

**ESTUDIO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL CICLO BINARIO
COMBINADO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE
EL APROVECHAMIENTO DE RECURSOS GEOTÉRMICOS EN LA ZONA DE
“TUPIÑO-CHILES-CERRO NEGRO”**

**ANGIE DANIELA PRADA PLATA
YESICA ANDREA NORIEGA RINCON**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
BUCARAMANGA**

2022 – I

**ESTUDIO ECONOMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN CICLO BINARIO
COMBINADO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE
EL APROVECHAMIENTO DE RECURSOS GEOTÉRMICOS EN LA ZONA DE
“TUPIÑO-CHILES-CERRO NEGRO”**

**ANGIE DANIELA PRADA PLATA
YESICA ANDREA NORIEGA RINCON**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO EN ENERGÍA**

**Director: PhD LUIS SEBASTIÁN MENDOZA CASTELLANOS
Co-director: PhD ANA LISBETH GALINDO NOGUERA**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
BUCARAMANGA**

2022 – I

Nota de aceptación:

Firma del Director

Firma del Calificador

Firma del Calificador

AGRADECIMIENTOS

A nuestras parejas por su apoyo incondicional en todo nuestro proceso, a nuestra familia por su guía

Al PhD Sebastián Mendoza, PhD Ana Lisbeth Galindo Noguera y Carlos Eymel Campos Rodríguez por su ayuda,

paciencia, tiempo y dedicación para el desarrollo de este proyecto.

Agradecemos a todos lo que hicieron parte de este proceso y confiaron en nosotras.

DEDICATORIA

Nuestra tesis la dedicamos a nuestras parejas con todo el amor y cariño por creer en nosotras y nuestras capacidades, por ser fuente de inspiración y motivación para seguir adelante y luchar por nuestros sueños.

A nuestras madres, quienes con todo el amor siempre estuvieron dispuestas a ayudar en lo que pudieran.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	11
INTRODUCCIÓN	14
JUSTIFICACIÓN	16
4. MARCO CONTEXTUAL	19
4.1 Energía geotérmica	19
4.1.1 Tipos de yacimientos	21
4.1.2 La energía geotérmica en el mundo	24
4.1.3 Costos de la energía geotérmica.....	28
4.1.4 Energía Geotérmica en Colombia	31
4.1.5 Legislación en Colombia.....	33
4.1.6 Avances de la geotermia en la zona “Tufiño, Chiles y Cerro Negro”	34
4.2 Plantas geotérmicas tipo binario	38
4.2.1 Ciclo Rankine Orgánico	40
4.2.2 Ciclo Kalina.....	41
4.3 Análisis económico	44
4.3.1 Coste de inversión.....	44
4.3.1.1 Primera Etapa: Exploración	44
4.3.1.2 Segunda Etapa: Confirmación	45
4.3.2 Costos de operación y mantenimiento	46
5. OBJETIVOS	48
Objetivo General.....	48
Objetivos específicos	48
6. METODOLOGIA	49
6.1 Selección de los fluidos de trabajo para el ciclo ORC	54
6.2 Determinación de concentración de mezcla para el ciclo Kalina	62
6.3 Análisis de sensibilidad	62
6.4 Costos y análisis económico del ciclo.....	63
7. ANALISIS DE RESULTADOS	71
7.1 Concentración del fluido de trabajo (mezcla amoníaco-agua) del ciclo Kalina	71
7.2 Resultados termodinámicos del ciclo combinado	72

7.3 Resultados del análisis de sensibilidad	75
7.4 Resultados de Costos y análisis económico.....	83
8. CONCLUSIONES.....	87
9. RECOMENDACIONES	90
10. REFERENCIAS	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de la generación de electricidad en el mundo [3].	16
Figura 2. Capacidad instalada de electricidad entre el 2011-2021 [25].	17
Figura 3. LCOE global promedio ponderado a escala de servicios públicos por tecnología, 2010-2020 [8].	18
Figura 4. Adaptación de Diagrama de utilización de los recursos geotérmicos en el mundo a partir de la temperatura del fluido termal (agua, vapor y gases) [12].	19
Figura 5. Estructura interna de la Tierra y repartición de flujos caloríficos según la estabilidad geológica de la zona [13].	20
Figura 6. Cinturón de fuego del pacifico [20].	21
Figura 7. Yacimiento Geotérmico con reservorio de agua de alta temperatura [15].	22
Figura 8. Yacimiento Geotérmico de roca seca caliente de alta temperatura [15].	23
Figura 9. Yacimiento Geotérmico de baja temperatura [21].	24
Figura 10. Generación de electricidad en el mundo entre los años 2011-2019 [22].	26
Figura 11. Tecnologías de energía renovable: reducción de los costos desde 2010 [30].	28
Figura 12. LCOE globales de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos recién puestas en servicio, 2010-2020 [30].	29
Figura 13. Costos instalados a nivel de proyecto geotérmico por tecnología, 2007-2020 [30].	30
Figura 14. Costos unitario de plantas de energía para proyectos geotérmicos [31].	31
Figura 15. Mapa geológico simplificado (modificado de Perdomo et al., 1986) de la región de los volcanes VC y VCN. Círculos negros numerados: Estaciones de Campo (García, 2016). Puntos rojos: Ubicación de manantiales y fuentes termales (Aguas Hediondas y Lagunas Verdes) y sitios de muestras con análisis petrográfico y químico Polígono rojo: Área de interés del Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño Chiles Cerro Negro. [43].	37
Figura 16. Modelo geotérmico conceptual propuesto. Nubes: área de recarga. Flechas azules: dirección de flujo del sistema de recarga. Flechas rojas: Dirección de flujo de calor. En naranja: posibles áreas de descarga de aguas termales (se indica temperatura de las aguas cuando se conoce, de lo contrario, se indica temperatura por encima de la temperatura ambiente como "T ^o ↑" [44].	38
Figura 17. Esquema de una planta tipo binario. IDAE (2011) [45].	39
Figura 18. Estructura del ciclo combinado. Adaptado de Campos R, Carlos E. (2014) [54].	51
Figura 19. Gráfica T-s para condiciones definidas sólo en la entrada y salida de los intercambiadores	53
Figura 20. Diagramas T-s de ciclos Rankine saturados para agua y fluidos orgánicos [Macchi, 2017].	55
Figura 21. Clasificación de seguridad según ASHRAE [59].	61
Figura 22. Relación de la potencia generada en el ciclo Kalina en relación con la concentración de amoníaco en la mezcla.	72
Figura 23. Simulación del Ciclo combinado ORC- Kalina en Aspen Hysys	73
Figura 24. Simulación del Ciclo combinado Kalina-ORC en Aspen Hysys	73

Figura 25. Eficiencia y potencia eléctrica generada de para cada fluido de trabajo en el ORC y configuración del ciclo combinado.	75
Figura 26. Comportamiento de la potencia térmica generada en función del Caudal del fluido geotérmico.	77
Figura 27. Comportamiento de la potencia térmica generada en función de la temperatura del fluido geotérmico.....	79
Figura 28. Relación del caudal del fluido de trabajo de ORC respecto a la temperatura del fluido geotérmico.	79
Figura 29. Variación de la eficiencia respecto a la temperatura del fluido geotérmico.	80
Figura 30. Relación del caudal del fluido de trabajo de ORC respecto a la temperatura del fluido geotérmico	82

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad instalada de energía geotérmica en el mundo.	26
Tabla 2. Ecuaciones de estado para cada ciclo.	50
Tabla 3. Condiciones de presión en cada ciclo	52
Tabla 4. Fluidos para ciclo ORC preseleccionados	54
Tabla 5. Propiedades termofísicas de los fluidos preseleccionados para el ciclo ORC.....	56
Tabla 6. Fluidos que cumplen el primer filtro de selección	58
Tabla 7. Fluidos que cumplen el segundo filtro de selección	60
Tabla 8. Fluidos que cumplen el tercer filtro de selección	61
Tabla 9. Fluidos seleccionados para ciclo ORC según sus propiedades.	61
Tabla 10. Fluidos seleccionados para ciclo ORC según bibliografía.....	62
Tabla 11. Costos de desarrollo de la zona.....	66
Tabla 12. Correlaciones matemáticas para calcular el costo de cada equipo.	66
Tabla 13. Coeficientes para cada equipo. Zhen T, Yingying Y, Yuan Z, Bo G & Wenzhong G (2020) [62].....	67
Tabla 14. Potencia generada en el ciclo Kalina a diferentes concentraciones de amoníaco y agua.	71
Tabla 15. Resultados termodinámicos del ciclo combinado.	74
Tabla 16. Resultados escenario 1 variación del caudal geotérmico.....	76
Tabla 17. Resultados escenario 2. Variación de la temperatura del fluido geotérmico.	78
Tabla 18. Resultados escenario 3. Variación de la temperatura del fluido geotérmico y la presión de alta del fluido de trabajo ORC.....	81
Tabla 19. Costos y análisis económico para configuración ORC-KALINA	83
Tabla 20. Costos y análisis económico para configuración KALINA-ORC.....	84
Tabla 21. Caudal mínimo requerido en la fuente geotérmica.....	85

RESUMEN

El propósito de este trabajo es evaluar la viabilidad de la implementación de un ciclo binario combinado entre ORC y Kalina, para la generación de energía eléctrica a partir del potencial geotérmico de media temperatura en la zona de “Tufiño, Chiles y cerro negro - Colombia”. Para realizar el análisis se implementó la herramienta computacional Aspen Hysys, donde se determinó el comportamiento de la recuperación de calor a través de sistemas de potencia binarios combinando el ciclo ORC y Kalina.

Para los fluidos orgánicos seleccionados para el ciclo ORC (R134a, R218, Butano y Pentano), se evidencio que el Pentano presento un mejor comportamiento, alcanzando una potencia de 16,11 MWe, generación de energía anual de 126,99 GWh/año, Eficiencia de 6,98% y un LCOE de 0.0697 USD/kWh. Por otro lado, para el Ciclo Kalina, se determinó que la mejor concentración de Amoniaco-Agua fue de 18,28% amoniaco y 81,72% de agua, porcentaje en peso, para maximizar la Generación Eléctrica. Finalmente, los resultados obtenidos presentan la configuración Kalina-ORC, como la alternativa con mayor viabilidad técnica-económica, alcanzando Potencias Eléctricas de 29,44 MWe y una generación de energía anual de 232,11 GWh/año, Eficiencia de 12,54% y un LCOE de 0,059 USD/kWh

Abstract

This work aims to assess the feasibility of using mixed cycles (Kalina/ORC) for electric energy generation from geothermal resources in the area of the "Tufiño-Chiles-Cerro Negro" Binational Geothermal Project, in the Colombia/Ecuador border, in relationship to the geothermal potential of mean temperature. We performed this analysis using the software Aspen Hysys(c) to model the thermal recovery on the geothermal system using a mix of binary cycle heat engines ORC and Kalina. For organic fluids selected for ORC (R134a, R218, butane, and pentane), the best performance was for pentane, reaching a net power of 16,11MWe, yearly energy generation of 126,99 GWh/year, and efficiency of 6,98%, and LCOE=0.0697 USD/kWh. For Kalina cycles, ammoniac/water concentration yielding the higher electric generation was 18,28% weight percentage. Finally, the outcoming results are showing the mixed engine Kalina/ORC as a feasible alternative with higher technic-economic viability, reaching an electric power of 29,44MWe and a yearly energy generation of 232,11 GWh/year, efficiency of 12,54%, and LCOE of 0,059 USD/KWh.

Palabras claves

Ciclo combinado, geotermia, ciclo binario, ORC, Kalina.

INTRODUCCIÓN

A finales del 2019, había en 29 países plantas geotérmicas activas con una capacidad de generación de energía instalada de 15400MW, a nivel mundial la proyección es que dentro de 15 a 20 años la capacidad instalada alcance los 28000MW [1]. Para algunos países, la producción de electricidad a partir de geotérmica representa una fracción importante de su producción eléctrica total, como son Filipinas con 16.2%, Nicaragua con 17%, El Salvador con 15.4%, Islandia con 13%, Costa Rica con 7.8%, Kenia 5.3%, Nueva Zelanda 5.1% e Indonesia 30% [2]. Gracias a los avances en energía geotérmica y con el fin de disminuir la dependencia de recursos fósiles muchos países se han enfocado en la generación de este tipo de energía, generando así múltiples investigaciones y estudios que permita la incursión de nuevos escenarios energético.

Las energías renovables están teniendo un crecimiento importante en la generación de electricidad, entre el 2017 y el 2020 ha logrado un incremento de 8717 GWh, debido a que en la última década los costos de estas se han vuelto más competitivos en el mercado energético, siendo la energía renovable de mayor impacto en costos la energía fotovoltaica pasando de 0.381 USD/kWh a 0.057 USD/kWh, por este motivo se han empezado a impulsar significativamente teniendo cada vez más inversión [3]. La energía geotérmica es una fuente de energía renovable capaz de reemplazar otras fuentes energéticas para la producción de energía eléctrica, con lo cual se reduciría la dependencia energética a los combustibles fósiles además de disminuir las emisiones de efecto invernadero y partículas, ya que el sector energético actualmente es responsable del 75% de las emisiones de efecto invernadero [4].

Para alcanzar el objetivo de seguir implementando la energía geotérmica para la generación de energía eléctrica se realiza la elección de la tecnología, está depende de la temperatura del recurso geotérmico. La zona para trabajar está ubicada en el ámbito de la Cordillera Occidental, en la frontera entre Colombia (Departamento de Nariño) y Ecuador (Provincia del Carchi), alrededor de los volcanes Chiles (4.730

m) y Cerro Negro (4.470 m) y cerca de la parroquia de Tufiño (3.000 habitantes). Esta región es afectada por una intensa y persistente actividad volcánica, razón por la que es muy plausible la existencia de una anomalía regional del flujo de calor. La línea fronteriza colombo-ecuatoriana pasa por las cumbres de ambos volcanes y divide longitudinalmente en dos mitades a la zona de interés geotérmico. Donde se estima haya un reservorio somero, a una profundidad de 500 a 1.000 m, con temperaturas de alrededor de 150° C [5].

Teniendo en cuenta lo anterior se trabajará con un yacimiento de temperatura media que comprende temperaturas entre los 100 y los 150°C, por lo tanto, el estudio de la zona se realizará con la implementación de un ciclo binario combinando los ciclos ORC-Kalina, en los cuales se usan fluidos orgánicos con el fin de trabajar con la temperatura estimada de la zona. Este estudio se llevará a cabo con la ayuda de la herramienta Aspen Hysys y con el análisis económico se evaluará la viabilidad del proyecto.

JUSTIFICACIÓN

Actualmente el panorama energético mundial está experimentando una transformación donde las energías renovables desempeñan un papel importante. Este cambio ayuda a que países con poco acceso eléctrico puedan desarrollar sistemas eléctricos y seguros. En el año 2019, la generación de electricidad en el mundo, la tendencia fue de carácter fósiles ha disminuido (62.80%), seguido por el 27.2% de energía renovables y el 10% de nuclear, en la figura 1 se muestra detallado [3].

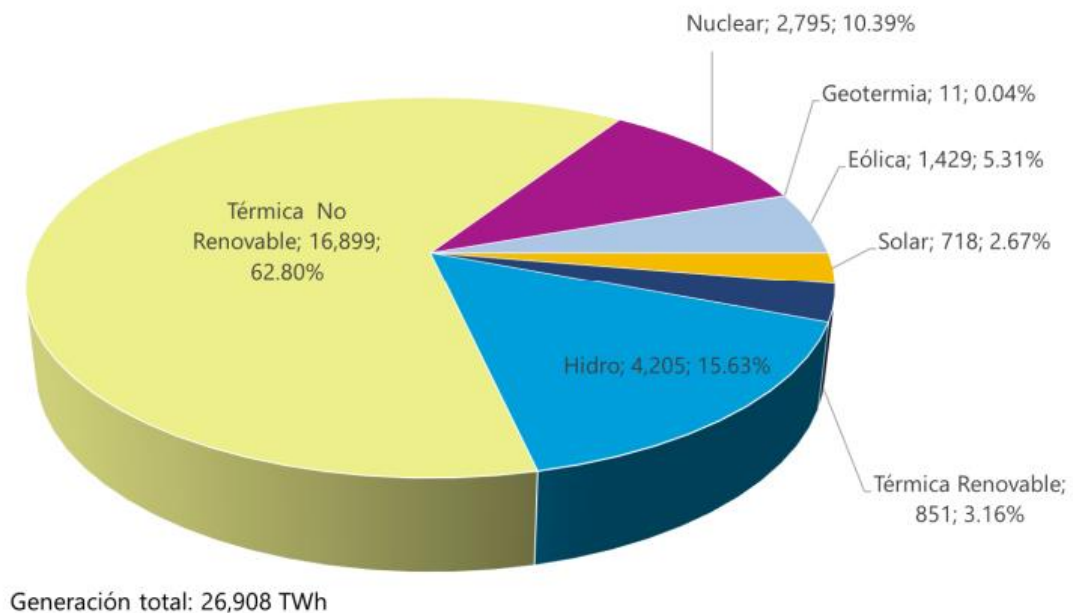


Figura 1. Distribución de la generación de electricidad en el mundo [3].

Esto, es debido a las energías renovables están desempeñando un papel importante en el panorama energético, ya que están ofreciendo un servicio en zonas de difícil el acceso eléctrico. La figura 2, presenta un ejemplo de la evolución de la capacidad instalada de la geotérmica, alcanzando una capacidad instalada en el año 2021 de 15.544 MW [3].

