021.690; 15 mil millones de pesos de diferencia), adquiriría la misma TIR de la carboeléctrica.

Pese a que la geotermoeléctrica tiene una inversión de casi el doble de la carboeléctrica, recupera su capital inicial 2 años y 4 meses antes; esta ventaja permite renegociar el crédito para mejorar sus flujos de caja y refleja un crecimiento más veloz del patrimonio. Esto además, es acorde con una mayor proporción de la vida útil destinada a ganancias, en la geotermoeléctrica.

A pesar de que la tasa de productividad y el retorno específico son más altos en la carboeléctrica, hay mayor retorno en la geotermoeléctrica porque su capital inicial es casi el doble. Y eso es congruente con la comparativa del VAN.

Debido a lo que se comprobó en el caso de la geotermoeléctrica, no vale la pena hacer un análisis adicional para una carboeléctrica sin préstamo, ya que las diferencias son pequeñas.

## 12. CONCLUSIONES

- El sistema geotérmico de Paipa tiene las condiciones adecuadas para abastecer una planta flash de 10 MW o más: cuenta con un sumidero y un clima local que contrastan muy bien con las condiciones del reservorio. Sin embargo, se necesita verificar el modelo conceptual mediante perforaciones profundas para evaluar el potencial exacto.
- El modelo conceptual del sistema geotérmico de Paipa y otras fuentes, reafirman el bajo impacto ambiental de una geotermoeléctrica respecto a proyectos termoeléctricos convencionales; una carboeléctrica emite el equivalente a 26 geotermoeléctricas de su misma capacidad de producción energética. Así mismo, una planta geotermoeléctrica de 10 MW ahorra al menos 78.840 toneladas de dióxido de carbono emitidas anualmente, y evita la extracción de 32.850 toneladas de carbón anuales, al ser comparada con una carboeléctrica de esa misma capacidad energética.
- La optimización del ciclo de la planta se da en una presión intermedia de separación (565 [kPa]) y puede perfeccionarse si se mejoran parámetros como la eficiencia de las bombas, de la turbina, del generador o la resistencia de la turbina a más humedad.
- Se comprobó la veracidad de los resultados del ciclo optimizado al compararlos con los parámetros de operación de una geotermoeléctrica en Indonesia, siendo coincidentes.
- Cuanto mayor sea la temperatura en la boca de pozo, mayor eficiencia se obtiene para cualquier presión de separación.
- La selección de tuberías debía hacerse luego de calcular el modelo óptimo de la planta, y esta selección indica la pérdida de presión por cada metro de tubería instalado, que implica más generación de potencia de la planta para abastecer el nuevo consumo en las bombas, requiriendo más flujo másico del reservorio. Sin embargo, este flujo adicional no supera el 2,5%, por lo que no altera demasiado el cálculo que se realizó previamente.

- En más del 64% del pago del crédito, los abonos por intereses son más altos, y esto se da por el amplio periodo de amortización, pagando 1,25 veces el valor de la inversión inicial en solo intereses. De tal modo que una reestructuración de la deuda sería necesaria o un periodo de amortización menor. Aun así, la rentabilidad sigue siendo atractiva, hasta en su peor escenario.
- A pesar de que la geotermoeléctrica y la carboeléctrica pagarían cuotas similares, esta última por tener un periodo de amortización más bajo, tendrá que pagar menos monto por intereses y eso evita sobrecostos. Sin embargo, la geotermoeléctrica muestra mejores índices de rentabilidad.
- Aparte de recuperar la inversión, la planta geotermoeléctrica proyecta en promedio ganancias netas anuales de 5,47 a 12,19% de la inversión inicial de acuerdo a tasas de descuento de 5,44 y 10% respectivamente.
- El VAN demostró que la geotermoeléctrica es viable hasta en su peor escenario (solicitando préstamo y con una tasa de descuento del 10%), puesto que aparte de recuperar la inversión y pagar todas las obligaciones, se obtiene un saldo a favor, superior al de la inversión inicial del proyecto. Además, es superior al VAN de la carboeléctrica, incluso con una tasa de descuento inferior.
- Cuando se cuenta con el capital propio para hacer esta inversión, el incremento en el VAN para una tasa de descuento del 10% es de 28,71% y la TIR aumenta de 20,30 a 24,37%, además de que el periodo de retorno se reduce en 2 años.
- La TIR de la geotermoeléctrica es de 20,3%. Sin embargo, si la inversión inicial de la geotermoeléctrica se disminuyera un 6,97% (de COP\$ 215.067.021.690 a COP\$ 200.067.021.690; 15 mil millones de pesos de diferencia), adquiriría la misma TIR que la carboeléctrica (21,73%).
- A pesar de que la inversión inicial de la geotermoeléctrica es casi el doble de la carboeléctrica, recupera la inversión 2 años y 4 meses antes que su homóloga a carbón.