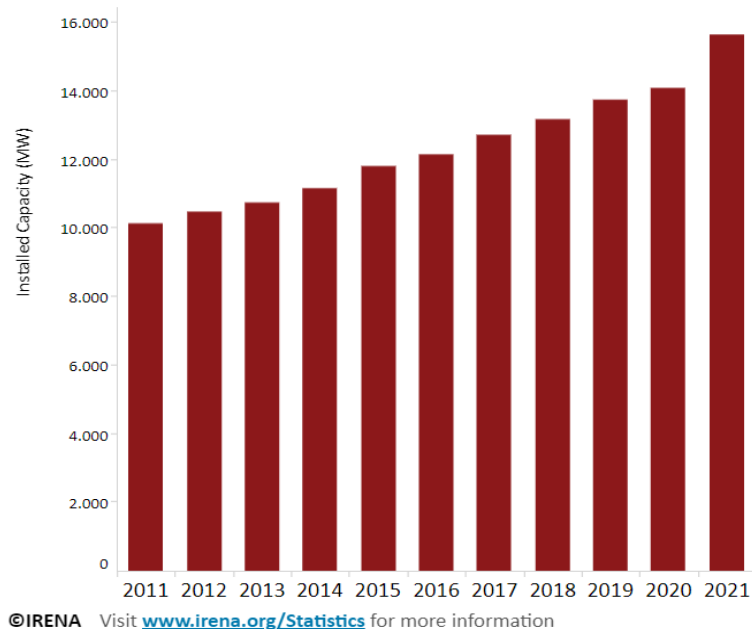


Figura 2. Capacidad instalada de electricidad entre el 2011-2021 [25]

Colombia es un país extraordinariamente rico en recursos energéticos donde predomina la hidroelectricidad, la matriz energética es de aproximadamente el 80% de generación basada en hidroelectricidad y el 20% restante distribuido en otras fuentes tales como: gas natural y carbón principalmente. Los estudios realizados prevén que Colombia puede ser una buena fuente energética con un potencial geotérmico de 2MW [6].

El desarrollo de sistemas energéticos la energía geotérmica va en aumento, a pesar de participar únicamente con el 0.04% de la generación de energía mundial [3]. De acuerdo con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), los recursos geotérmicos en la cordillera volcánica colombiana (Cordillera Central) se presentan como un área geotérmica favorable, debido a evidencia geológicas en su grado de evolución magmática e importantes manifestaciones termales [7]. El costo nivelado de la energía implementando tecnologías alternativas con energías renovables, son cada vez más competitivos y esto se evidencia en la figura 3. Esto permite que el potencial geotérmico se presente como una oportunidad en la diversificación y ampliar la matriz energética.

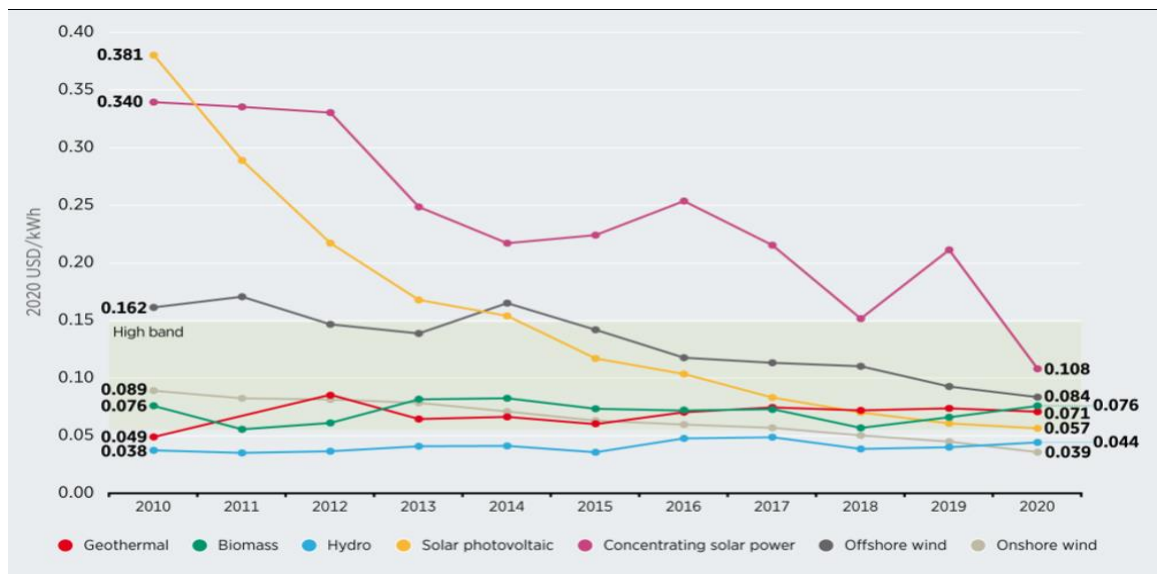


Figura 3. LCOE global promedio ponderado a escala de servicios públicos por tecnología, 2010-2020 [8].

Basado en la información recopilada anteriormente se evidencia la importancia del uso de la energía geotérmica, en este trabajo se evaluará la viabilidad del llevar a cabo el proyecto geotérmico binacional “Chiles-Tufiño-Cerro Negro”, con la implementación de un ciclo binario. El Ciclo binario se utiliza para temperaturas de entre 120 °C y 200 °C, que según los estudios realizados en la zona son las temperaturas que se van a manejar en el proyecto [8].

Hoy en día las centrales de ciclo binario son el tipo de planta geotérmica más utilizados para generar electricidad. Existen 155 unidades de ciclo binario en operación, generando 274 MW de electricidad en 16 países. Sin embargo, a pesar de constituir el 33% de todas las unidades geotérmicas en operación en el mundo, las plantas de ciclo binario generan, solamente el 3% del total de la energía eléctrica de origen geotérmico [9].

Este trabajo utiliza el ciclo binario porque opera con temperaturas de media y alta temperatura del fluido geotérmico(85°C-170°C). La selección del fluido de trabajo depende directamente de la temperatura, ya que estos trabajan a condiciones más bajas que un ciclo Rankine convencional [10].

4. MARCO CONTEXTUAL

4.1 Energía geotérmica

La energía geotérmica es una energía renovable la cual se genera en el interior de la tierra y pueden ser utilizados para calefacción o transformarla en electricidad. Mientras que la mayoría de las energías renovables son intermitentes, la fuente geotérmica está disponible todo el año y puede producir electricidad para temperaturas de media a alta [11]. La Figura 4, se podrá visualizar algunos usos típicos de los recursos geotérmicos según su temperatura.

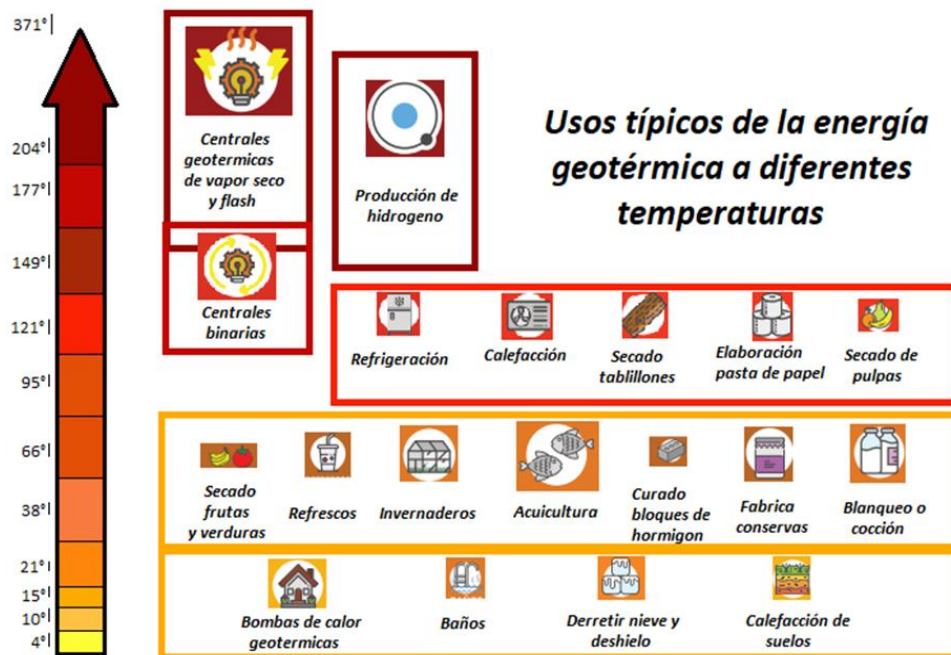


Figura 4. Adaptación de Diagrama de utilización de los recursos geotérmicos en el mundo a partir de la temperatura del fluido termal (agua, vapor y gases) [12].

El movimiento de las placas tectónicas dio lugar a la existencia de este flujo de calor anormalmente elevado en la corteza terrestre con la presencia en el subsuelo de temperaturas de 200-300°C a profundidades de 2-3 km [13]. Se estima que el gradiente geotérmico o temperatura que incrementa por kilómetro de profundidad en la tierra es aproximadamente 30°C/km en zonas donde no hay flujo de calor anómalo [14]. En la tierra se encuentra almacenado alrededor de 12.6 billones de

exajoules (12.6×10^{12} EJ) y en la litosfera a una profundidad aproximada de 50km cerca de 5,400 millones de exajoules (5.4×10^9 EJ). Esta energía almacenada es transmitida principal por conducción y anualmente es el flujo de calor a la superficie es de 1.388 exajoules [15]. A continuación, en la Figura 5, se podrá observar la distribución de flujos de calor

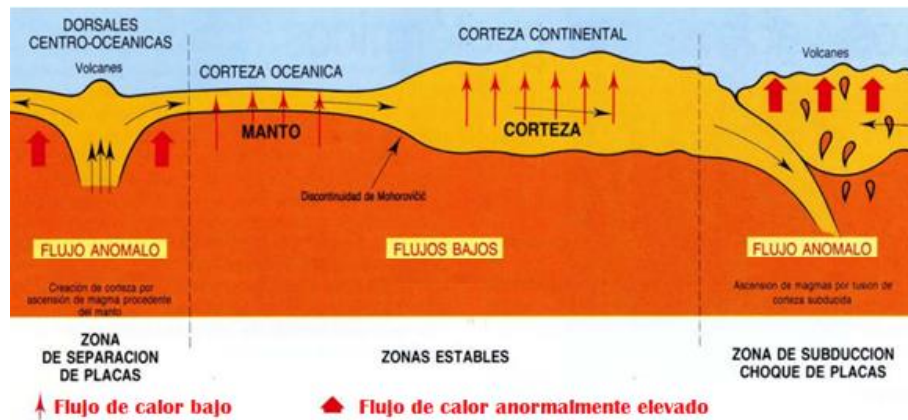


Figura 5. Estructura interna de la Tierra y repartición de flujos caloríficos según la estabilidad geológica de la zona [13].

Las fumarolas, geiseres y fuentes termales son los fenómenos térmicos más superficiales donde podemos observar el calor proveniente del subsuelo sin realizar ningún tipo de perforación [16]. Estos fenómenos térmicos se encuentran cerca de las zonas de flujo de calor anómalo que están ubicadas principalmente en el cinturón de fuego del pacífico [17].

El Cinturón de Fuego del Pacífico se formó como consecuencia del movimiento de las placas tectónicas. Está ubicado en las costas del océano Pacífico y se identifica por concentrar algunas de las zonas de subducción más importantes del mundo, en estas zonas se presenta una intensa actividad sísmica y volcánica [18]. Durante eones geológicos se han generado innumerables erupciones volcánicas, se han producido montañas, mesetas y llanuras, que posteriormente se erosionaron y erosionaron en majestuosos paisajes y formaron suelos fértiles, alrededor del 80% de la superficie de la tierra es de origen volcánico [19].

El anillo de fuego se extiende por 40.000 km y tiene forma de herradura, en él se encuentran alrededor de 452 volcanes los cuales conforman al menos el 75% de los volcanes activos e inactivos del mundo. [18].



Figura 6. Cinturón de fuego del pacífico [20].

4.1.1 Tipos de yacimientos

Para que los recursos geotérmicos puedan ser aprovechados se necesita que se acumule en algún cuerpo al interior de la corteza. El más común es la concentración de agua que rellena los poros y huecos de las formaciones rocosas de la litosfera conocidos como yacimientos geotérmicos, en este caso el agua actúa como captador y transmisor de la energía geotérmica [16].

Para clasificar los yacimientos se tiene en cuenta la temperatura del fluido, definidos como:

➤ **Alta temperatura:** El foco de calor permite que el fluido se encuentre en las condiciones adecuadas para mantenerse con temperatura superiores a los 150°C y se usa para generar electricidad [16]. Comúnmente el agua se encuentra en un reservorio ya sea en fase líquida o vapor, sin embargo, en yacimientos de alta temperatura se encuentran también los yacimientos de roca seca caliente [21]. En los *yacimientos con reservorios de agua* debe haber una cobertura impermeable que evite la disipación de la energía hacia la superficie, por lo tanto, para este tipo

de yacimiento las condiciones se pueden resumir en: Foco activo de calor, Roca permeable que almacene el fluido y capas de roca impermeable superpuestas al almacén como se muestra en la Figura 7 [15].

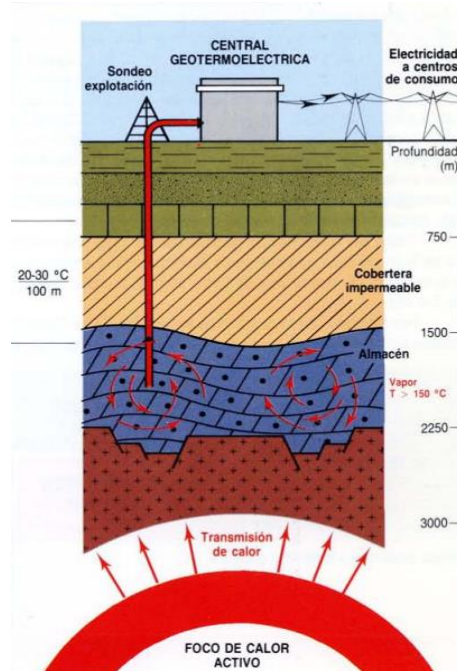


Figura 7. Yacimiento Geotérmico con reservorio de agua de alta temperatura [15].

Por otro lado, tenemos *los yacimientos de roca seca caliente*, que se explotan mediante la fracturación y se hace circular fluidos para crear el yacimiento geotérmico y que así la explotación sea viable, este tipo de yacimientos requiera condiciones geológicas muy específicas por lo que es menos común [21].

Actualmente este tipo de yacimiento no es un recurso explotable, debido a que la técnica de explotación aún está en proceso de desarrollo y económicamente tiene altos coste en comparación a los yacimientos que ya cuentan con un reservorio [15].

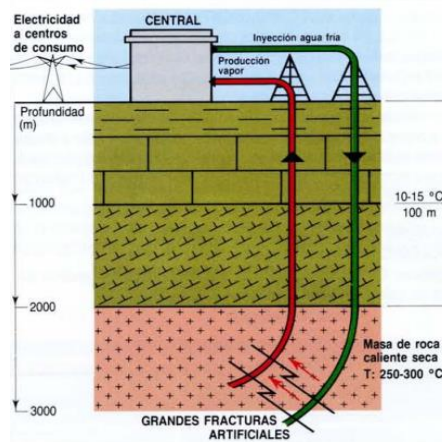


Figura 8. Yacimiento Geotérmico de roca seca caliente de alta temperatura [15].

- **Temperatura media:** Estas zonas tienen un contexto geológico y estructural favorable y superior a la media; los fluidos presentan una temperatura inferior y por lo tanto tienen menor rendimiento que los de alta temperatura [21]. Alcanzan temperaturas entre los 100 y 150°C y se utiliza para generar electricidad mediante ciclos binarios [16]. Aunque su aprovechamiento también puede ser directo en forma de calor y sus principales aplicaciones se dan en sistemas de calefacción urbanos y en procesos industriales [21].
- **Temperatura Baja:** Es necesaria la existencia de un almacén de fluido a una profundidad adecuada para que haya un gradiente térmico. No obstante, se requiere que en la zona donde está ubicado el yacimiento haya suficientes fuentes de consumo [13]. Debido a que tienen una temperatura oscila entre los 100 y 30 °C y su aplicación son solo usos directos del calor, como calor, procesos industriales y usos en balneoterapia, su explotación consiste en extraer agua caliente del acuífero y reinyectarla a más baja temperatura, por este motivo es tan importante que su fuente de consumo se encuentre en la misma zona [16].

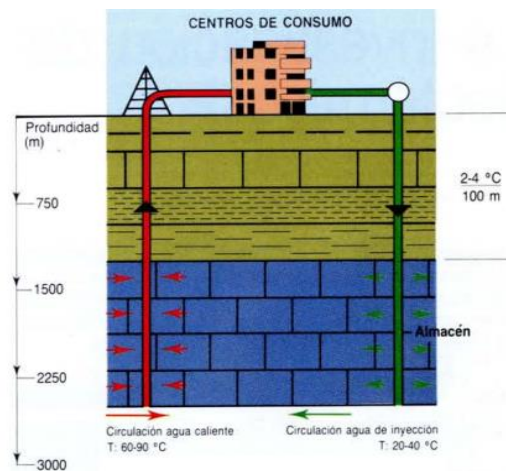


Figura 9. Yacimiento Geotérmico de baja temperatura [21].

- **Temperatura muy baja** Son yacimientos a muy poca profundidad algunos incluso a 2 metros aproximadamente. Se suele utilizar como intercambiador térmico en sistemas de climatización mediante la bomba de calor. Este tipo de yacimiento se puede encontrar en cualquier punto ya que el gradiente geotérmico solo es condicionado por la eficiencia.

En resumen, para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos existen varias tecnologías y la utilizada depende del nivel térmico disponible y el tipo de fluido existente en el yacimiento. Los yacimientos de alta temperatura son utilizados para producir electricidad mediante una variedad de tipos de ciclos termodinámicos en según las características del fluido: ciclo directo con o sin condensación, ciclo semidirecto con flash en una o varias etapas y condensación, ciclos binarios utilizando agua o algún fluido de bajo punto de ebullición [21].

4.1.2 La energía geotérmica en el mundo

La energía geotérmica tiene un gran potencial de crecimiento, se estima que a los 10.000 metros la cantidad de calor almacenado dentro de la superficie terrestre es 50.000 veces más que todos los recursos de petróleo y gas del mundo. Además, con el crecimiento de las energías renovables ha llevado a la energía geotérmica a ser más competitivas [11]. Sin embargo, en la forma que se encuentra el recurso

geotérmico en la naturaleza no es posible que sea utilizado por el hombre, por esto es necesario convertirlo en algún tipo de energía para que pueda ser directamente utilizable. Cuando el fluido térmico alcanza la superficie, es sometido a distintas transformaciones necesarias para que su energía útil pueda ser utilizada. El tipo de energía al cual se convierte depende del nivel térmico del recurso. [13]. Esta fuente de energía renovable cubre una parte significativa de la demanda de la electricidad en países como Islandia, El Salvador, Nueva Zelanda, Kenia y Filipinas, en el caso de Islandia el uso de la energía geotérmica cubre más del 90% de la demanda en calefacción [22].

Actualmente 78 países en el mundo utilizan la geotermia de baja temperatura para usos directos en climatización, calefacción, invernaderos, acuicultura y agricultura principalmente en ese orden. Los usos recreativos están al final de la lista en el mundo (piscinas y baños termales), y están al tope de la lista en Chile, que es el país con mayor potencial geotérmico de América del Sur. El ahorro energético anual de estos 78 países es equivalente a 38 millones de toneladas de petróleo (sólo considerando usos directos) [23]. La generación de electricidad actualmente se da con plantas de vapor seco o plantas flash, sin embargo, los campos de temperatura media cada vez se utilizan más gracias al desarrollo de la tecnología de ciclo binario, donde el fluido geotérmico se usa a través de un intercambiador de calor para calentar un fluido en un circuito cerrado [22]. En cuanto al uso de la energía geotérmica para producir electricidad ha ido en aumento, en el año 2019 en el mundo se generaron 92mil GWh, como se puede observar en la Figura 10 [24].

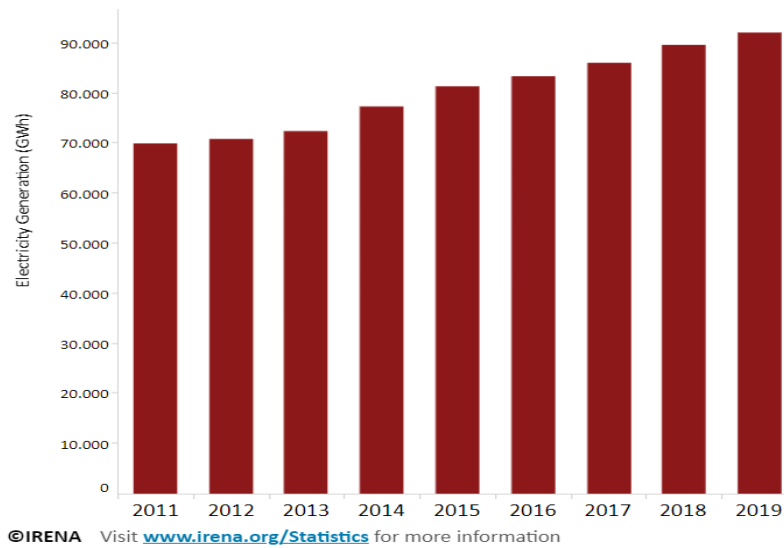


Figura 10. Generación de electricidad en el mundo entre los años 2011-2019 [22]

Datos recientes muestran la capacidad instalada en todo el mundo es de 15.644MW en el 2021, donde alrededor del 85% se encuentra en EE. UU., Indonesia, Filipinas, Turquía, Nueva Zelanda, México, Italia e Islandia. En la siguiente tabla 1, se puede observar el avance de la energía geotérmica en el mundo.

Tabla 1. Capacidad instalada de energía geotérmica en el mundo.

País	Capacidad Instalada (2011)	Capacidad Instalada (2021)	Datos importantes
Estados Unidos	2.409 MW	3.889 MW	EE. UU. es el mayor productor de energía geotérmica, cuenta con uno de los complejos más grandes de generación de energía "THE GEYSERS" el cual tiene 22 plantas geotérmicas en California con 350 pozos activos [26].
Indonesia	1.226MW	2.277MW	Es el segundo productor mundial de electricidad a partir de geotermia y se estima que con el crecimiento que ha tenido los últimos años para el 2027 supere a EE. UU. [26]. Indonesia cuenta con cuatro de los 10 proyectos más importantes del

País	Capacidad Instalada (2011)	Capacidad Instalada (2021)	Datos importantes
			<p>mundo, incluidas dos las dos plantas más grandes con capacidad activa, las cuales son:</p> <p><i>Gunung Salak</i> (1994): con una producción de 375MW.</p> <p><i>Sarulla 1</i> (2017) con una producción cerca de los 330 MW [27].</p>
Filipinas	1.846 MW	1.928MW	Cuenta con una de las principales plantas de energía geotérmica que incluyen los complejos de Makban y Tiwi, las cuales tienen unas capacidades instaladas de 458MW y 289MW respectivamente [28].
Turquía	114MW	1.676 MW	La planta de energía geotérmica más grande del país es Efeler ubicada en Aydin, Turquía, actualmente cuenta con una capacidad instalada de 162,3MW, sin embargo, se encuentra en una expansión para aumentar la capacidad instalada a 259,9MW, esta expansión tendrá un costo estimado de 350 millones de dólares. Este proyecto lograría aumentar la capacidad de generación alrededor de 810 GWh en el año 2022 [29].
Nueva Zelanda	969MW	1273 MW	La electricidad generada en Nueva Zelanda por energía geotérmica es alrededor del 13% de su suministro total, según la Asociación Geotérmica de Nueva Zelanda esta contribución es significativa a la capacidad total de generación de energía del país, ya que otros países a pesar de superar su capacidad instalada representan cifras menores de acuerdo con su capacidad de generación [26].

4.1.3 Costos de la energía geotérmica

En la última década los costos de producir electricidad a partir de energías renovables están disminuyendo, debido a las mejoras tecnológicas, las economías de escala, las cadenas de suministro más competitivas y la creciente experiencia de los desarrolladores de proyectos [30]. Adicionalmente, el mapeo de los recursos geotérmicos existentes también ayuda a la energía geotérmica a ser más competitiva ya que reduce la incertidumbre acerca de donde se debe realizar la exploración inicial [31]. Según datos de 17000 proyectos recopilados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en 2019, las energías renovables han tenido una gran disminución de costos como se observa en la Figura 11 [30].

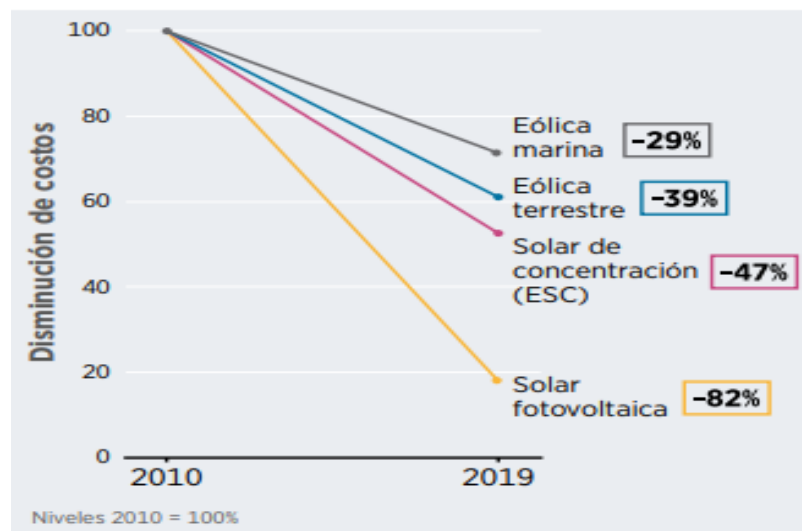


Figura 11. Tecnologías de energía renovable: reducción de los costos desde 2010 [30]

En el año 2020, se atravesó una crisis mundial energética por la pandemia del covid-19, sin embargo, el aumento de la competitividad de las energías renovables ha seguido siendo constante [30]. Para las renovables el panorama ha sido favorable y aunque la geotermia sea cada vez más competitiva entre el 2010 y el 2020 el costo nivelado de la energía (LCOE) la geotermia varía desde USD 0,04 en proyectos en desarrollos de la segunda etapa un campo existente y hasta USD 0,17/kWh para

desarrollados nuevos en áreas remotas, a un promedio ponderado de USD 0,07/kWh [32].

Los valores del costo nivelado de electricidad (LCOE) de una planta de energía geotérmica varía de 0,04 a 0,14 USD por kilovatio-hora kWh) y se obtienen asumiendo costos de mantenimiento de USD 110 por kW por año y una vida económica de 25 años (IRENA, 2017b). Los analistas estiman que los costos de la geotermia continúen disminuyendo hasta el 2050, aumentando su utilización en proyectos y fomentando su crecimiento. El cambio del LCOE de las diferentes tecnologías en la última década se puede observar a continuación, en la Figura 12 [33].

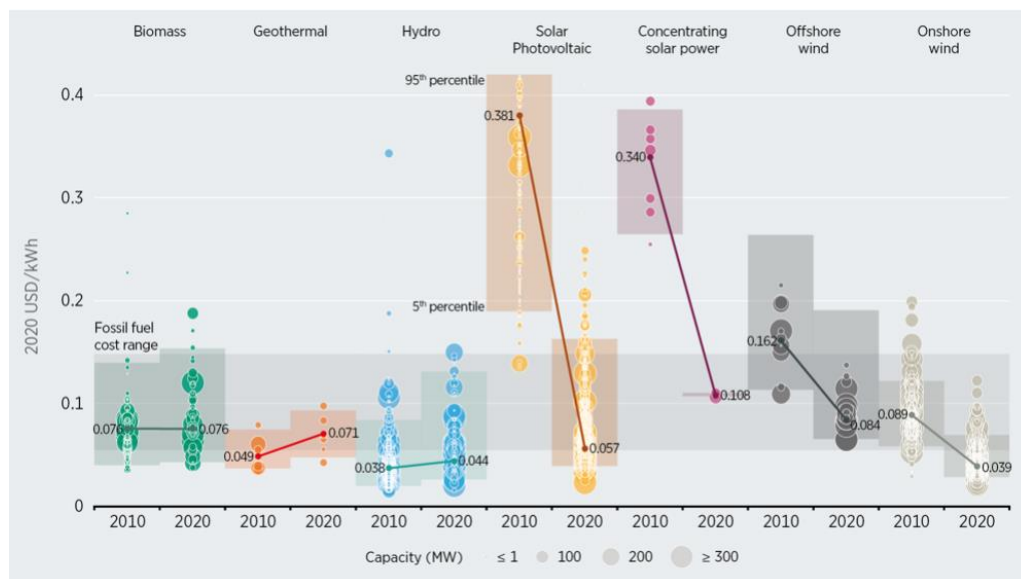
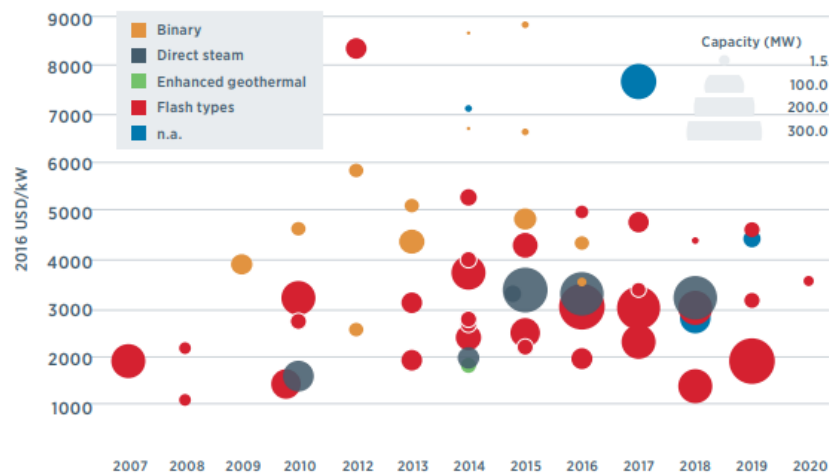


Figura 12. LCOE globales de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos recién puestas en servicio, 2010-2020 [30].

Los proyectos de geotérmica necesitan de un gran capital, sin embargo, tiene costos operativos muy bajos y predecibles, los costos principales de una planta de energía geotérmica corresponden a la exploración y evaluación de los recursos; tales como: exploración de la zona, perforación de exploración, perforación de pozos de inyección, infraestructura del campo y otras instalaciones de superficie, además, también el rango de costos también dependerá del tipo de tecnología que será

usado la central eléctrica (flash o binario), la productividad de pozos (número de pozos) y otras características geotérmicas del campo.

El costo unitario de las plantas de energía geotérmica depende de su tecnología y se encuentra entre USD 1870/kW y 5050/kW, sin embargo, como mencionamos anteriormente dependen altamente del sitio, a continuación, se podrá ver la variación del costo unitario dependiendo de la tecnología, Figura 13 [30].



Source: IRENA, 2017b

Figura 13. Costos instalados a nivel de proyecto geotérmico por tecnología, 2007-2020 [30].

Los costos totales instalados de una central geotérmica dependen de los siguientes factores:

- Costos de exploración y evaluación de recursos
- Costos de perforación de pozos de producción y reinyección.
- Costos debido a infraestructura, sistema de recogida y eliminación del fluido geotérmico e instalaciones de superficie.
- Costos debido a la adecuación y transporte de la energía eléctrica generada.

El tipo de planta de energía que se usa sea flash o binario, depende de las características del campo, de la productividad del pozo y el suministro de energía. Los costos totales instalados de un proyecto de generación de energía geotérmica de tipo flash de condensación convencional creció entre 1.900 y 3.800 USD /kW en

2009, en cuanto a las centrales eléctricas binarias estas también aumentaron su costo entre 2.250 y 5.500 USD /kW. Adicionalmente también los costos dependen de la temperatura del yacimiento, ya que con esta temperatura se puede medir la productividad del pozo a perforar. En la figura 14, se puede observar el costo unitario dependiendo del tipo de ciclo y de la temperatura del yacimiento [31].

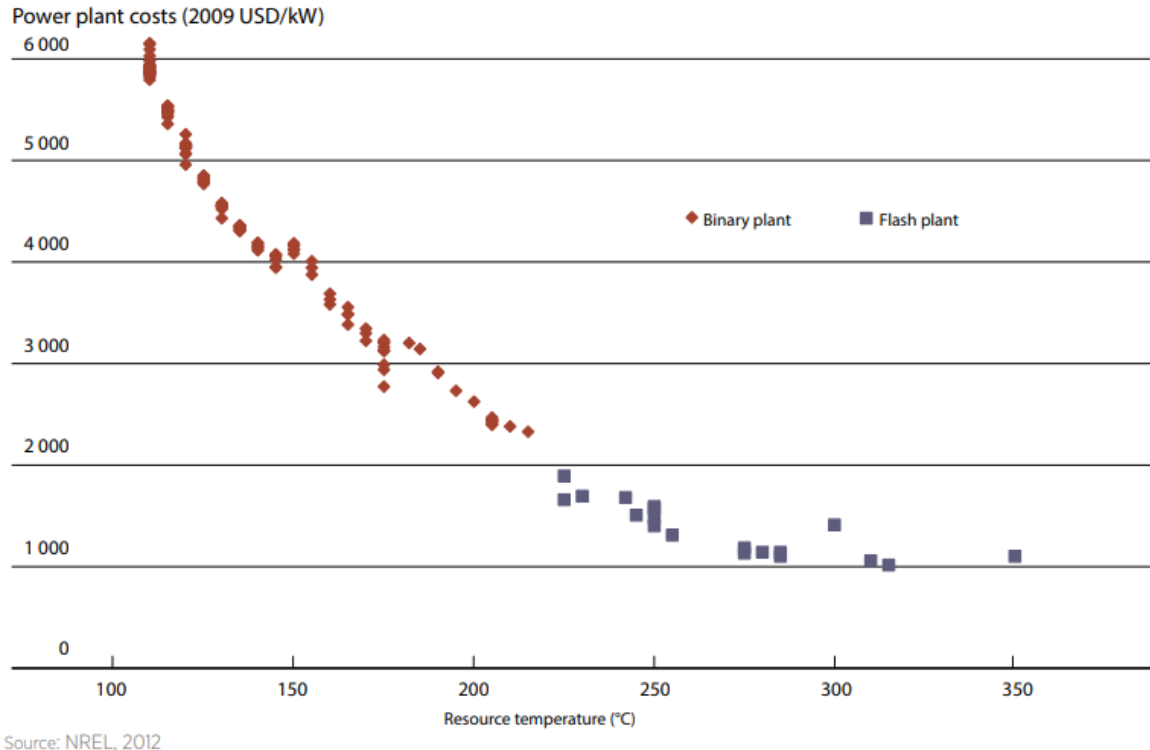


Figura 14. Costos unitarios de plantas de energía para proyectos geotérmicos [31]

4.1.4 Energía Geotérmica en Colombia

Colombia cuenta con una posición geográfica favorable, dada su ubicación en el cinturón de fuego del pacífico. Esta zona se caracteriza por tener un gradiente de temperatura del subsuelo anormalmente alto, esto manifiesta con la actividad volcánica y otros sistemas geotérmicos de agua caliente [34]. Algunas estimaciones que realizó el Servicio Geológico Colombiano (SGC) revelaron que en una proyección de la capacidad instalada con sistemas basados en geotermia es de alrededor 1.170 MW. Este valor es favorecido debido a que como se vio

anteriormente y confirmó el Ministerio de mina y Energía, Colombia esta sobre el cinturón de fuego del pacífico [32].