### 13. RECOMENDACIONES

- ❖ Puede que el agua condensada no necesite combinarse con el agua refrigerante de retorno y sea simplemente reinyectada al reservorio; de esta manera, puede adaptarse el sistema para agregar a temperatura ambiente, la cantidad de agua de enfriamiento que se evapora en la torre, manteniendo el agua de retorno constante, de tal forma que, el flujo másico de aire seco que se necesita en la torre, será menor, puesto que es menos masa de agua a enfriar y esto, ahorraría costos de energía en el ventilador.
- ❖ Una opción alternativa para la remoción de gases no condensables (GNC) es instalar un mini-condensador en la descarga del eyector, de tal forma que el vapor de agua empleado en la purga, se pueda reutilizar en el ciclo; sin embargo, también es necesario comparar el costo adicional de esta instalación y la mejora que puede significar la recuperación de esa proporción de agua. Generalmente, esto se trata de hacer cuando el número de etapas en los eyectores es de dos o más, y cuando la potencia generada es mayor a 10 MW, debido a que el gasto másico de vapor es mayor en el ciclo. El objetivo de este análisis sería el de evaluar desde qué condiciones en específico es viable hacer esa adaptación.
- ❖ Los resultados obtenidos en este trabajo de investigación, pueden acercarse más a la realidad mediante la propuesta de un Layout de la planta que involucre longitudes exactas de las tuberías, codos, uniones y demás accesorios. Mediante esta propuesta puede calcularse las pérdidas totales de presión en tuberías y accesorios para tener una reestimación de la potencia en la bomba de condensado, la bomba del agua de refrigeración y por consiguiente en la potencia y el flujo másico geotérmico adicional. Este recalcu generaría datos más precisos que superarían la fase de prefactibilidad.
- ❖ Un análisis de un sistema doble flash puede incrementar la potencia generada o la eficiencia en caso de potencia constante. Un incremento de la eficiencia es un incremento en el aprovechamiento del recurso; su cuantificación, comparada con los equipos adicionales, sus costos y sus ventajas y desventajas, resultaría

como complemento perfecto de este trabajo de investigación, ya que se podrían concluir las condiciones mínimas en las que puede ser viable esta adaptación.

- ❖ En plantas geotérmicas también se suele usar los condensadores de contacto directo que, aunque son más costosos, son más eficientes en la transferencia de calor, y por lo tanto, son ahorrativos energéticamente. Un diseño con este equipo, además de aprovechar de mejor manera la transferencia de energía térmica, puede prescindir de una bomba, por lo que representaría un ahorro adicional en la potencia de consumo. Puede que una adaptación de este tipo termine siendo más factible que la de un condensador de coraza y tubos.
- ❖ Otro complemento adecuado de este trabajo de investigación, puede ser la adaptación del sistema de planta flash simple a un sistema híbrido, que consiste en aprovechar la energía del líquido geotérmico retirado en el separador ciclónico para hacer funcionar un ciclo binario paralelo que con un fluido de trabajo adecuado, pueda proporcionar una potencia eléctrica adicional. De la misma manera que en el estudio de la adaptación a planta flash doble, se debe analizar los costos adicionales y todo lo que implica, tanto en beneficios como en inconvenientes en ámbitos diferentes al económico.
- ❖ Aparte de la generación de energía eléctrica, se han desarrollado procesos de usos directos de la geotermia, que usualmente están basados en la energía térmica remanente de las salmueras provenientes de las plantas (flash, doble flash, binaria, híbrida, etc.) que normalmente es reinyectada. Valdría la pena realizar un estudio de cogeneración con procesos térmicos industriales o comerciales, ya que podría representar una mayor rentabilidad en la operación de un proyecto.

## BIBLIOGRAFÍA

ALFARO, Claudia, *et al.* Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa [en línea]. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá, 2017. pp. 17, 29, 33-39, 40, 44, 45, 47, 52, 57, 58, 66, 69, 93, 95 y 105. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Archivo pdf. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/ActuModeConcPP/Documento/pdf/ActuModeConcPP.pdf>

ALFARO, Claudia, *et al.* Modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Paipa [en línea]. Área de recursos del subsuelo. Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia. Bogotá, 2005. pp. 8, 9, 13, 15, 18, 19, 20, 22, 24, 26, 27 y 35. [Fecha de consulta: 06 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005000021937/documento/pdf/2105219371101000.pdf>

BADILLO, Claudia Patricia y RAMOS R, Hollman Leonardo. Generación de energía geotérmica en Colombia [en línea]. Trabajo de grado Especialista en gerencia de proyectos. Bogotá D.C.: Universidad EAN. Universidad EAN, 2013. pp. 49-52 y 57. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://repository.universidadean.edu.co/bitstream/handle/10882/6012/RamosHollman2013.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

BID. Facilidad de financiamiento flexible (FFF) [en línea]. Opciones de tasa de interés. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=EZSHARE-1314184212-426>

BID. Soluciones financieras – facilidad de financiamiento flexible (FFF) [en línea]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.iadb.org/es/bid-finanzas/facilidad-de-financiamiento-flexible>

BID. Tasa de interés y cargos financieros históricos [en línea]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=EZSHARE-1436601171-381>

BIRKLE, Peter, *et al.* Impacto ambiental en campos geotérmicos [en línea]. México: Instituto de investigaciones eléctricas. Departamento de geotermia. A.P. 1-475, Cuernavaca, Morelos, 62001. p. 14. [Fecha de consulta: 17 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/29/032/29032344.pdf](https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/29/032/29032344.pdf)

BONA, Paolo. Costos de inversión y operación de proyectos geotérmicos [en línea]. Seminario internacional energía geotérmica. Perú, 2017. p. 2. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGEE/SEMINARIOGEOTERMIA/COSTOS%20DE%20INVERSION-P\\_BONA-%20NICARAGUA.pdf](https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGEE/SEMINARIOGEOTERMIA/COSTOS%20DE%20INVERSION-P_BONA-%20NICARAGUA.pdf)