Actualmente en el país la energía geotérmica es usada principalmente para usos directos como baño y natación en el turismo y en algunos usos menores como la calefacción, sin embargo, es necesario explorar el potencial en otros usos como la generación de energía eléctrica. Colombia ya trabaja con una energía renovable, la cual es la energía hidroeléctrica, para suplir su demanda de energía sin embargo es importante la diversificación de las energías renovables en el país para aumentar la fiabilidad asociada a la generación de energía eléctrica [35].

A pesar de que los primeros estudios geotérmicos en el país se hicieron en 1970, hasta el año 1997 se realizó una perforación en el Nevado del Ruiz y no se encontraron las condiciones viables para explotar los recursos geotérmicos y por los altos costos de exploración hasta el 2020 no se había intentado extraer nuevamente geotermia [36]. En el año 2021, Parex y Ministerio de Minas y Energía decidieron apostarle a la energía geotérmica iniciando con la planta piloto en el municipio de San Luis de Palenque, este proyecto da continuidad a la transición energética que lidera el país con la incorporación de energías renovables no convencionales a la matriz colombiana [37].

Este proyecto principalmente busca aprovechar las altas temperaturas y volúmenes de agua producidos en la extracción de hidrocarburos, generando electricidad por medio de equipos especializados e instalados en superficie. Esta planta es capaz de producir aproximadamente 100kW remplazando el 5% de la energía generada por combustibles fósiles por energía geotérmica, logrando disminuir hasta 550 Ton CO₂ anuales, Este sistema podría generar electricidad para 480mil familias en un mes con una cantidad de energía generada de 72.000 kWh [38]. Adicionalmente Parex con Ecopetrol avanza en dos pilotos adicionales de baja entalpia ubicados en Aguazul y Acacías, con una capacidad instalada de 2,03 MW entre los dos, esta producción de energía abastecería a 6.776 familias [39].

4.1.5 Legislación en Colombia

En 1994 se dictó la primera Ley 143 (julio 11) por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Esta ley no solo abarca las energías convencionales sino también las energías renovables incluida la geotermia debido a su disponibilidad en Colombia [40].

La falta de legislación que regule la extracción de recursos geotérmicos para producir electricidad dificultaba que Colombia pudiera diversificar su matriz energética ya que las leyes que se expedían trataban las energías renovables, pero no evaluaba la geotermia, sin embargo, el pasado 10 de Julio del 2021, se expidió la Ley 2099 de 2021, con la finalidad de promover la utilización de fuentes no convencionales de energía e incentivar el uso eficiente de los recursos energéticos geotérmicos. Asimismo, la nueva Ley introdujo modificaciones y adiciones a la Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se reguló la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.

En el segundo capítulo de la presente norma, se regulan tres aspectos muy importantes. Como primera medida, se declaran de utilidad pública y de interés social a las actividades de promoción y desarrollo de fuentes no convencionales de energía. Además, se crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge), con el fin de promover, ejecutar y financiar planes y proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). Como tercera medida, se otorgan diversos incentivos tributarios para aquellas personas que inviertan en la investigación, producción y desarrollo de esos proyectos, como, por ejemplo, la posibilidad de deducir de la renta el 50 % de la inversión realizada (artículo 8º), la exclusión del IVA en la adquisición de bienes y servicios utilizados en dichos proyectos (artículo 9º) y la exención del pago de derechos arancelarios de importación de maquinaria y equipos (artículo 10º).

El tercer capítulo de la Ley regula asuntos relacionados con la exploración e investigación del recurso geotérmico. En este sentido, la norma crea un registro geotérmico y contempla algunas sanciones para quienes incumplan con las disposiciones que reglamentan la exploración y explotación de este recurso. Por su parte el capítulo cuarto, dispone lo concerniente al giro de subsidios a las Zonas No Interconectadas, que hayan migrado al Sistema Interconectado Nacional. Además, el capítulo sexto expone toda la regulación con respecto al fomento de proyectos del sector energético, como la creación de un sistema electrónico que almacene la información de los proyectos y la priorización del licenciamiento ambiental para proyectos eléctricos (artículo 37).

Por último, el capítulo octavo implementó un régimen moderno para los subsidios de energía eléctrica, basado en la información socioeconómica de los usuarios (artículo 48). Adicionalmente, dispuso nuevos incentivos para las empresas prestadoras del Servicio Público Urbano de Transporte Masivo de pasajeros, que opten por la movilidad eléctrica (artículo 49), exhortó al Gobierno Nacional para que adoptara programas de masificación del uso de vehículos de bajas y cero emisiones y creó el sello de producción limpia para incentivar en las empresa e industrias el uso de fuentes no convencionales de energía [41].

4.1.6 Avances de la geotermia en la zona “Tufiño, Chiles y Cerro Negro”

En este momento, con apoyo de diferentes entidades, nacionales y extranjeras, hay dos proyectos en las fases de prefactibilidad y viabilidad en curso en el país, con 190 MW de potencia geotérmico entre el Macizo Volcánico del Ruiz y Tufiño-Chiles-Cerro Negro. Otros estudios han sido desarrollados por el Instituto Colombiano de Geología Survey (SGC), que ha realizado estudios de reconocimiento y prefactibilidad en algunas áreas, como el Paipa, el volcán Azufral, San Diego Maar, Cerro Machín Volcán, y otros, con el fin de aumentar el conocimiento del potencial geotérmico del país [35].

En 1978, el área de Tufiño-Chiles-Cerro Negro (TCCN) fue descubierta por un estudio de INECEL el cual fue de reconocimiento geotérmico, logro identificar varias fuentes termales, de temperatura elevada, y actividad volcánica.

En 1979, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con la participación de las firmas europeas Aquater de Italia y Brgm de Francia, desarrolló un estudio de Reconocimiento Geotérmico Nacional de la República del Ecuador. Este estudio dio como resultado algunas áreas de interés prioritario, en las que se encontraron condiciones geo volcánicas e hidro químicas que son aptas para estimar la existencia de sistemas geotérmicos. Por recomendaciones del estudio de INECEL, se realizó un programa genérico de investigaciones superficiales, de carácter geológico e hidro geoquímico, denominado “I fase del estudio de prefactibilidad”.

En 1981, con la participación conjunta de INECEL y OLADE, la firma consultora Geotérmica Italiana, desarrolló el antes mencionado programa de investigaciones geotérmicas, que tenía como objetivo principal proponer un modelo geotérmico preliminar que podría confirmarse posteriormente con la aplicación de las técnicas geofísicas, de costos comparativamente elevados.

El estudio de reconocimiento geotérmico a nivel nacional realizado por OLADE y el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), en 1981, determinó el interés prioritario del área de Chiles–Cerro Negro, en la frontera con Ecuador. En vista de que esta área presumía un alto potencial geotérmico, los gobiernos de ambos países decidieron desarrollar una exploración conjunta, para lo cual suscribieron un acuerdo que, en marzo de 1982, marcó el inicio del Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro.

A inicios de 1983, la OLADE, realizó un trabajo de evaluación geo volcanológica y recomendó algunos estudios complementarios sobre la misma disciplina, para que lo desarrollen ICEL e INECEL. Con el propósito de homogeneizar el nivel de información geológica e hidro geoquímica dentro del área de interés, en ambos

lados de la frontera, durante 1983, el ICEL efectuó un estudio al que también se le denominó "Prefactibilidad, I Fase" del Proyecto Geotérmico Chiles-Cerro Negro.

A partir de 1973, año de la primera crisis del petróleo se produce la gran expansión en la generación de electricidad con energía geotérmica, incorporándose sucesivamente Japón, Islandia y El Salvador (1975), Indonesia, Kenia, Turquía y Filipinas (1980), Nicaragua (1985), Costa Rica (1995), Guatemala (2000), etc.

Con el apoyo financiero del Gobierno de Italia, la OLADE con ICEL e INECEL acordaron la realización del Estudio de Prefactibilidad que se desarrolló entre 1986 y 1987, a cargo de la firma consultora Aquater. El estudio de prefactibilidad de Aquater (1987) definió dos posibles horizontes productores de fluidos geotérmicos:

a) Reservorio profundo, emplazado cerca de los 2.000 m de profundidad, con temperaturas superiores a los 200 °C.

b) Reservorio somero, a una profundidad de 500 a 1.000 m, con temperaturas de alrededor de 150° C [42].

El área de interés geotérmico está ubicada en el ámbito de la Cordillera Occidental, en la frontera entre Colombia (Departamento de Nariño) y Ecuador (Provincia del Carchi), alrededor de los volcanes Chiles (4.730 m) y Cerro Negro (4.470 m) y cerca de la parroquia de Tufiño (3.000 habitantes). Esta región es afectada por una intensa y persistente actividad volcánica, razón por la que es muy plausible la existencia de una anomalía regional del flujo de calor. La línea fronteriza colombo-ecuatoriana pasa por las cumbres de ambos volcanes y divide longitudinalmente en dos mitades a la zona de interés geotérmico [42].

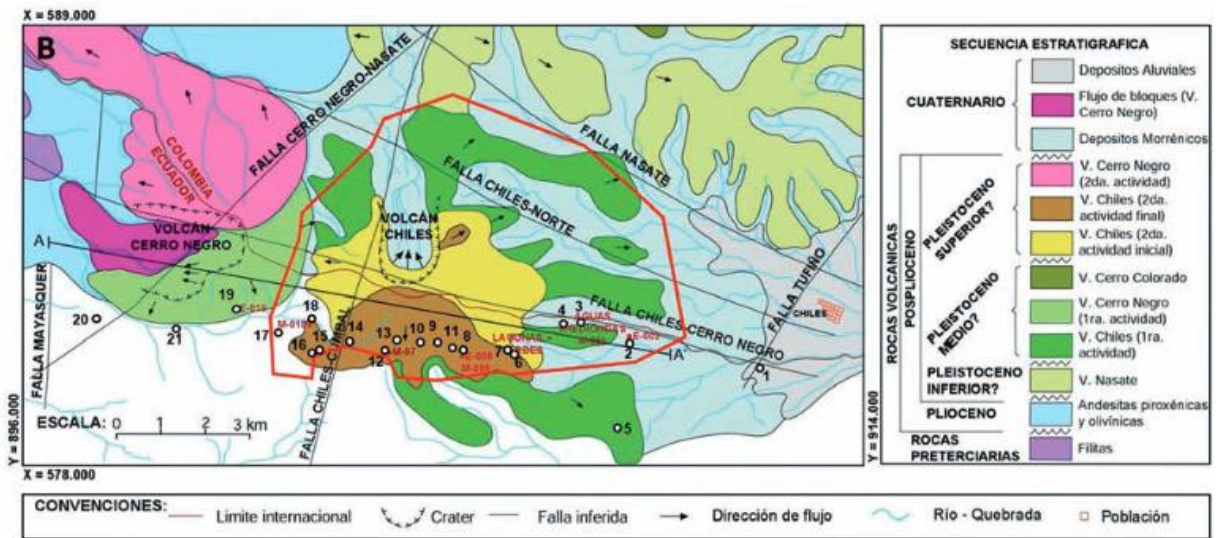


Figura 15. Mapa geológico simplificado (modificado de Perdomo et al., 1986) de la región de los volcanes VC y VCN. Círculos negros numerados: Estaciones de Campo (García, 2016). Puntos rojos: Ubicación de manantiales y fuentes termales (Aguas Hediondas y Lagunas Verdes) y sitios de muestras con análisis petrográfico y químico Polígono rojo: Área de interés del Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño Chiles Cerro Negro. [43].

En la ejecución de un Acuerdo Binacional firmado por los gobiernos de Colombia y Ecuador sobre julio de 2010, para estudiar el posible uso del recurso geotérmico identificado en la frontera entre ambos ISAGEN S.A. y la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP firmaron un acuerdo de cooperación técnica. Acuerdo de Cooperación Específica el 5 de abril de 2012, con el fin de proceder a la prefactibilidad estudios del Proyecto Binacional de Geotermia Tufiño-Chiles-Cerro Negro. El área para desarrollar se extiende a lo largo de 49.000 hectáreas, y se espera un potencial de 138 MW.

La mayor parte de las formaciones geológicas en la zona de potencial geotérmico “Tufiño-Chiles-Cerro Negro está formada por acumulaciones de lava que han alcanzado elevaciones importantes (Volcanes Chiles-Cerro Negro), constituyéndose así en las áreas de precipitación y recarga del sistema hidrogeológico regional, como se puede observar a continuación [43].

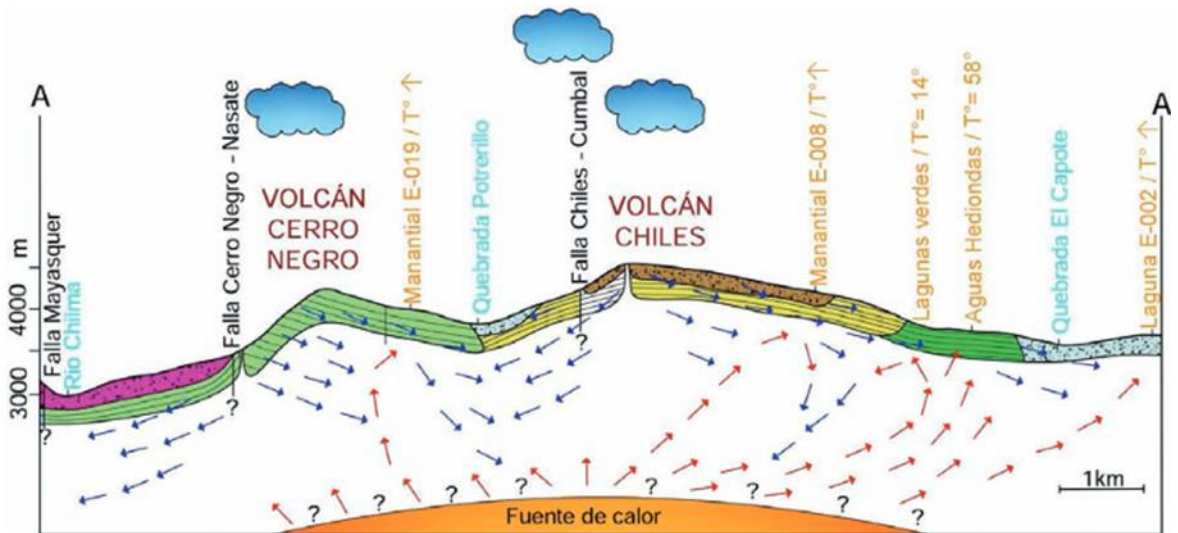


Figura 16. Modelo geotérmico conceptual propuesto. Nubes: área de recarga. Flechas azules: dirección de flujo del sistema de recarga. Flechas rojas: Dirección de flujo de calor. En naranja: posibles áreas de descarga de aguas termales (se indica temperatura de las aguas cuando se conoce, de lo contrario, se indica temperatura por encima de la temperatura ambiente como “T°↑” [44].

El Volcán Chiles, es un edificio de modestas dimensiones, de composición andesítica y dacítica, con actividad en el Pleistoceno tardío, mientras que el Cerro Negro de Mayasquer, adyacente al Chiles, es un volcán activo de composición dacítica. El área alrededor del Volcán Chiles presenta varias zonas de alteración hidrotermal y manifestaciones termales. Las manifestaciones principales se encuentran en la parte superior de la ladera oriental del volcán, en el sector de Aguas Hediondas, y son constituidas por manantiales ácidos con temperatura máxima de 55°C, mientras que fuentes termales bicarbonatadas son comunes a elevaciones menores al oriente del volcán, en proximidad de los centros poblados de Tufiño y Chiles [44].

4.2 Plantas geotérmicas tipo binario

Las plantas tipo binario permiten extraer energías de yacimientos geotérmicos de media temperatura, entre 100 y 180 [°C], de forma más eficiente que las plantas flash. En estas se utiliza el fluido geotérmico como fuente de calor y un fluido

secundario como fluido de trabajo donde, por medio de un intercambiador de calor, el fluido geotérmico cede el calor al fluido secundario (o de trabajo), que se calienta y evapora. El vapor resultante acciona la turbina, posteriormente, se condensa y se bombea de nuevo al intercambiador donde vuelve evaporarse. La Figura 27, muestra el esquema de una planta tipo binario.

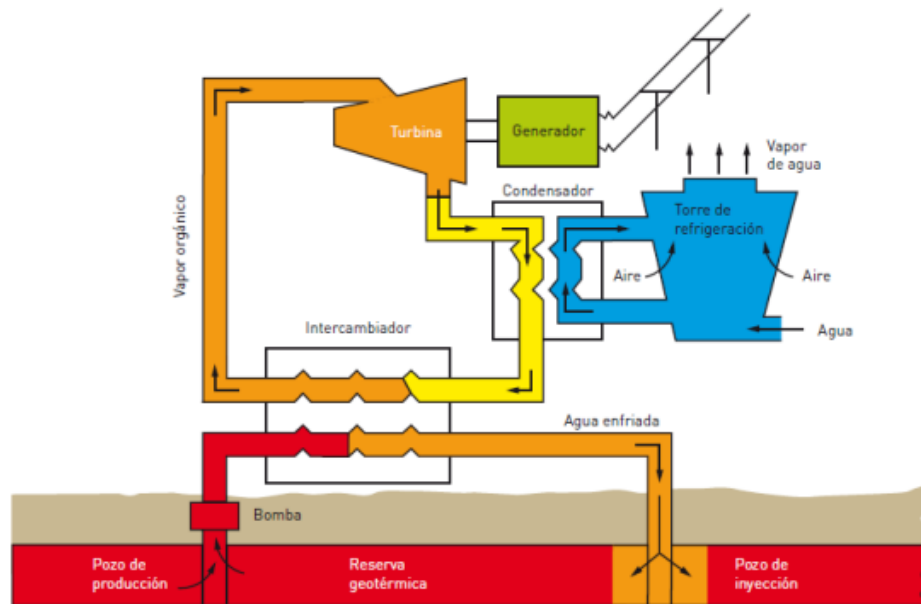


Figura 17. Esquema de una planta tipo binario. IDAE (2011) [45]

En la figura se observa que el fluido geotérmico nunca entra en contacto con la atmosfera antes de ser reinyectado al yacimiento.

La generación de energía eléctrica a partir de recursos de baja entalpía solo es económicamente viable en plantas binarias que siguen el proceso Orgánico Rankine (ORC: Organic Rankine Cycle) o el proceso Kalina. El desarrollo de estos ciclos ha permitido superar las dificultades de costes y rendimientos, posibilitando, incluso, el aprovechamiento de recursos procedentes de yacimientos de rocas calientes (HDR/EGS) para generar electricidad. (IDAE. 2011) [45].

4.2.1 Ciclo Rankine Orgánico

Las plantas ORC son un sistema cerrado de ciclo binario avanzado en la cual se utilizan fluidos orgánicos como fluido de trabajo, basado en un simple proceso de evaporación, que operan con recursos de temperaturas superiores a 120°C. Sin embargo, también pueden utilizarse recursos con temperaturas más bajas como sucede en la central geotérmica ORC de Simbach-Braunau (Austria), que usa salmueras a 80 °C para producir energía eléctrica, pero con costes más altos y eficacias más bajas en la conversión de calor a electricidad. (IDEA, 2011) [45].

En este, para el fluido secundario suelen utilizarse fluidos orgánicos que se caracterizan por presentar bajo punto de ebullición y alta presión de vapor a altas temperaturas del fluido geotérmico. El ciclo Rankine incluye cuatro procesos que cambian el estado del fluido secundario, en los que intervienen, como dispositivos principales, un evaporador, una turbina, una torre de refrigeración y una bomba de alimentación. Difiere del ciclo Rankine convencional, ya que aprovecha la propiedad de determinados fluidos orgánicos de no penetrar en la zona bifásica durante la expansión lo que elimina la necesidad de recalentar el fluido tras la evaporación. (Fernández, D. (2006) [46].)

Ejemplos de aplicaciones en proyectos geotérmicos son las centrales eléctricas de Landau (Alemania) y Soultz-sous-Forêts (Francia) con una generación de 3,8 MWe (Chamorro C. 2008 [47]) y 6MWe (Llopis G. & Rodrigo A. S.F [48]), respectivamente.

Y en cuanto a proyectos de investigación, Ghasemi H, Paci M, Tizzanini A & Mitsos A. (2014) [49], en el artículo “Modeling and optimization of a binary geothermal power plant” (Modelado y optimización de una central geotérmica binaria), modeló un ciclo orgánico de Rankine (ORC) existente que utiliza una fuente geotérmica de baja temperatura, con el fin de simular su rendimiento concluyendo que es posible maximizar la potencia neta de salida del sistema mediante diferentes estrategias de operación óptimas basadas en la temperatura ambiente. Se tiene que ningún sobrecalentamiento es óptimo para el máximo rendimiento del sistema; esto se

cumple solo para bajas temperaturas ambientales. Pero para temperaturas ambiente moderadas ($T_{amb} \geq 17 \text{ }^\circ\text{C}$), el sobrecalentamiento maximiza la salida de potencia neta del sistema, por tanto, el valor del sobrecalentamiento óptimo aumenta al aumentar la temperatura ambiente. Finalmente, la operación óptima de dicho ciclo aumenta la potencia total producida en un año en un 9%.

Alberto Galante Marcos (2007) [50], en su tesis titulada “Análisis de la viabilidad técnica-económica de una planta geotérmica para la generación de electricidad en Latinoamérica” en la que propone una sustitución del fluido de trabajo de n-pentano utilizado en la central de ciclo binario Miravalles V por R245fa, obteniendo un aumento en la eficiencia de la planta de 15.48% a 17.11% manteniendo la potencia constante de 18.397 kW.

4.2.2 Ciclo Kalina

El ciclo Kalina es una versión mejorada del ciclo Rankine, que en vez de agua pura utiliza como fluido de trabajo una mezcla de amoníaco y agua, donde la condensación y la evaporación ocurre a temperatura variable (Uddin, N. 2020) [51]. De acuerdo con Kopuničová, M. (2009) [52], este proceso tiene la ventaja de que a medida que aumente el punto de ebullición de la mezcla avanza la evaporación, esto permite que el ciclo presente una mayor eficacia y una reducción de las irreversibilidades presentes en la transferencia de calor.

El ciclo Kalina funciona bajo el mismo principio del ciclo Rankine convencional, es decir, el fluido geotérmico se usa primero para sobrecalentar y recalentar el fluido de trabajo y luego para evaporarlo y precalentarlo antes de reinyectarlo en el suelo, sin embargo en este se instala un recuperador de calor seguido de la turbina, debido a que la temperatura de salida de la mezcla en ese punto es todavía elevada, lo que permite recuperar una mayor cantidad de calor, y dado que el recuperador puede realizar parte de la condensación, entonces se elimina el calentador. Por lo tanto, el recuperador lleva la mezcla de alta presión hasta el punto de líquido saturado Fernández, D. (2006) [46].

Las mezclas de amoníaco y agua tienen algunas características esenciales a diferencia del agua pura o del amoníaco puro. La mezcla de los dos fluidos funciona como una sustancia completamente nueva, que requiere una temperatura variable para alcanzar el punto de ebullición, además, sus propiedades termofísicas se alteran cambiando la concentración de amoníaco, y debido a que el amoníaco y el agua poseen pesos moleculares similares (17,03 y 18,015 respectivamente), el vapor de la mezcla se comporta prácticamente igual que el vapor de agua (Uddin, N. 2020) [51].

En la actualidad se utilizan con más frecuencia los modelos KCS11, KCS34, KCS34g, donde el primero se opera principalmente con temperaturas geotérmicas de aproximadamente 121 a 150 [°C], según Fernández, D. (2006) [46], y aunque la tecnología de las instalaciones es más compleja lo que conlleva a mayores costos de inversión y mantenimiento; en comparación con las unidades ORC las plantas Kalina tienen un mayor grado de eficiencia a temperaturas del agua por debajo de 150 [°C], (Stobe I, Fritzer T, Obts K, Agemar T & Rüdiger S. 2017) [53].

En el informe realizado por Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada de Alemania [53] en este país hay 3 instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes geotérmicas Unterhaching y Bruchsal con una potencia instalada de 3,36 MW_{el} y 550 kW_{el}, respectivamente, donde ambas plantas utilizan la tecnología ciclo binario Kalina.

Aunque su aplicación en la industria geotérmica aún es muy baja, a nivel mundial se han venido realizando diferentes estudios o proyectos de investigación para el ciclo Kalina con el fin de compararlo con otras tecnologías por ejemplo Martina Kopuničová (2009) [52], en su tesis de maestría titulada "Feasibility study of binary geothermal power plants in eastern Slovakia" (Estudio de factibilidad de centrales geotermales de ciclo binario en el este de Eslovaquia), modeló y comparó en términos de eficiencia, potencia de salida y factibilidad financiera los ciclos binarios ORC y Kalina utilizando datos obtenidos de fuentes del sistema geotérmico de la ciudad Durkov. Dentro de los resultados obtenidos encontró que, la aplicación del

ciclo kalina para las condiciones de este lugar es más factible, puesto que este ciclo tiene una potencia de salida 1 MWe por encima del ciclo ORC.

Carlos Eymel Campos Rodríguez (2014) [54], en su tesis de posgrado “Análise Paramétrica das Opções Tecnológicas para a Geração de Eletricidade a Partir de Fontes Geotérmicas Melhoradas de Baixa Temperatura” (Análisis paramétrico de opciones tecnológicas para la generación de electricidad a partir de fuentes geotérmicas mejoradas a baja temperatura) desarrolló un análisis de las diferentes tecnologías (sistemas Kalina y ORC) para la generación de electricidad a partir de fuentes geotérmicas de baja temperatura mejoradas para Brasil, donde analizó 15 fluidos de trabajo para el caso de ORC y tres concentraciones diferentes de la mezcla de amoníaco-agua para el sistema Kalina. De lo cual concluyo que un pequeño diferencial de temperatura de pellizco, para ambas tecnologías, da como resultado un mayor calor absorbido por el sistema y se producen mayores potencias, pero también se necesitan áreas de intercambio más grandes que hacen que el sistema sea más costoso. Por otro lado, El diferencial de temperatura terminal favorece el ciclo ORC debido a que da un mayor flujo de fluido de trabajo y disminuye la caída de entalpía en la turbina, caso contrario al ciclo kalina donde este se ve afectado negativamente en la salida de potencia del sistema. Finalmente, el autor concluye que, a las temperaturas de la fuente geotérmica estudiada en este trabajo, el sistema ORC tiene una mayor generación de energía que la obtenida con el sistema Kalina, donde la diferencia en la generación de energía neta va del 23% para las temperaturas más bajas al 45% para las temperaturas más altas estudiadas.

4.3 Análisis económico

Para evaluar la viabilidad económica del proyecto se va a realiza el cálculo del costo nivelado de la energía (LCOE). Este costo incluye todos los costos de la vida útil, inversión inicial, operación, mantenimiento y el coste de combustibles, en este caso al ser una energía renovable el costo de combustible es nulo [45].

4.3.1 Coste de inversión

Para calcular los costos de inversión se usó como referencia el reporte de “Factors Affecting Costs of Geothermal” publicado en el 2005 realizado por Geothermal Energy Association for the U.S. Department of Energy. Debido a que este documento es la primera de las prioridades identificadas para el trabajo de GEA: un examen de los datos y problemas de precio/costo. Un informe separado analiza los resultados de la encuesta e investigación de empleo de GEA. Este informe examina la literatura sobre los costos del desarrollo y la producción de energía geotérmica y presenta un análisis de nueva información obtenida.

En el año 2001, el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) estimo que el reembolso de capital y los intereses asociados están alrededor del 65% del costo total de la energía geotérmica. La construcción y puesta en marcha de una planta geotérmica está dividida en tres fases: Exploración, confirmación del potencial del yacimiento y por último el desarrollo del sitio que consiste en construir la planta y las estructuras asociadas.

4.3.1.1 Primera Etapa: Exploración

Es la fase inicial del proyecto geotérmico, se ubica el yacimiento donde se encuentra el recurso geotérmico. Esta etapa abarca desde el análisis del terreno hasta la excavación del primer pozo de tamaño real para la extracción del fluido geotérmico. A continuación, se muestran los pasos de la exploración. Esta estimación de costos se realiza basados en costos de una planta de 100MW.

Reconocimiento regional

En esta etapa se analiza una región de alrededor de 1000 km² para identificar las áreas con potencial geotérmico, en este paso se realizan estudios geológicos y geoquímicos. Se estima que los costes en esta etapa correspondan a USD 7,7/kW.

a) Exploración de distrito

En esta etapa se explora en áreas menores y tiene como objetivos identificar el pozo de producción o pozo de diámetro estrecho inicial. En este caso las perforaciones se realizan para identificar el posible reservorio geotérmico e información sobre las formaciones rocosas del subsuelo, alrededor del 80% de estos pozos no se pueden aprovechar como pozo de extracción o reinyección. El coste de la perforación de pozos es el más alto, sin embargo, es el único medio disponible actualmente para confirmar la temperatura y las capacidades productivas del recurso.

b) Evaluación de prospectos

Tiene como propósito ubicar los mejores sitios para perforar pozos de producción con alta temperatura y flujo. Los pozos perforados en esta etapa tienen una tasa del 20 al 25% de tener éxito, con estos pozos se prueba la tasa de flujo y se le aplica análisis de ingeniería para tener la suficiente información acerca de la profundidad, temperatura y la capacidad de potencial. Esta fase suele costar USD 77/kW. El valor del costo de esta etapa solo es indicativo ya que puede variar de la cantidad de pozos fallidos y el tamaño del proyecto.

Otros aspectos que afectan los costos de exploración son: arrendamiento y tiempo, la lejanía, la accesibilidad, la topografía y la ingeniería geológica. Las estimaciones de costos en la literatura pueden ser más bajas, pero se consideran consecuentes y objetivas.

4.3.1.2 Segunda Etapa: Confirmación

La confirmación consiste principalmente en perforar pozos de producción adicionales y probar sus tasas de flujo hasta que se confirme aproximadamente el

25% de la capacidad de los recursos que necesita el proyecto, debido a que las entidades financieras exigen esto antes de prestar dinero.

La perforación generalmente representa el 80% de los costos totales de la confirmación, el 20% restante se divide en la construcción de caminos y plataformas, pruebas de pozos, elaboración de informes, cumplimiento normativo y permisos y por último administración. Los costos totales de perforación se distribuyen en dos, el costo de perforar los pozos individuales y la cantidad de pozos a perforar. El costo del pozo individual depende de la profundidad y el diámetro del pozo. El número de pozos se determina por la productividad promedio de los pozos y el tamaño del proyecto. La productividad depende directamente de la temperatura, en comparación con la exploración la tasa de éxito en esta ocasión es del 60%. Las estimaciones de los costos de conformación son variables y se estiman en USD 150/kW. Otros parámetros son la accesibilidad al sitio y la contingencia por los retrasos regulatorios o de permisos.

4.3.2 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento contemplan todos los costos planteados durante la vida útil de la planta. El análisis económico generalmente diferencia los costos fijos y variables de operación y mantenimiento, sin embargo, en el caso de la energía geotérmica los costos variables son muy bajos por lo que no son considerados al ser tan mínimos.

➤ Costos de operación

Los costos de operación incluyen todos los costos de la operación de la planta. Una parte importante es la mano de obra, otros factores tenidos en cuenta son el gasto en combustibles como lubricantes, productos para la reducción de H₂S, control de incrustaciones y corrosión, combustible para vehículos, repuestos, etc. También se tienen en cuenta las regalías y otros cargos varios (por ejemplo, refrigeración y eliminación de desechos. El número de operadores es relativamente independiente

de su tamaño ya que las plantas existentes entre 15 a 100MW requieren personal similar de 5 a 7 empleados, por lo que las plantas de menor escala tendrán costos de obra humana incrementados.

➤ *Costos de mantenimiento*

Los gastos de mantenimiento cubran todos los gastos de mantenimiento de equipos para que estén en buen estado de funcionamiento, los costes entre mantenimiento de las centrales y los de los campos de vapor y perforación son diferentes. En el año 2001 EPRI estimó que los costes de mantenimiento de las centrales corresponden a un 5% del coste inicial de capital y en cuanto al mantenimiento de los campos de vapor se estima un 2%.

➤ *Impuestos y regalías*

Las regalías corresponden a los pagos que se deben realizar a los propietarios del recurso geotérmico, el valor varía según quien utiliza los recursos si el sector privado o público. Este porcentaje varía de acuerdo a los ingresos obtenidos por la venta de energía que generalmente se encuentra entre el 0,5 a 5%, sin embargo, se estima que este valor corresponde aproximadamente al 10% de los costes de operación y mantenimiento [61].

5. OBJETIVOS

Objetivo General

Evaluar la viabilidad económica de la implementación de un ciclo binario combinando el ciclo kalina y ORC, para la generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de los recursos geotérmicos disponibles en la zona “Tufiño, chiles y cerro negro”

Objetivos específicos

- Caracterizar el potencial geotérmico de Tufiño, Chiles y Cerro negro para seleccionar los fluidos de trabajo adecuados al ciclo combinado.
- Plantear dos escenarios en la configuración del ciclo binario combinado (kalina y ORC), para determinar condiciones de operación.
- Evaluar los resultados obtenidos de las simulaciones y determinar la viabilidad de la implementación del ciclo binario combinado in situ.

6. METODOLOGIA

Siendo el objetivo evaluar la viabilidad de la implementación de un ciclo binario combinando los ciclos ORC y Kalina, se aplicará un mismo método de cálculo para ambos ciclos. El programa elegido para realizar la simulación es Aspen Hysys Plus en su versión 12.1, que permite modelar y simular los ciclos termodinámicos, introduciendo los parámetros y restricciones necesarias, como realizar análisis de sensibilidad para comparar los resultados obtenidos.