CAPITAL COLOMBIA. [Sitio web]. Precio del dólar en Colombia en el año 2022. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.capitalcolombia.com/index.php?sec=trm\\_precio\\_dolar\\_en\\_colombia&pag=ano&consulta=2022](https://www.capitalcolombia.com/index.php?sec=trm_precio_dolar_en_colombia&pag=ano&consulta=2022)

CARBALLO MEMBREÑO, Rafael Enrique; JACOBO GALVÁN, Vicente Paul y SOLÓRZANO HERRERA, Fredy Samuel. Manual de estandarización de instalaciones superficiales de una estación de separación de vapor en campos geotérmicos [en línea]. Diplomado en geotermia para américa latina. El Salvador: Universidad de El Salvador, Ciudad Universitaria. Facultad de ingeniería y arquitectura. Escuela de posgrado. Edición 2018. p. 16. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/19074/1/Manual%20de%20estandarizaci%c3%b3n%20de%20instalaciones%20superficiales%20de%20una%20estaci%c3%b3n%20de%20separaci%c3%b3n%20de%20vapor%20en%20campos%20geot%c3%a9rmicos.pdf>

CARVAJAL MARTÍNEZ, Francisco Antonio y GONZÁLEZ DEL CASTILLO, Rosario Esther. Evaluación de la eficiencia energética de generadores en plantas hidroeléctricas: casos de estudio [en línea]. Tendencia tecnológica. Boletín IIE. Enero-marzo, 2015. p. 23. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://docplayer.es/13485289-Evaluacion-de-la-eficiencia-energetica-de-generadores-en-plantas-hidroelectricas-casos-de-estudio.html>

CASTRO, Ricardo, *et al.* Diseño preliminar de sistema de acarreo y selección de equipos principales para una planta geotérmica a condensación [en línea]. Diplomado de Especialización en Geotermia. El Salvador: Universidad de El Salvador. Facultad de Ingeniería y Arquitectura. Programa Regional de Entrenamiento Geotérmico (PREG), 2014. p. 34. [Fecha de consulta: 11 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/17096/1/Dise%C3%B1o%20preliminar%20de%20sistema%20de%20acarreo%20y%20selecci%C3%B3n%20de%20equipos%20principales%20para%20una%20planta%20geot%C3%A9rmica%20a%20condensaci%C3%B3n.pdf>

COASTAL TECHNOLOGIES INC. [Sitio web]. Estados Unidos. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://mist-eliminators.cti-sc.com/item/cyclone-scrubbers-and-separators/cyclone-separators/1084>

COASTAL TECHNOLOGIES INC. Geothermal & Power Industry [en línea]. p. 5 y 6. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.cti-sc.com/pdf/industry-bulletin-geothermal-and-power.pdf>

COLOMBIA. EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 56 (1, septiembre, 1981). Por la cual se dictan normas sobre obras públicas de generación eléctrica, y acueductos, sistemas de regadío y otras y se regulan las expropiaciones y servidumbres de los bienes afectados por tales obras. En: función pública. [Sitio web]. Documento PDF. p. 2. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma\\_pdf.php?i=279](https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=279)

COLOMBIA. EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715 (13, mayo, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. En: Presidencia de la República. [Sitio web]. Documento PDF. p. 11 y 12. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY%201715%20DEL%2013%20DE%20MAYO%20DE%202014.pdf>

COLOMBIA. EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1819 (29 de diciembre de 2016). Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural, se fortalecen los mecanismos para la lucha contra la evasión y la elusión fiscal, y se dictan otras disposiciones. En: Juriscol. [Sitio web]. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/30030265>

COLOMBIA. EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 2099 (10, julio, 2022). Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. En: Presidencia de la República. [Sitio web]. Documento PDF. p. 5-7. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%202099%20DEL%2010%20DE%20JULIO%20DE%202021.pdf>

COLOMBIA. EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 2155 (14, septiembre, 2021). Por medio de la cual se expide la ley de inversión social y se dictan otras disposiciones. En: Presidencia de la República. [sitio web]. Documento PDF. p. 5. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%202155%20DEL%2014%20DE%20SEPTIEMBRE%20DE%202021.pdf>

DEPARTAMENTO DE LA ENERGÍA DE ESTADOS UNIDOS (DOE). Citado por: GOBIERNO DE EXTREMADURA. Guía de beneficios medioambientales de la energía geotérmica [en línea], 2013. p. 2. [Fecha de consulta: 17 de agosto de 2022]. Disponible en: [http://sigeo.juntaex.es/portalsigeco/c/document\\_library/get\\_file?uuid=8544c0cc-5f64-477e-aa2e-98f4fb80749d&groupId=10137](http://sigeo.juntaex.es/portalsigeco/c/document_library/get_file?uuid=8544c0cc-5f64-477e-aa2e-98f4fb80749d&groupId=10137)

EBSA. Tarifas del mes [en línea]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.ebsa.com.co/sitio/tarifas\\_del\\_mes](https://www.ebsa.com.co/sitio/tarifas_del_mes)