El método consistió en modelar para los distintos fluidos de trabajo el balance energético a las condiciones de funcionamiento previstas en el complejo geotérmico Tufiño-Chiles-Cerro Negro y buscar el punto óptimo de funcionamiento. Según Fernández D. (2006) [46], los principios generales de la metodología se pueden sintetizar en los siguientes pasos:

- 1) Fijar los valores de las restricciones de funcionamiento.
 - a. Los fluidos de trabajo utilizado son secos o isoentrópicos con el fin de asegurar el estado de vapor a la salida de la turbina.
 - b. Los equipos son considerados adiabáticos para despreciar las pérdidas de calor.
 - c. Se desprecian las pérdidas de presión y calor tanto en los equipos como en las tuberías, por lo que se trabajara en régimen permanente.
 - d. Funcionamiento en régimen subcrítico. No se sobrepasa en ninguno de los casos estudiados el punto crítico del fluido de trabajo, por lo que se establece el límite en la presión de alta igual o menor al 90% de la presión crítica del fluido de trabajo.
 - e. Fluido geotérmico con propiedades semejantes al agua pura, mantenido a una presión de superficie dada por las condiciones de saturación de la T a la salida del evaporador y la calidad del fluido ($x=1$, vapor saturado).
 - f. Disponibilidad de caudal de agua de refrigeración suficiente como para no superar los 40 (ORC) y 35 [°C] (Kalina) de temperatura en la salida del

circuito de refrigeración. El fluido de refrigeración utilizado es agua a condiciones estándar, que corresponde a temperatura de 25 [°C] y presión de 1 atm.

- g. Temperatura del recurso geotérmico igual a 150 [°C], dadas las condiciones del reservorio somero.
- h. Caudal de fluido geotérmico igual a 100 [kg/s].
- i. Temperatura de reinyección del fluido geotérmico igual o mayor a 70 [°C]. Esta limitación es indispensable para mantener el subsuelo a una temperatura elevada durante el mayor tiempo posible. Si la temperatura de reinyección es de 70 [°C] el intercambio de calor se considera eficaz entre fluidos. Sin embargo, una temperatura de reinyección mayor es aceptable.
- j. Calidad de vapor en la entrada de la turbina de 1, en ningún caso es aceptable una calidad de vapor por debajo.

2) Seleccionar el fluido de trabajo para el ciclo ORC. Las propiedades termodinámicas de los distintos fluidos son calculadas según modelos de cálculo que deben ser especificados por el usuario. La elección del modelo tiene un impacto crítico en la validez de los resultados. En la Tabla 2, se relaciona el paquete termodinámico a trabajar para cada corriente o ciclo.

Tabla 2. Ecuaciones de estado para cada ciclo.

Ciclo	Paquete termodinámico Aspen Hysys Plus
ORC	Peng – Robinson (PR)
Kalina	Redlich -Kwong – SOAVE (SRK)
Geotérmico	Asmet steam (AS)
Refrigeración	

3) Modelar el ciclo binario sobre la interfaz de Aspen Hysys Plus, teniendo en cuenta las configuraciones (orden de los ciclos) y el modelo seleccionado para cada ciclo, ya que estos serán modelados de forma simultánea manteniendo las condiciones específicas del fluido geotérmico quien afecta a ambos.

En la Figura 18, se observa la estructura del ciclo combinado, el cual será simulado para dos configuraciones donde una contempla que el ciclo primario represente al ORC y el ciclo secundario represente al Kalina. En la otra configuración estos se invierten.

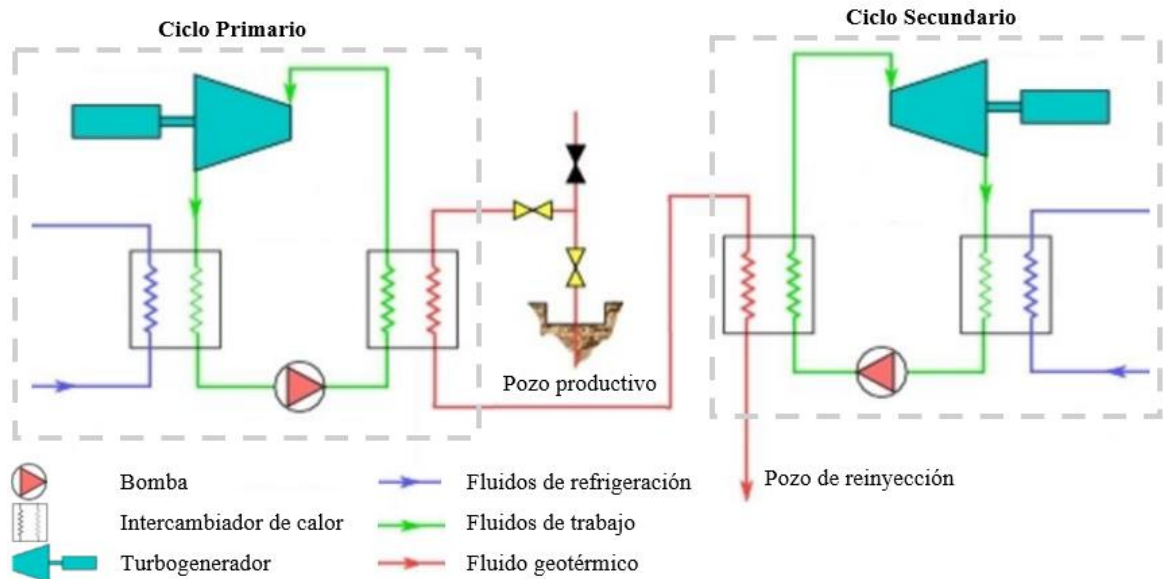


Figura 18. Estructura del ciclo combinado. Adaptado de Campos R, Carlos E. (2014) [54].

4) Definir los parámetros de dimensionamiento del modelo, teniendo en cuenta que existen 2 tipos de parámetros: restricciones de las variables (calidad de vapor, temperatura y presión principalmente) y condiciones de los equipos.

a. Condiciones en la calidad de vapor:

i. En las corrientes 2 y 6 no debe haber vapor para evitar problemas de bombeo.

$$T_2 = T_{\text{sat}}(P_2): x_2 = 0 \quad ; \quad T_6 = T_{\text{sat}}(P_6): x_6 = 0$$

ii. En las corrientes 3 y 9 todo el fluido de trabajo debe estar en fase vapor antes de entrar en las turbinas. La presencia de líquido es perjudicial para la turbina y su rendimiento. (para el caso de ORC vapor saturado y en Kalina vapor recalentado)

$$T_3 = T_{\text{sat}}(P_3): x_3 = 1 \quad ; \quad T_9 = T_{\text{sat}}(P_9): x_9 = 1$$

iii. En las corrientes 4 y 10 la calidad de vapor debe ser elevado (cercano a la unidad).

iv. En las corrientes 1 y 6 se produce una condensación completa.

$$T_1 = T_{\text{sat}}(P_1): x_1 = 0 \quad ; \quad T_6 = T_{\text{sat}}(P_6): x_6 = 0$$

v. En la corriente B del fluido geotérmico no hay condensación. Además, se define la temperatura de salida (en el evaporador ORC) permitida, y requerida por la configuración del ciclo Kalina de acuerdo con Fernández D. (2006) [46].

$$T_B = 130 \text{ [C]} : x_B = 1$$

b. Las condiciones en la presión para cada ciclo y cada corriente se definen en la Tabla 3:

Tabla 3. Condiciones de presión en cada ciclo

	ORC	KALINA
En el ciclo: Presión de alta (HP)	$P_2 \leq 0,9 \cdot P_{\text{crit}_{ft}}$	$P_7 \leq 0,9 \cdot P_{\text{crit}_{ft}}$
	$P_2 = P_3$	$P_7 = P_8 = P_9$
En el ciclo: Presión de baja (HB)	$P_1 = P_{\text{sat}}(@T_1, x_1)$	$P_6 = P_{\text{sat}}(@T_6, x_6)$
	$P_1 = P_4$	$P_6 = P_{10} = P_{11}$
En el circuito de fluido geotérmico	$P_B = P_{\text{sat}}(@T_B, x_B)$	
	$P_A = P_B = P_C$	
En el circuito de refrigeración	$P_X = P_{\text{sat}}(@T_X, x_X)$	$P_W = P_{\text{sat}}(@T_W, x_W)$
	$P_X = P_Y$	$P_W = P_Z$

c. Condiciones en los intercambiadores de calor:

Los intercambiadores son de flujo a contracorriente.

i. El evaporador está dimensionado para realizar el cambio de fase completo de modo que en la corriente 3 se alcanza el punto de vapor saturado para el caso de ORC y en la corriente 9 se alcanza el punto de vapor recalentado.

ii. En la corriente 1 y 6 los condensadores alcanzan la saturación.

- iii. El máximo acercamiento térmico permitido entre ambas corrientes se define con el “pinch point”. Para los evaporadores y condensadores se establece un “pinch point” de al menos 10 y 5 [°C] , respectivamente. Es indispensable verificar que no se produce cruzamiento entre las corrientes, es decir, que la corriente fría llegue a tener una temperatura mayor que la corriente caliente invirtiendo de esta manera el proceso de transferencia deseando como se muestra en la Figura 19. Tal fenómeno conlleva a una pérdida de eficacia del intercambiador, que mediante la definición del “pinch point” se asegura no se genere.

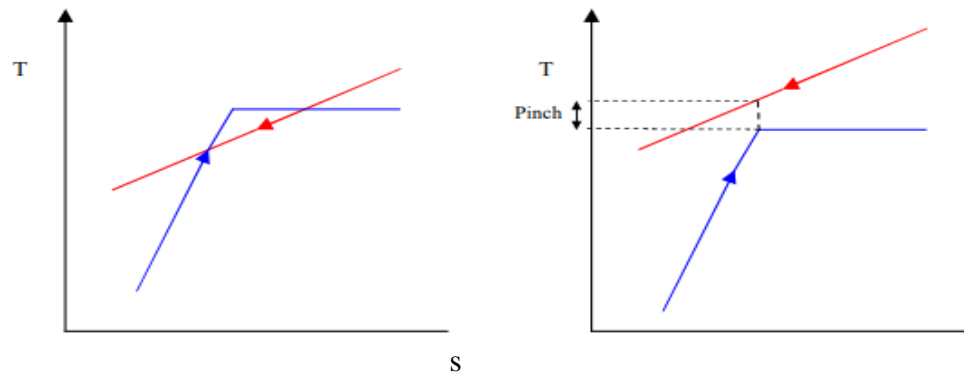


Figura 19. Gráfica T-s para condiciones definidas sólo en la entrada y salida de los intercambiadores

- a) Fenómeno de cruzamiento de corrientes. b) Definición de pinch point

- d. En las bombas se define el rendimiento.

$$\eta_{pump} = 0,65$$

- e. Las turbinas quedan caracterizadas por su rendimiento isentrópico.

$$\eta_{turbina} = 0,80$$

- f. Los generadores tienen una eficiencia de 95%.

- 5) Sintetizar y analizar los resultados. El rendimiento del ciclo queda definido como la relación entre trabajo total producido y calor total aportado.

$$W_{\text{ciclo}} = \frac{W_{\text{neto}}}{Q_{\text{in}}} = \frac{W_{\text{turb}} - W_{\text{bomba}}}{Q_{\text{in}}} \quad (1)$$

6.1 Selección de los fluidos de trabajo para el ciclo ORC

El ciclo ORC se caracteriza por la utilización de fluidos orgánicos como fluido de trabajo, ya que estos poseen la capacidad de ganar calor a temperaturas más bajas que las requeridas para el agua, de modo que en base al Manual de Manipulación de Gases Refrigerantes (2014) [55], se identificaron para los que no esté prohibido su uso, y se seleccionó una lista de 60 fluidos orgánicos posibles para ser utilizados en el Ciclo Rankine Orgánico tabulados a continuación,

Tabla 4. Fluidos para ciclo ORC preseleccionados

Acetona	FC72	Metanol	p_xileno	R134a	R290
Ammonia	FC87	n_Butano	R11	R13B1	R32
Benceno	HFE7000	n_Decano	R113	R141b	R41
C6_Fluorocetona	HFE7100	n_Dodecano	R114	R142b	R500
Ciclohexano	HFE7500	n_heptano	R12	R143a	R502
Dimetilcarbono	Ice	n_hexano	R123	R218	R600
Dimetileter	Isobutano	n_nonano	R1234yf	R22	R600a
Dióxido de azufre	Isopentano	n_octano	R1234ze	R227ea	R717
Etanol	Isopropanol	n_pentano	R124	R236fa	R718
Etilbenceno	m_Xileno	o_xileno	R125	R245fa	Tolueno

Uno de los principales problemas en el ciclo Rankine es la condensación en el proceso de expansión, puesto que el agua como fluido de trabajo tendría lugar dentro de la curva de saturación como se muestra en la Figura 20. Esto hace que el porcentaje de humedad en el proceso de expansión sea elevado, lo cual puede resultar en una caída del rendimiento, así como en potenciales daños en los álabes de la turbina.

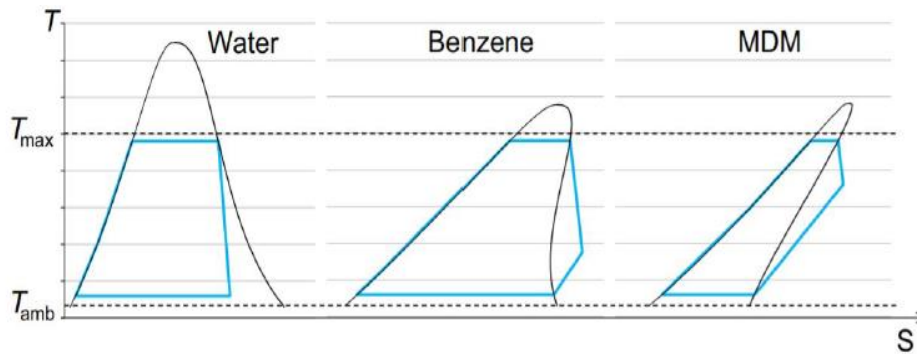


Figura 20. Diagramas T-s de ciclos Rankine saturados para agua y fluidos orgánicos [Macchi, 2017].

Por lo anterior, en aplicaciones de baja y media temperatura, la utilización de agua como fluido de trabajo plantea ciertos problemas, que pueden evitarse utilizando un fluido orgánico, que a su vez permite obtener rendimientos más elevados (Jiménez D. Leticia, 2013) [56]).

Para este trabajo se realizó la selección de dos grupos de fluidos, el primero dado por las propiedades termofísicas, los efectos medioambientales y la clasificación de seguridad de cada uno; y un segundo grupo seleccionado por revisión bibliográfica.

En base a lo mencionado y con el fin de realizar una selección adecuada del primer grupo, se obtuvieron las propiedades termofísicas de los fluidos preseleccionados gracias a la base de datos del software Engineering Equation Solver (EES), que se relacionan en la Tabla 5. Es importante mencionar que la presión de condensación está condicionada por la temperatura a la salida del condensador, es decir 40 [°C] (establecida anteriormente).

Tabla 5. Propiedades termofísicas de los fluidos preseleccionados para el ciclo ORC

Fluido	Clasificación según curva T-s	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [bar]	Presión de condensación (a 40 °C) [bar]
Acetona	Isoentrópico	235	47	0,5653
Ammonia	Húmedo	132,3	113,3	15,55
Benceno	Seco	288,9	48,94	0,2439
C6_Fluorocetona	Seco	168,7	18,64	0,7296
Ciclohexano	Seco	280,5	40,81	0,2464
Dimetilcarbono	Seco	284,2	49,09	0,1487
Dimetileter	Isoentrópico	127,2	53,67	8,953
Dióxido de azufre	Seco	157,5	78,84	6,299
Etanol	Húmedo	241,6	62,68	0,1801
Etilbenceno	Seco	344	36,22	0,02873
FC72	Seco	175,7	18,67	0,5636
FC87	Seco	147,9	20,39	1,477
HFE7000	Seco	164,6	24,78	1,197
HFE7100	Seco	195,3	22,29	0,5048
HFE7500	Seco	261	15,5	0,02674
Ice	Húmedo	374	220,6	0,07381
Isobutano	Seco	134,7	36,4	5,309
Isopentano	Seco	187,2	33,7	1,513
Isopropanol	Isoentrópico	235,2	47,62	0,1439
m_Xileno	Seco	343,7	35,35	0,02489
Metanol	Húmedo	240,2	81,04	0,347
n_Butano	Seco	152	37,96	3,792
n-Decano	Seco	344,6	21,03	0,004869
n_Dodecano	Seco	385	18,17	0,000578
n_heptano	Seco	267	27,27	0,1232
n_hexano	Seco	234,7	30,58	0,3714
n_nonano	Seco	321,4	22,81	0,01427
n_octano	Seco	296,2	24,97	0,0412
n_pentano	Seco	196,5	33,64	1,163
o_xileno	Seco	357,1	37,38	0,02062

Fluido	Clasificación según curva T-s	Temperatura Crítica [°C]	Presión Crítica [bar]	Presión de condensación (a 40 °C) [bar]
p_xileno	Seco	343	35,32	0,02657
R11	Isoentrópico	198	44,08	1,734
R113	Seco	214,1	33,92	0,7819
R114	Seco	145,7	32,89	3,369
R12	Isoentrópico	112	41,14	9,6
R123	Seco	183,7	36,68	1,547
R1234yf	Isoentrópico	94,7	33,82	10,18
R1234ze	Isoentrópico	109,4	36,32	7,673
R124	Isoentrópico	122,3	36,24	5,941
R125	Isoentrópico	66,02	36,18	20,08
R134a	Isoentrópico	101	40,59	10,17
R13B1	Húmedo	67	39,71	22,79
R141b	Isoentrópico	204,2	42,49	1,329
R142b	Isoentrópico	137,1	40,55	5,216
R143a	Húmedo	72,7	37,61	18,33
R218	Seco	71,87	26,4	12,78
R22	Húmedo	96,13	49,89	15,34
R227ea	Seco	102,8	29,99	7,003
R236fa	Seco	124,9	32	4,368
R245fa	Seco	154	36,51	2,496
R290	Isoentrópico	96,68	42,47	13,69
R32	Húmedo	78,11	57,84	24,78
R41	Húmedo	44,13	58,97	53,64
R500	Isoentrópico	105,5	44,55	11,35
R502	Isoentrópico	82,16	40,74	16,76
R600	Seco	152	37,96	3,792
R600a	Seco	134,7	36,4	5,309
R717	Húmedo	132,3	113,3	15,55
R718	Húmedo	374	220,6	0,07381
Tolueno	Seco	318,6	41,26	0,07907

De los fluidos recogidos en la **Tabla 5** se realizó una selección inicial (primer filtro) de acuerdo con los siguientes requisitos termodinámicos:

- ✓ Pendiente positiva de la línea de vapor saturado en el diagrama T-s, es decir, se descartan los fluidos húmedos.
- ✓ Presión de condensación mínima de 0,731 bar para evitar entrada de aire. Esta presión se establece de acuerdo con la presión atmosférica de sitio.

Los fluidos que cumplen estos requisitos se recogen en la tabla 6.

Tabla 6. Fluidos que cumplen el primer filtro de selección

Primer Filtro (Fluido Seco o Isoentrópico y Presión de saturación mayor a 0,731 bar)			ODP	GPW
Fluido	Tipo	P_cond [bar]		
Dimetileter	Isoentrópico	8,953	0	1
FC87	Seco	1,477	0	5000
HFE7000	Seco	1,197	0	575
Isobutano	Seco	5,309	0	20
Isopentano	Seco	1,513	0	11
n_Butano	Seco	3,792	0	3
n_pentano	Seco	1,163	0	5
R11	Isoentrópico	1,734	1	4000
R113	Seco	0,7819	0,8	4800
R114	Seco	3,369	0,8	8000
R12	Isoentrópico	9,6	1	8500
R123	Seco	1,547	0,022	250
R1234yf	Isoentrópico	10,18	0	4
R1234ze	Isoentrópico	7,673	0	6
R124	Isoentrópico	5,941	0,022	700
R125	Isoentrópico	20,08	0	3500
R134a	Isoentrópico	10,17	0	1300
R141b	Isoentrópico	1,329	0,11	630

Primer Filtro (Fluido Seco o Isoentrópico y Presión de saturación mayor a 0,731 bar)			ODP	GPW
Fluido	Tipo	P_cond [bar]		
R142b	Isoentrópico	5,216	0,06	2000
R218	Seco	12,78	0	8830
R227ea	Seco	7,003	0	2900
R236fa	Seco	4,368	0	6300
R245fa	Seco	2,496	0	820
R290	Isoentrópico	13,69	0	20
R500	Isoentrópico	11,35	0,74	6010
R502	Isoentrópico	16,76	0,33	4300
R600	Seco	3,792	0	3
R600a	Seco	5,309	0	3

Los fluidos orgánicos se clasifican en 5 tipos: Clorofluorocarburos (CFC), Hidroclorofluorocarburos (HCFC), Hidrofluorocarburos (HCF), Florocarburos (FC) y Hidrofluoroolefinas (HFO) (Jiménez D. Leticia, 2013) [56]. Algunos de estos fluidos son ambientalmente dañinos por lo que se realiza un segundo filtro teniendo en cuenta los índices ODP y GPW.

De acuerdo con el Departamento de Agricultura, Agua y Medio Ambiente del Gobierno de Australia [57] el ODP es el coeficiente por el que se mide la capacidad destructiva de un fluido orgánico frente a la capa de ozono. Se mide utilizando como medida patrón la unidad atribuida al R-11 ya que es el más destructivo para la capa de ozono al poseer 3 átomos de cloro en su molécula. Los refrigerantes exentos de cloro en su composición tienen por lo tanto un ODP igual a cero. Los CFC son los que tienen mayor capacidad de destrucción de la capa de ozono, los HCFCs afectan en menor medida que los CFCs y los HFC no afectan a la capa de ozono (ODP cero).

Según la EPA. [58], el GWP es el potencial de calentamiento global, este índice define el efecto de calentamiento integrado a lo largo del tiempo que produce hoy una liberación instantánea de 1kg de un gas de efecto invernadero, en comparación con el causado por el CO₂. De esta forma, se pueden tener en cuenta los efectos radiactivos de cada gas, así como sus diferentes periodos de permanencia en la atmósfera. Por lo tanto, se aplica un segundo filtro donde solo se seleccionan fluidos con ODP igual a cero, los fluidos que cumplen se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Fluidos que cumplen el segundo filtro de selección

Segundo Filtro (ODP = 0)			Clasificación de seguridad
Fluido	ODP	GPW	
Dimetileter	0	1	A3
HFE7000	0	575	B1
Isobutano	0	20	A3
Isopentano	0	11	A3
n_Butano	0	3	A3
n_pentano	0	5	A3
R1234yf	0	4	A2
R1234ze	0	6	A2
R125	0	3500	A1
R134a	0	1300	A1
R218	0	8830	A1
R227ea	0	2900	A1
R236fa	0	6300	A1
R245fa	0	820	B1
R290	0	20	A3
R600	0	3	A3
R600a	0	3	A3

Otro parámetro importante que se tuvo en cuenta en la selección de los fluidos es la clasificación de seguridad dada por ASHRAE [59], (Sociedad Americana de Ingenieros de Calefacción, Refrigeración y Aire Acondicionado) mostrada en la Figura 21.

Inflamabilidad	Toxicidad	
	Baja	Alta
Alta	A3	B3
Baja	A2	B2
No inflamable	A1	B1

Figura 21. Clasificación de seguridad según ASHRAE [59].

Teniendo en cuenta esta clasificación se aplica un tercer filtro en el cual se seleccionan los fluidos no inflamables y con la toxicidad más baja, es decir clase A1.

Tabla 8. Fluidos que cumplen el tercer filtro de selección

Tercer Filtro (Clasificación A1)			
Fluido	Clase	Fluido	Clase
R125	A1	R218	A1
R134a	A1	R227ea	A1
R236fa	A1		

Finalmente, se aplica un último filtro en base a la disponibilidad de los fluidos en el Software a utilizar, Aspen Hysys Plus V12.1, donde se encontró que los fluidos R227ea, R236fa y R125 no están disponible en la base de datos del software y tampoco permite su creación ya que de este modo genera incompatibilidades con el paquete termodinámico seleccionado (Peng-Robinson). En la Tabla 9 se muestran los fluidos seleccionados por sus propiedades termofísicas, medioambientales y de seguridad.

Tabla 9. Fluidos seleccionados para ciclo ORC según sus propiedades.

Primera Selección Último Filtro (Disponibilidad HYSYS y Compatibilidad PR)						
Fluido	T_crit [°C]	P_crit [bar]	P_cond [bar]	ODP	GPW	Clasf. Seg
R218	71,87	26,4	12,78	0	8830	A1
R134a	101	40,59	10,17	0	1300	A1

El segundo grupo de fluidos de trabajo, mostrado en la Tabla 10, se seleccionó mediante revisión bibliográfica, ya que para yacimientos de media y baja temperatura es común el empleo de mezclas de hidrocarburos altamente volátiles

como el n-butano según el Manual de Geotermia – IDAE (2011) [45], por otro lado, una de las sustancias más utilizadas y consideradas adecuadas para Johnson (2010) [60], suele ser el n-pentano; mientras que para Ghasemi H, Paci M, Tizzanini A & Mitsos A. (2014) [49], el n-butano proporciona un rendimiento mayor a bajos caudales volumétricos (en comparación con otros fluidos), pero si se cuenta con temperaturas más elevadas el n-pentano se convierte en una mejor opción. Por lo anterior se seleccionaron el Butano y el Pentano, que, aunque su clasificación de seguridad nos indica que son altamente inflamables, una cantidad considerable de las plantas actuales en funcionamiento los utilizan un ejemplo es la planta Miravalles V, ubicada en Costa rica (Galante A. 2007) [50]. Las condiciones de los fluidos seleccionados en este caso se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Fluidos seleccionados para ciclo ORC según bibliografía

Segunda Selección (Revisión Bibliográfica)						
Fluido	T_crit [°C]	P_crit [bar]	P_cond [bar]	ODP	GPW	Clasf. Seg
n_Butano	152	37,96	3,792	0	3	A3
n_Pentano	196,5	33,64	1,163	0	3	A3

6.2 Determinación de concentración de mezcla para el ciclo Kalina

El ciclo Kalina se caracteriza por utilizar una mezcla de amoníaco y agua como fluido de trabajo, cuya concentración se adapta para cada caso. Por tanto, en el presente trabajo se realiza una variación de las concentraciones en un rango de 15% a 85% en masa de amoníaco hasta obtener la concentración de la mezcla que presente la mayor generación de potencia a las condiciones establecidas.

6.3 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permite determinar el impacto y comportamiento en las variables dependientes del ciclo como caudales de trabajo y potencia térmica generada, y eficiencia mediante la variación de las condiciones del fluido geotérmico tales como Temperatura y caudal.

Por lo anterior se plantean tres escenarios de análisis que se describen a continuación:

- ✓ Variación del caudal del fluido geotérmico. El rango de caudal geotérmico será de 1 a 1000 [kg/s] en saltos de potencias de 10.
- ✓ Variación de la temperatura del fluido geotérmico a la entrada del evaporador del ciclo primario. El rango de la temperatura del fluido geotérmico será de 140 a 250 [°C].
- ✓ Variación de la temperatura del fluido geotérmico a la entrada del evaporador del ciclo primario, y al mismo tiempo se aumenta la presión de alta en el ciclo primario al máximo valor permitido por el ciclo. Lo anterior solo es posible en los casos donde dicha presión es menor al 90% de la presión crítica del fluido de trabajo. El rango de temperatura será de 140 a 250 [°C], y la presión será definida por iteraciones internas hasta obtener el valor máximo siempre y cuando no supere la condición límite definida inicialmente (90% de la Presión crítica del fluido de trabajo).

6.4 Costos y análisis económico del ciclo

El análisis económico del ciclo se evaluó en función del costo total de la inversión (USD), los costos anuales de operación y mantenimiento (USD/año) y el costo nivelado de energía eléctrica (USD/kWh-año).

El costo total de la inversión depende de una serie de etapas tales como exploración, confirmación, costos de operación y mantenimiento y otros costos asociados; y al mismo tiempo cada una de estas etapas incluye una serie de actividades. De acuerdo con La Asociación de energía Geotérmica de Estados Unidos (2005), se definieron unas ecuaciones que permiten estimar los costos de cada una de las etapas y de las actividades inmersas en las mismas, algunos costos de estas actividades dependen de la potencia instalada. En este apartado se presenta las ecuaciones definidas para llevar a cabo el proceso de cálculo del costo total de la inversión [USD].

- 1) Costos de exploración [USD]: viene dado por la sumatoria de los costos de todas las actividades en esta etapa, como se muestra en la ecuación 1.

$$C_{\text{expl}} = C_{\text{recon.reg}} + C_{\text{expl.área}} + C_{\text{eval.resul}} \quad (1)$$

- a) Costo por Reconocimiento Regional [USD]: se calcula mediante la ecuación 2

$$C_{\text{recon.reg}} = 7,7 * W_e [\text{kW}] \quad (2)$$

- b) Costo por exploración de área [USD]: este al igual que el costo anterior solo depende la potencia a generar, la cual se ingresa en [kW] por una constante y se calcula mediante la ecuación 3.

$$C_{\text{expl.área}} = 22,5 * W_e \quad (3)$$

- c) Costos de evaluación de posibles resultados [USD]: estos dependen también de la potencia en [kW], y una constante, como se muestra en la ecuación 4.

$$C_{\text{eval.resul}} = 77 * W_e \quad (4)$$

- 2) Costo de confirmación [USD]: en este proceso se lleva a cabo la perforación de pozos tanto de diámetro pequeño como productivos, por lo que primero se debe calcular el costo de cada pozo, este costo solo depende de la profundidad en [ft] del pozo y está dado por la ecuación 5.

$$C_{\text{pozo}} [\text{USD}] = 240000 + 210 * h + 0,019069 * h \quad (5)$$

También es importante calcular la productividad de los pozos tanto para pozos productivos como para pozos de diámetro pequeño. Tales productividades están dadas por las ecuaciones 6 y 7 respectivamente.

$$\text{Productividad}_{\text{pozo}} [\text{MW}] = 0,036 * T [^\circ\text{C}] - 2,86 \quad (6)$$

Conociendo las productividades se debe calcular el número de pozos a perforar tanto para pozos productivos como para pozos fallidos y en estos se debe tener en cuenta la posibilidad de que los pozos perforados sean fallidos que está estimado en 40% para pozos productivos y 25% en pozos de diámetro menor.

$$\#Pozos_{productivos} = \frac{\text{Productividad}_{pozo} [MW]}{W_e [MW]} \quad (7)$$

$$\#Pozos_{productivos.fallidos} = \#Pozos_{productivos} * 40\% \quad (8)$$

$$\#Pozos_{D.pequeño} = \frac{\text{Productividad}_{pozo} [MW]}{W_e [MW]} \quad (9)$$

$$\#Pozos_{D.pequeño.fallidos} = \#Pozos_{D.pequeño} * 25\% \quad (10)$$

Los valores obtenidos se deben aproximar a la siguiente unidad entera, finalmente el número total de pozos es la suma de todos los pozos a perforar.

$$\#Pozos_{total} = \#Pozos_{prod} + \#Pozos_{prod.fall} + \#Pozos_{D.peq} + \#Pozos_{D.peq.fall} \quad (11)$$

Finalmente, el costo de confirmación esta dado por la ecuación 13.

$$C_{conf} [USD] = C_{pozo} * \#Pozos_{total} \quad (12)$$

3) Costos de desarrollo de la zona

Costo	Ecuación
Cumplimiento normativo	$C_{cN} = C_{conf} * 5\%$
Informes de la perforación	$C_{informes} = C_{conf} * 5\%$
Construcción de caminos para acceder al pozo	$C_{caminos} = 68273 * \#Pozos_{total}$
Análisis de pruebas	$C_{analisis.pruebas} = 54619 * \#Pozos_{total}$
Prueba de pozo: Agujero de diámetro completo, 3-10 días	70000

Prueba de pozo: prueba de campo de múltiples pozos, 15-30	100000
Otros	20000
Administración	$C_{adm} = (C_{desa.zona} + C_{conf}) * 7,5\%$ (13)
$C_{desa.zona} = C_{cN} + C_{informes} + C_{caminos} + C_{analisis.pruebas} + 190000$ (14)	

Tabla 11. Costos de desarrollo de la zona

Con los datos anteriores, se obtiene un costo de inversión base, dado por la suma de las ecuaciones 1, 13, 14 y 15.

$$C_{inversion.base} = C_{expl} + C_{conf} + C_{desa.zona} + C_{adm} \quad (15)$$

Dado que este reporte es del 2004 el costo de inversión base debe traerse a valor presente lo que se hizo mediante la calculadora de inflación de la oficina de estadísticas laborales que es la agencia principal de investigación del gobierno federal de estados unidos en el amplio campo de la economía y las estadísticas laboral [65]. El nuevo costo será identificado como $C_{actualizado}$

Ahora este costo solo representa inversión en actividades de campo previas por lo que es necesario calcular los precios de los equipos, que, de acuerdo con Zhen T, Yingying Y, Yuan Z, Bo G & Wenzhong G (2020) [62], los costos de los equipos se estiman mediante correlaciones matemáticas no lineales, generalmente en base a variables tales como área, presión y potencia dependiendo del equipo analizado como se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12. Correlaciones matemáticas para calcular el costo de cada equipo.

Zhen T, Yingying Y, Yuan Z, Bo G & Wenzhong G (2020) [62]

Equipo	Correlaciones matemáticas
Intercambiador de calor (IC):	$C_{IC} = C_{bIC}(B1 + B2F_m F_{PIC})$ $\log C_{bIC} = K_1 + K_2 \log(A_{IC}) + K_3(A_{IC})^2$ $\log F_{bIC} = C_1 + C_2 \log(P_{IC}) + C_3(P_{IC})^2$
Bomba (B):	$C_B = C_{bB}(B1 + B2F_m F_{PB})$

Equipo	Correlaciones matemáticas
	$\log C_{bB} = K_1 + K_2 \log(W_B) + K_3 (W_B)^2$ $\log F_{bB} = C_1 + C_2 \log(P_B) + C_3 (P_B)^2$
Turbina (T):	$C_T = C_{bT} F_{bm}$ $\log C_{bT} = K_1 + K_2 \log(W_T) + K_3 (W_T)^2$
Generador (G):	$C_G = 60W_e^{0,91}$

Donde

C es el costo de cada equipo [USD]

C_b es el costo base para cada equipo [USD]

F_p es el factor de presión para cada equipo

A es el área de transferencia del equipo para los intercambiadores de calor [m²]

P es la presión del fluido de trabajo [bar]

W es el trabajo en la bomba y la turbina [kW]

W_e es la potencia eléctrica en el generador [kW]

K, C, B son coeficientes propios de cada equipo [-]

F_m es un factor de material

F_{bm} es un factor asociado al material de la turbina

Los coeficientes y factores para cada equipo se muestran en la tabla 13.