EBSA. Tarifas mes mayo de 2022 [en línea]. [Fecha de consulta: 03 de junio de 2022]. Disponible en: <https://www.ebsa.com.co/uploads/tarifas/a4fef-aviso-ebsa-tarifas-mayo-2022.jpg>

EDOSPINA S.A.S. [Sitio web]. [Fecha consulta: 10 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.edospina.net/torres-de-enfriamiento>

ENAP. [Sitio web]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.enap.cl/pag/683/1829/cerro\\_pabellon](https://www.enap.cl/pag/683/1829/cerro_pabellon)

FUJI ELECTRIC. Geothermal Power Plant [en línea]. PT. PLN (PERSERO), Indonesia. Lahendong Geothermal Power Plant Unit No. 3, 20,000kW. [Fecha de consulta: 18 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.fujielectric.com/products/geothermal\\_power\\_generation/box/doc/01A3-E-0026.pdf](https://www.fujielectric.com/products/geothermal_power_generation/box/doc/01A3-E-0026.pdf)

FUNKE. Intercambiadores de calor de carcasa y tubos. [En línea]. Modelos en serie y soluciones específicas para el cliente. Catálogo. pp. 4 y 17. [Fecha de consulta: 10 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://funke.de/pdf/es/funke\\_rbwt\\_es.pdf](https://funke.de/pdf/es/funke_rbwt_es.pdf)

GEOHERMAL COMMUNITIES. Geothermal systems and technologies; Geothermal energy for power generation. [En línea]. pp. 107 y 108. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://geothermalcommunities.geonardo.com/assets/elearning/7.2.Power\\_from\\_G\\_E.pdf](https://geothermalcommunities.geonardo.com/assets/elearning/7.2.Power_from_G_E.pdf)

GRUPO BANCOLOMBIA. Midiendo la generación de valor del mercado accionario colombiano [en línea]. Dirección de Investigaciones Económicas, Sectoriales y de Mercados. Colombia, 2021. p. 3. [Fecha de consulta: 2 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://img.lalr.co/cms/2021/08/05163534/ROIC-del-Colcap-Rentabilidad-promedio-no-supera-el-coste-de-capital.pdf>

HERNÁNDEZ AMAYA, Helmuth Andrey; GÓMEZ PINTO, Joeth Alfonso y VERA MACÍAS, Nicolás Antonio. Viabilidad financiera para la construcción y operación comercial de una central termoeléctrica menor a carbón en el mercado de energía mayorista colombiano. Monografía de grado. Especialización en gerencia de recursos energéticos [en línea]. Bucaramanga: Universidad Autónoma de Bucaramanga. Facultad de ingenierías físico-mecánicas. Programa de ingeniería en energía, 2013. p. 20-22 y 32. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en:

[https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/11854/2013\\_Tesis\\_Gomez\\_Pinto\\_Joeth\\_Alfonso.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/11854/2013_Tesis_Gomez_Pinto_Joeth_Alfonso.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

INCA S.A.I.C. [Sitio web]. Argentina. [Fecha de consulta: 11 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.incaaislaciones.com.ar/Aislantes\\_Calor.html](https://www.incaaislaciones.com.ar/Aislantes_Calor.html)

LACLAVE. Termoeléctricas a carbón: Cómo funcionan, cuánto contaminan y qué hacer con ellas [en línea]. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://radiolaclave.cl/clima/termoelectricas-a-carbon-como-funcionan-cuanto-contaminan-y-que-hacer-con-ellas/>

MANRIQUE ABRIL, Fred Gustavo, *et al.* Contaminación de la cuenca alta del río Chicamocha y algunas aproximaciones sobre la salud humana [en línea]. Tunja. Revista salud, historia y sanidad, 2007. p. 07. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/1352/1/RED-124.pdf>

MANZANO JUÁREZ, Juan. Análisis del inyector Venturi y mejora de su instalación en los sistemas de riego localizado. Tesis doctoral. España: Universidad Politécnica de Valencia. Departamento de ingeniería rural y agroalimentaria, 2008. p. 28. [Fecha de consulta: 17 de agosto del 2022]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/50838386\\_Analisis\\_del\\_inyector\\_Venturi\\_y\\_mejora\\_de\\_su\\_instalacion\\_en\\_los\\_sistemas\\_de\\_riego\\_localizado/download](https://www.researchgate.net/publication/50838386_Analisis_del_inyector_Venturi_y_mejora_de_su_instalacion_en_los_sistemas_de_riego_localizado/download)

MASSENZA DRILLING RIGS [sitio web]. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.massenzaperforadoras.es/equipo-de-perforacion-mi60/>

MORALES SÁNCHEZ, Duban Herley y RAMÍREZ CONTRERAS, Daniel Felipe. Propuesta de una metodología para el cálculo del costo nivelado de energía (LCOE) en proyectos de generación renovable, basado en el flujo de caja financiero [en línea]. Bucaramanga: Universidad autónoma de Bucaramanga. Facultad de ingeniería. Programa de ingeniería en energía, 2020. p. 44 y 55. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/7332/2020\\_Tesis\\_Duban\\_Herley\\_Morales\\_Sanchez.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/7332/2020_Tesis_Duban_Herley_Morales_Sanchez.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

PENINSULAR DE VÁSTAGOS S.L. [Sitio web]. [Fecha de consulta: 10 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.peninsulardevastagos.es/productos-peninsular/tubos-apiastm/>

PENINSULAR. Steel Tubes [en línea]. [Fecha de consulta: 18 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.peninsulardevastagos.es/wp-content/uploads/Peninsular-asme.pdf>

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE. Citada por: HERNÁNDEZ AMAYA, Helmuth Andrey; GÓMEZ PINTO, Joeth Alfonso y VERA MACÍAS, Nicolás Antonio. Viabilidad financiera para la construcción y operación comercial de una central termoeléctrica menor a carbón en el mercado de energía mayorista colombiano. Monografía de grado. Especialización en gerencia de recursos energéticos [en línea]. Bucaramanga: Universidad Autónoma de Bucaramanga. Facultad de ingenierías físico-mecánicas. Programa de ingeniería en energía, 2013. p. 20-22 y 32. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/11854/2013\\_Tesis\\_Gomez\\_Pinto\\_Joeth\\_Alfonso.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/11854/2013_Tesis_Gomez_Pinto_Joeth_Alfonso.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

QUIJANO RESTREPO, Alejandro e IDÁRRAGA GARCÍA, Carlos Andrés. Experiencias en financiación de pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia [en línea]. Trabajo de grado. Maestría en Administración Financiera. Medellín: EAFIT, 2018. p. 23 y 27-45. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://repository.eafit.edu.co/xmlui/bitstream/handle/10784/12737/CarlosAndres\\_IDarragaGarcia\\_Alejandro\\_QUIJANORestrepo\\_2018.pdf?sequence=2&isAllowed=y](https://repository.eafit.edu.co/xmlui/bitstream/handle/10784/12737/CarlosAndres_IDarragaGarcia_Alejandro_QUIJANORestrepo_2018.pdf?sequence=2&isAllowed=y)

RUHRPUMPEN. [Sitio web]. Catálogo de bombas industriales. p. 4. [Fecha de consulta: 11 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.ruhrpumpen.com/en/downloads/resources/company/53-industrial-pumps-catalog-es/file>

SALAZAR-PEREYRA, Martín, *et al.* Análisis paramétrico de las centrales geotermoeléctricas: vapor seco, cámara flash y ciclos híbridos [en línea]. Revista DYNA, 84(203), pp. 273-282. Diciembre de 2017. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/dyna/v84n203/0012-7353-dyna-84-203-00273.pdf>

SIEMENS. Steam Turbines for Geothermal Power Plants. [En línea]. Catálogo. p. 6 y 11. [Fecha de consulta: 10 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://docplayer.net/53827607-Steam-turbines-for-geothermal-power-plants-industrial-power-sst-400-geo-and-sst-500-geo-with-power-output-up-to-120-mw.html>

SINTRAPREVI. Resumen histórico índice de precios al consumidor, Colombia [en línea]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.sintraprevi.org/pdf/indicadores/ipc.pdf>

SITE GEOTHERMIE-PERSPECTIVES DE L'ADEME ET DU BRGM. Citado por: AM GROUP. [Sitio web]. La energía geotérmica es una de las fuentes de energía renovable menos conocidas. [Fecha de consulta: 17 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.aristegui.info/la-energia-geotermica-es-una-de-las-fuentes-de-energia-renovable-menos-conocidas/>

SPIRAX SARCO [sitio web]. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://vaporparalaindustria.com/ecuaciones-para-el-dimensionado-de-valvulas-de-control-en-sistemas-de-vapor/>

SPIRAX SARCO. Válvulas de control de dos vías Spira-trol [en línea]. p. 8. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://content.spiraxsarco.com/-/media/spiraxsarco/international/documents/es/ti/spira-trol-ti-s24-60-es.ashx?rev=a8d0ec15574d41dbbb191de59a18fa8d>

SPIRAX SARCO. Válvulas todo o nada con actuador de pistón Tipo PF6 en acero inoxidable [en línea]. p. 2. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://content.spiraxsarco.com/-/media/spiraxsarco/international/documents/es/ti/tipo\\_pf6-ti-p373-13-es.ashx?rev=809849f12a9347168bdc9cd273266124](https://content.spiraxsarco.com/-/media/spiraxsarco/international/documents/es/ti/tipo_pf6-ti-p373-13-es.ashx?rev=809849f12a9347168bdc9cd273266124)

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA. [Sitio web]. Colombia: UPME. [Fecha de consulta: 16 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/carbon.aspx>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Elaboración del instrumento de carácter técnico-ambiental que evidencie los diferentes procedimientos y técnicas necesarias para [...]. [En línea]. Informe técnico río Chicamocha. Corporación Autónoma Regional de Santander. Sogamoso, abril de 2015. p. 123. [Fecha de consulta: 09 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/handle/001/974/DOCUMENTO%20RIO%20CHICAMOCHA-F.pdf?sequence=15&isAllowed=y>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energías alternativas y difusión. Documento ANC-0603-21-00. Utilización de la energía geotérmica, documento descriptivo. Versión 00. Unión temporal ICONTEC-AENE. Bogotá D.C., 2003. p. 10 y 45.

UPME. Proyecciones de demanda de energéticos [en línea]. Subdirección de demanda. Informe 2021. p. 15. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion\\_Proyeccion\\_Demanda2021.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion_Proyeccion_Demanda2021.pdf)

VALFONTA. Válvula de seguridad, modelo ALPER [en línea]. p. 1. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://valfonta.com/wp-content/uploads/2020/02/ALPER-11-CATALOGO-ESP.pdf>

VEM. Medium-speed synchronous generators. [En línea]. Catálogo. p. 35. [Fecha de consulta: 10 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.vem-group.com/fileadmin/content/pdf/Download/Kataloge/Kataloge/VMUK\\_HS02-031-EN\\_VEM-synchronous-generators-catalogue.pdf](https://www.vem-group.com/fileadmin/content/pdf/Download/Kataloge/Kataloge/VMUK_HS02-031-EN_VEM-synchronous-generators-catalogue.pdf)

WEB GEOTHERMAL DATA BASE, citada por: MUNEVAR ORTÍZ, Juan David; Propuesta para la localización, selección de maquinaria, selección de proveedores y distribución de una planta para la producción de energía eléctrica mediante el uso del recurso geotérmico [en línea]. Bogotá D.C.: Pontificia Universidad Javeriana. Facultad de Ingeniería Industrial, 2012. p. 58. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://repository.javeriana.edu.co/bitstream/handle/10554/13657/MunevarOrtizJuanDavid2012.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

WORLDWIDE INFLATION DATA. [Sitio web]. [Fecha de consulta: 15 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/estados-unidos/inflacion-historica/ipc-inflacion-estados-unidos.aspx>

ZARROUK, Sadiq J. y PURNANTO, Munggang H. Geothermal steam-water separators: design overview [en línea]. Paper received and accepted by Elsevier Ltd. 2014. p. 245. [Fecha de consulta: 12 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/profile/Munggang-Purnanto/publication/265128616\\_Geothermal\\_steam-water\\_separators\\_Design\\_overview/links/5a869e47a6fdcc6b1a36c548/Geothermal-steam-water-separators-Design-overview.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Munggang-Purnanto/publication/265128616_Geothermal_steam-water_separators_Design_overview/links/5a869e47a6fdcc6b1a36c548/Geothermal-steam-water-separators-Design-overview.pdf)

# ANEXOS

## Anexo A. Características técnicas, unidad 3, planta Lahendong (Indonesia).

### Mechanical Equipment

#### Steam turbine

A semi-ekkt type compact turbine was adopted to minimize the on-site installation period. This geothermal steam turbine features the following:

- (1) Reaction blades
- (2) Full arc admission without control stage
- (3) Integral shroud band on moving blades
- (4) Three-dimensional low-pressure twisted blades

**Specifications**  
 Type : Single cylinder, single flow, condensing turbine  
 Rated output : 20,000kW  
 Speed : 3,000r/min  
 Steam condition  
 Pressure : 7.13bar a  
 Temperature: 165.7°C  
 Steam flow : 41kg/s

#### Condenser

A spray-nozzle, low-level, direct-contact condenser was adopted. The body of the condenser is made of stainless-steel. The compactly-designed condenser integrates the gas cooling area, where non-condensable gas contained in the geothermal steam is cooled down.

**Specifications**  
 Type : Spray-nozzle, low-level, direct-contact condenser  
 Pressure : 0.115bar a  
 Cooling water  
 Flow : 4,471m<sup>3</sup>/h  
 Inlet/outlet temperature: 29.5/45.5°C



Condenser

### Electrical System

#### Turbo-generator

A two-pole air-cooled turbo-generator was adopted. The power factor of the generator can be set from 0.9 leading to 0.8 lagging, in order to perform the line charging when the transmission line is black out. The generator main unit features a skid structure, while the main and neutral generator terminals are upward removal structures.

**Generator Specifications**  
 Type : Air-cooled turbo-generator  
 Output : 25,000kVA  
 Excitation : Brushless  
 Voltage/frequency : 11kV, 50Hz  
 Insulation/temperature increase: Class F/Rise B



Generator

#### Gas removal system

The steam ejector system was employed, as 1% (wt) of the main steam is composed of non-condensable gas. The double two-stage (including spare) ejector is equipped with inter- and after-condensers. The cooling water from the inter-condenser is led to the condenser through the U-seat, while that from the after-condenser is led through the level control valve.

**Specifications**  
 Type : Double two-stage steam ejector  
 Motive steam pressure : 7.13bar a  
 Motive steam consumption: 5,544kg/h  
 Cooling water flow : 282m<sup>3</sup>/h



Gas removal system

### Cooling Water System

The cooling water flows from the cooling tower under differential pressure between the atmospheric pressure of the cold water basin and the vacuum pressure of the condenser.

Geothermal steam is mixed with cooling water in the condenser, and the condensate water is fed to the cooling tower by the hotwell pumps.

The water cooled in the cooling tower is fed back from the cold water basin to the condenser, hence generating a cyclic flow.

The cooling water within the facilities consists of the primary cooling water, which is channeled from a circulating water system, and the secondary cooling water, which is used to cool the temperature of each bearing within the facilities. A plate-type heat exchanger is installed to cool the secondary cooling water, the temperature of which has increased by conducting the heat away from the bearings.

#### Cooling tower

The cooling tower made of concrete is of the mechanical-draft counter-flow suction type.

**Specifications**  
 Type : Mechanical-draft counter-flow type  
 Cells : 3 × 110kW  
 Flow : 4,928m<sup>3</sup>/h  
 Inlet/outlet temperature: 45.5/29.5°C



Cooling tower

Fuente: FUJI ELECTRIC. Geothermal Power Plant [en línea]. PT. PLN (PERSERO), Indonesia. Lahendong Geothermal Power Plant Unit No. 3, 20,000kW. [Fecha de consulta: 18 de agosto de 2022]. Disponible en: [https://www.fujielectric.com/products/geothermal\\_power\\_generation/box/doc/01A3-E-0026.pdf](https://www.fujielectric.com/products/geothermal_power_generation/box/doc/01A3-E-0026.pdf)

Anexo B. Características de tuberías de acero según la norma ASME.

Tabla de dimensiones ASME. Tubos de acero al carbono según norma ASME B 36.10. Tubos inoxidables según norma ASME B 36.19. ASME Pipes Schedules. Carbon steel pipes in acc. with ASME B36.10. Stainless steel pipes in acc. with ASME B36.19

Diametro Nominal		Diam. Ext.	Espesor. Wall thickness (mm) Peso. Weight (Kg/meter)																						
Nominal Pipe Size NPS	Nominal Diameter DN	Outside Diameter mm	SCH 5S	SCH 5	SCH 10S	SCH 10	SCH 20	SCH 30	SCH 40S	STD	SCH 40	SCH 60	SCH 80S	XS	SCH 80	SCH 100	SCH 120	SCH 140	SCH 160	XXS					
1/4	6	10.3			1,24			1,45		1,73				2,41											
						0,27		0,32		0,37					0,47										
						0,29		0,32		0,37					0,48										
1/4	8	13.7			1,65			1,85		2,24			3,02												
						0,49		0,54		0,63				0,80											
						0,50		0,55		0,64				0,81											
1/4	10	17.2			1,85			1,85		2,31			3,20												
						0,63		0,70		0,85				1,10											
						0,64		0,71		0,86				1,12											
1/4	15	21.3	1,65		2,11			2,11		2,77			3,73						4,78	7,47					
					0,8		1,00		1,13		1,27			1,62					1,95	2,56					
					0,81		1,02		1,14		1,27			1,65					1,98	2,59					
1/4	20	26.7	1,65		2,11			2,11		2,87			3,91						5,56	7,82					
					1,02		1,28		1,44		1,68			2,20					2,89	3,64					
					1,03		1,30		1,46		1,71			2,23					2,94	3,69					
1	25	33.4	1,65		2,77			2,90		3,98			4,55						6,35	9,09					
					1,29		2,10		2,18		2,50			3,24					4,24	5,45					
					1,31		2,13		2,22		2,54			3,29					4,30	5,53					
1 1/4	32	42.2	1,65		2,77			2,97		3,56			4,85						6,35	9,70					
					1,65		2,70		2,87		3,37			4,46					5,61	7,76					
					1,67		2,73		2,92		3,44			4,53					5,69	7,86					
1 1/2	40	48.3	1,65		2,77			3,18		3,68			5,08						7,14	10,18					
					1,90		3,10		3,54		4,05			5,41					7,24	9,55					
					1,92		3,15		3,59		4,11			5,49					7,35	9,69					
2	50	60.3	1,65		2,77			3,18		3,91			5,54						8,74	11,07					
					2,39		3,03		4,48		5,44			7,49					11,12	13,46					
					2,42		3,09		4,55		5,52			7,60					11,29	13,66					
2 1/4	65	73.0	2,11		3,05			4,78		5,16			7,01						9,53	14,02					
					3,09		5,26		8,05		8,84			11,41					14,92	20,40					
					3,75		5,36		8,17		8,77			11,59					15,15	20,72					
3	80	88.9	2,11		3,05			4,78		5,49			7,62						11,13	15,24					
					4,52		6,46		9,82		11,29			15,27					21,35	27,68					
					4,59		6,58		10,07		11,47			15,51					21,67	28,11					
3 1/4	90	101.6	2,11		3,05			4,78		5,74			8,08							16,15					
					5,18		7,41		11,41		13,57			18,63							34,03				
					5,26		7,53		11,57		13,78			18,92								34,56			
4	100	114.3	2,11		3,05			4,78		6,02			8,56			11,13			13,49	17,12					
					5,94		8,37		12,91		16,08			22,32								41,03			
					5,93		8,50		13,11		16,32			22,87									41,66		
5	125	141.3	2,77		3,40			4,40		6,55			9,53			12,70			15,88	19,05					
					8,48		11,56				21,77			30,97								57,43			
					8,81		11,74				22,10			31,44									58,32		
6	150	168.3	2,77		3,40			4,40		7,11			10,97			14,27			18,26	21,95					
					11,31		13,82				28,26			42,59								79,21			
					11,48		14,04				28,69			43,21									80,43		
8	200	219.1	2,77		3,76		6,35	7,04		8,18		10,31		12,70		15,09	18,26	20,82	23,01	22,23					
					14,78		19,97		33,31	36,81		42,54		53,08		64,64		75,81		90,43	100,51	111,26	127,91		
					15,00		20,27		33,83	37,38		43,20		53,90		65,83		77,08		91,82	102,47	112,97	129,57		
10	250	273.1	3,40		4,19		6,35	7,80		9,27			12,70		15,09	18,26	21,44	25,40	28,56	25,40					
					22,61		27,76		41,70	51,02		60,30		81,54		95,99		114,73		133,03	155,12	172,30	155,12		
					22,96		28,21		42,41	51,81		61,23		82,79		97,47		116,50		135,08	157,51	174,65	157,51		
12	300	323.9	3,96		4,57		6,35	8,38		9,53		10,31	14,27	12,70		17,48	21,44	25,40	28,58	33,32	25,40				
					31,24		35,98		49,72	65,19		71,90		79,72		106,94		97,45		132,06	159,89	186,94	208,10	238,72	186,94
					31,72		36,54		50,48	66,20		75,00		80,94		110,62		98,95		134,10	162,35	189,82	211,31	242,40	189,82
14	350	355.6	3,96		4,78		6,35	7,92		9,53		11,13	15,09	12,70		19,05	23,83	27,79	31,76	35,71					
					34,34		41,35		54,68	67,90		81,33		94,55		126,71		107,39		158,10	194,86	224,65	253,56	281,70	
					34,87		41,89		55,53	68,95		82,58		96,00		128,66		109,04		160,54	197,97	228,11	257,47	286,04	

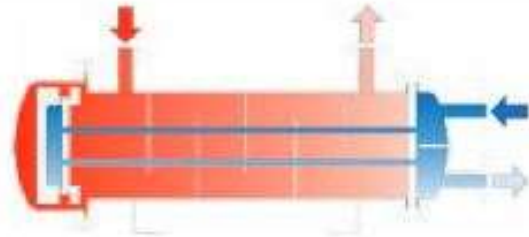
Fila negra: espesor en mm. Black row: wall thickness in mm.  
Fila azul: aceros al carbono - peso Kg/metro. Blue row: Carbon Steel - weight Kg/meter  
Fila roja: aceros inoxidables - peso Kg/metro. Red row: Stainless Steel - weight Kg/meter

Fuente: PENINSULAR. Steel Tubes [en línea]. [Fecha de consulta: 18 de agosto de 2022]. Disponible en: <https://www.peninsulardevastagos.es/wp-content/uploads/Peninsular-asme.pdf>



## Anexo D. Condensador Funke serie C 500.

### Refrigerador universal, cabezal flotante, haz tubular extraíble Serie C 500 (p. ej.: TEMA tipo AES; BES)



#### Características técnicas

El intercambiador de calor de FUNKE tipo C 500 es un modelo con tubos internos rectos y haz tubular extraíble, cuya placa tubular fija se encuentra sujeta entre las bridas del lado de la carcasa y las del lado de los tubos con dos juntas planas y pernos.

En su conjunto la placa tubular móvil y el cabezal unidos a la placa mediante anillo partido, pernos y juntas planas conforman el cabezal flotante situado en el interior de la carcasa. Este diseño permite equipar el haz tubular con una superficie que permite la máxima transferencia de calor. El cabezal flotante está envuelto de una carcasa extendida de más de diámetro y que es extraíble para permitir la inspección del cabezal flotante. Para el diseño de paso único por los tubos se hace pasar la brida de conexión correspondiente por esta carcasa y se sella mediante una tapa de prensaestopas. Es posible instalar un compensador axial dentro de esta carcasa.

Los tubos se unen a la placa tubular mediante soldaduras o expansionado, en función de las normas de construcción, la combinación de materiales, los medios y los parámetros de funcionamiento (P/T) máximos permitidos. Se sobreentiende que después de soldar los tubos, estos son expandidos de nuevo para evitar la corrosión por crevice.

Ofrecemos diferentes diseños de cabezales de conexión en la placa tubular, cuya elección deberá realizarse según los estándares deseados y teniendo en cuenta criterios de Ingeniería de fluidos y el número de pasos (paso único/multipaso) por el lado tubos.

Las vías de ventilación y de vaciado así como el tipo de soporte se determinarán en función de la instalación del equipo.

#### Materiales

De acuerdo con las disposiciones legales, las normas de construcción y los medios de funcionamiento, se utilizan aceros al carbono, aceros inoxidables y metales no férricos. Sin embargo, también es posible trabajar con otros materiales especiales, galvanizados y revestimientos.

#### Aplicaciones

Este intercambiador de calor tipo C 500 se utiliza principalmente cuando, además de requerirse un haz tubular extraíble y facilidad de limpieza, es necesaria máxima calidad. Este diseño se utiliza principalmente en las industrias química y petroquímica, así como en Ingeniería del vacío, como refrigerador de gas de proceso, refrigerador de aceite o como condensador/condensador de vacío.

#### Conformidad

El intercambiador de calor FUNKE del tipo C 500 cumple las regulaciones y las normas de construcción establecidas por los correspondientes organismos certificadores nacionales e internacionales, como son la Directiva de Equipos a Presión 97/23/CE (PED), AD 2000, ASME-VIII, Div. I, U-Stamp, las normas TEMA y CHINA-SQL, entre otras. No supone ningún problema incorporar adicionalmente las normas de construcción y las especificaciones del cliente.

Fuente: FUNKE. Intercambiadores de calor de carcasa y tubos. [En línea]. Modelos en serie y soluciones específicas para el cliente. Catálogo. p. 17. [Fecha de consulta: 10 de agosto de 2022]. Disponible en:

[https://funke.de/pdf/es/funke\\_rbwt\\_es.pdf](https://funke.de/pdf/es/funke_rbwt_es.pdf)