Tabla 13. Coeficientes para cada equipo. Zhen T, Yingying Y, Yuan Z, Bo G & Wenzhong G (2020) [62]

Equipo	K_1	K_2	K_3	C_1	C_2	C_3	B_1	B_2	F_m	F_{bm}
Intercambiador de calor	4,325	-0,303	0,163	0,039	-0,113	0,082	1,63	1,66	1,4	-
Bomba	3,389	0,053	0,153	-0,394	0,396	-0,002	1,89	1,35	1,6	0
Turbina	2,705	1,44	-0,178	0	0	0	0	1	3,4	3,5

El área de transferencia de los intercambiadores de calor se calcula mediante la ecuación 16.

$$A = \frac{Q}{U \Delta T_{lm}} \quad (16)$$

Donde Q es el calor disponible [kW], U es el coeficiente global de transferencia [$\text{kWm}^{-2}\text{C}^{-1}$] y ΔT_{lm} es la diferencia media logarítmica [C]. todos estos valores se toman de Hysys.

Dado que estas correlaciones son las establecidas para el año 2001 se debe actualizar el costo de cada equipo al año 2022 (más actual disponible es del mes febrero), por medio del índice de costos de plantas de ingeniería química (CEPCI) que para los años 2001 y 2022 son 394,3 y 806,3; respectivamente (Chemical Engineering. 2022) [63]. Esto se calcula mediante la ecuación 17.

$$C_{2022} = \frac{\text{CEPCI}_{2022}}{\text{CEPCI}_{2001}} * C_{2001} \quad (17)$$

Además de los costos de cada equipo se debe tener en cuenta los costos de importación, que en Colombia según los datos reportados por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales -DIAN, solo corresponde al IVA con valor de 19% sobre el costo de la adquisición, ya que no se cobran aranceles para ninguno de los equipos (DIAN 2022) [64]. Este costo de importación se calcula con la ecuación 18.

$$C_{\text{import}} = 19\% * C_{2022} \quad (18)$$

Entonces, el costo total de los equipos esta dado por la ecuación 19.

$$C_{\text{total-equipos}} = 1,19 \sum C_{2022} \quad (19)$$

De este modo el costo de inversión total es la suma del costo de inversión de las actividades previas actualizado más los costos de los equipos.

$$C_{\text{inversion.total}} = C_{\text{actualizado}} + C_{\text{equipos}} \quad (20)$$

Con el costo de inversión total, se puede evaluar la viabilidad del proyecto se debe calcular el LCOE (Levelized Cost Of Energy). El cual se calcula mediante la ecuación 21.

$$LCOE = \frac{C_{\text{Inversión}} CRF + C_{O\&M}}{W_e * OP} \quad (21)$$

Donde $C_{\text{Inversión}}$ es el costo de inversión total calculado en la ecuación 21, $C_{O\&M}$ es el costo de operación y mantenimiento, CRF es el factor de recuperación de capital, W es la potencia eléctrica generada y OP corresponde a las horas de operación anuales de la planta, las cuales se establecieron en 7884 horas al año de acuerdo con IRENA (2014) [31], donde estima un factor de operación de 90%.

El costo de mantenimiento esta dado por el 7% del costo de la inversión [61], y el costo de operación está dado por el costo de la hora laboral para este sector multiplicado por el tiempo de servicio que es todo el año.

$$C_{M\&O} = 7\% * C_{\text{inversion.total}} + C_{\text{hora.laboral}} * 8760 * 7 \quad (22)$$

El factor de recuperación de capital CRF se obtiene mediante la ecuación 23.

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (23)$$

Donde i es la tasa de interés establecida en 6% y n es la vida útil de la planta fijada en 25 años, IRENA (2014) [31].

Otro parámetro que permite evaluar la viabilidad del sistema es el costo unitario que está definido por la ecuación 25.

$$C_{\text{unitario}} = \frac{C_{\text{inversion.total}}}{W * OP} \quad (24)$$

El sistema se considera viable mientras el costo nivelado de la energía sea igual o menor a 0,071 USD/kWh ya que este se considerada como una medida de primer orden de la competitividad de la planta de generación de electricidad en términos de costes. IRENA (2019) [11].

Con todo este proceso es posible determinar si la planta es viable en comparación con otras energías y a partir de tal análisis económico se determina el mínimo caudal de fluido geotérmico requerido para que la planta sea viable. Esto se realiza mediante iteraciones con la herramienta Solver de Excel y se corrobora en Hysys. Para comparar la veracidad de los resultados.

7. ANALISIS DE RESULTADOS

7.1 Concentración del fluido de trabajo (mezcla amoniaco-agua) del ciclo Kalina

En función de las condiciones de trabajo definidas y mediante el software Aspen Hysys se realizó una variación de la concentración de amoniaco en la mezcla, donde se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 14.

Tabla 14. Potencia generada en el ciclo Kalina a diferentes concentraciones de amoniaco y agua.

Caudal total [kg/s]	Amonia %	Agua %	Potencia [MWt]
150,56	85%	15%	5,71
140,03	80%	20%	2,07
126,75	70%	30%	0,08
111,32	50%	50%	1,18
103,76	30%	70%	6,54
102,40	20%	80%	14,72
102,03	18,28%	81,72%	16,34
101,42	15%	85%	16,15

Es importante aclarar que los datos relacionada en la tabla 14 solo corresponden al ciclo Kalina, es decir, que, para establecer la concentración de la mezcla, este ciclo se evalúa de forma independiente ya que su comportamiento solo depende de las condiciones del fluido geotérmico.

Teniendo en cuenta que el objetivo es maximizar la potencia generada, se encontró que la máxima potencia generada se da cuando se tiene porcentajes en peso de 18,28% y 81,72% de amoniaco y agua respectivamente en la mezcla, de modo que esta será la concentración utilizada para el ciclo Kalina.

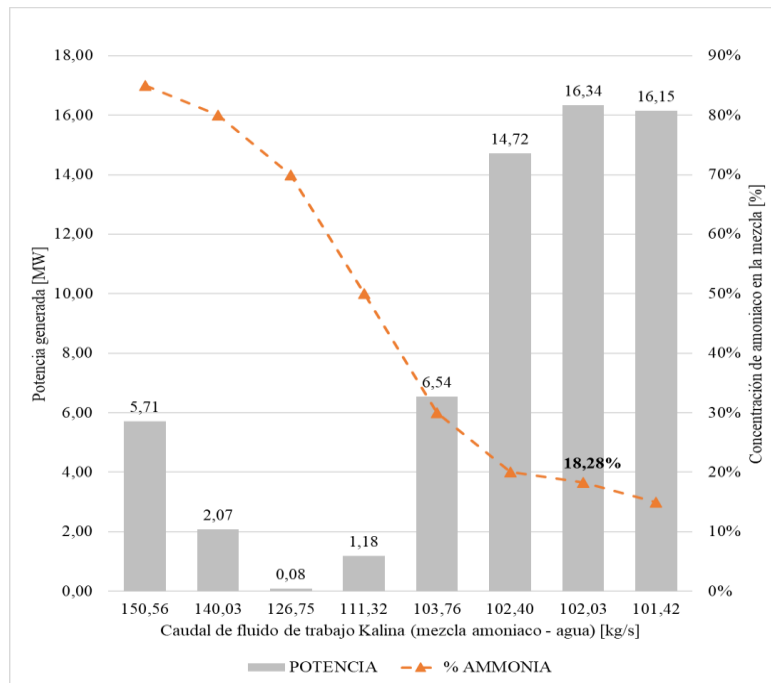


Figura 22. Relación de la potencia generada en el ciclo Kalina en relación con la concentración de amoníaco en la mezcla.

La figura 22, muestra el comportamiento de la potencia generada en función del caudal el cual depende de la concentración de amoníaco en la mezcla, de modo que a mayores concentraciones de amoníaco se requiere mayor caudal, sin embargo, esto no garantiza que se genere la máxima potencia. Tal comportamiento garantiza que el amoníaco no alcance condiciones críticas y se deteriore ya que es altamente corrosivo y nocivo tanto para los equipos como para el ambiente.

7.2 Resultados termodinámicos del ciclo combinado

En las figuras 33 y 34, se muestran las dos configuraciones del ciclo binario combinado, ORC-KALINA y KALINA-ORC respectivamente, donde se observa la dirección de la corriente del fluido geotérmico.

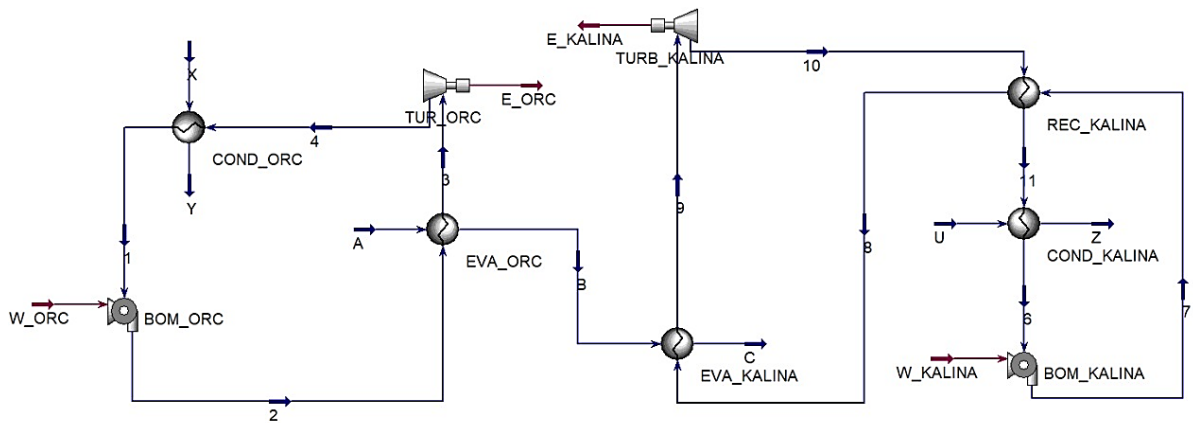


Figura 23. Simulación del Ciclo combinado ORC- Kalina en Aspen Hysys

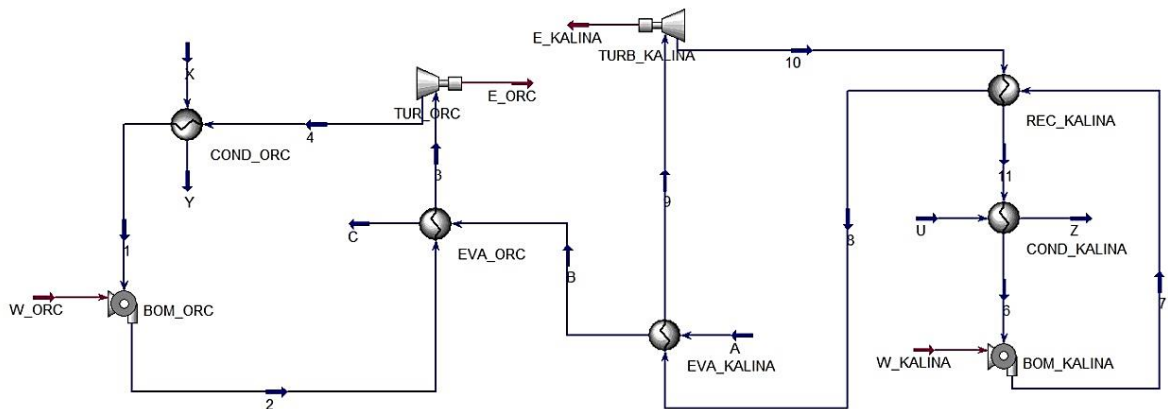


Figura 24. Simulación del Ciclo combinado Kalina-ORC en Aspen Hysys

A partir de las condiciones definidas y mediante iteraciones internas de las presiones de alta de cada ciclo con el fin de generar la máxima potencia, en la tabla 15 se muestran los resultados termodinámicos del ciclo combinado evaluado en dos configuraciones establecidas y los fluidos seleccionados.

Tabla 15. Resultados termodinámicos del ciclo combinado.

Ciclo \ Cfg Ciclo		ORC - KALINA				KALINA - ORC			
		R134a	R218	Butano	Pentano	R134a	R218	Butano	Pentano
ORC	Fluido de trabajo	R134a	R218	Butano	Pentano	R134a	R218	Butano	Pentano
	Trabajo bomba [kW]	92,08	99,24	73,05	26,01	5199,52	5603,84	2749,13	992,56
	Trabajo turbina [kWt]	438,71	249,15	638,43	635,76	24772,87	14068,84	31902,98	31606,62
	Trabajo Neto [kWt]	346,63	149,91	565,38	609,75	19573,35	8465,00	29153,85	30614,06
	Eficiencia	8,06%	3,49%	13,15%	14,18%	8,06%	3,49%	12,01%	12,61%
Kalina	Trabajo bomba [kW]	29,30	29,30	29,30	29,30	0,81	0,81	0,81	0,81
	Trabajo turbina [kWt]	16374,05	16374,05	16374,05	16374,34	376,63	376,63	376,63	376,63
	Trabajo Neto [kWt]	16344,75	16344,75	16344,75	16345,04	375,82	375,82	375,82	375,82
	Eficiencia	6,85%	6,85%	6,85%	6,85%	8,74%	8,74%	8,74%	8,74%
Ciclo combinado	Eficiencia	6,87%	6,79%	6,96%	6,98%	8,08%	3,58%	11,95%	12,54%
	Trabajo Neto [kWt]	16691,38	16494,66	16910,13	16954,79	19949,17	8840,82	29529,67	30989,88
	Potencia eléctrica [MWe]	15,86	15,67	16,06	16,11	18,95	8,40	28,05	29,44
	Energía Anual [GWh/año]	125,02	123,54	126,65	126,99	149,42	66,22	221,17	232,11

Por medio de los resultados obtenidos se puede determinar que dentro de los fluidos evaluados el Pentano es el fluido de trabajo para el ciclo ORC más adecuado en función de su eficiencia termodinámica, la potencia y la energía anual generada. Además, también se puede inferir cuál es la configuración más favorable.

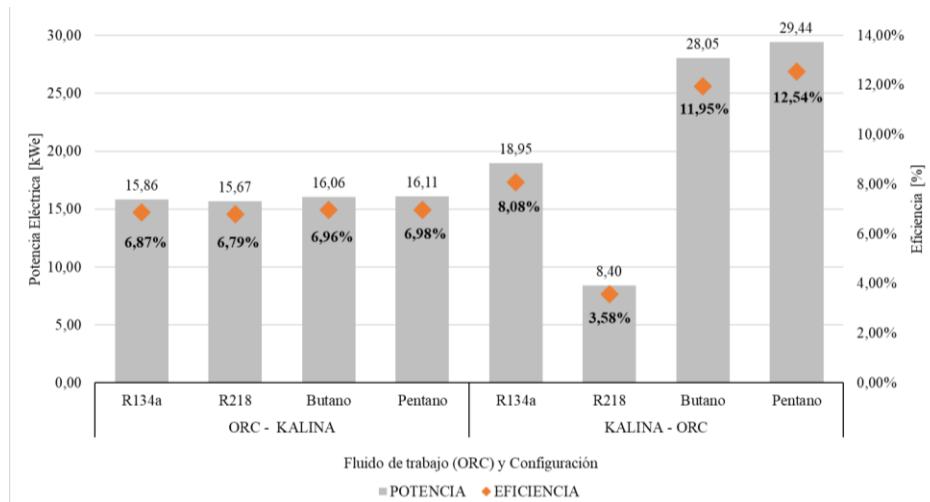


Figura 25. Eficiencia y potencia eléctrica generada de para cada fluido de trabajo en el ORC y configuración del ciclo combinado.

En la figura 25, se observa que el pentano es el fluido con mayor potencia generada y mayor eficiencia para ambas configuraciones, gracias a que su temperatura crítica (196,5 °C) es superior a la de la fuente geotérmica (150 °C), lo que permite una temperatura de evaporación más elevada y un mayor aprovechamiento de calor latente. Por otro lado, la configuración más favorable es la que tiene como ciclo primario al Kalina y ciclo secundario al ORC, ya que en esta se genera mayor potencia en 3 de los 4 fluidos evaluados con respecto a la otra configuración, solo a excepción del R218, el cual está limitado por sus condiciones críticas ($P_c = 26,4$ bar, $T_c = 71,87$ °C) que son más bajas en comparación de los demás.

7.3 Resultados del análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad se realizó solo a una configuración donde el ciclo primario es el ORC y el ciclo secundario es el Kalina, ya que mediante este análisis se

pudieron identificar comportamientos que no se ven afectados por la variación de la configuración del ciclo.

- ✓ Escenario 1: En la tabla 16, se muestran los resultados para el escenario 1, donde se planteaba solo variar el caudal de la fuente geotérmica de 1 a 1000 [kg/s]. Las variables analizadas en este escenario fueron la potencia térmica generada y los caudales de cada fluido de trabajo ya que las eficiencias se mantienen constantes.

Tabla 16. Resultados escenario 1 variación del caudal geotérmico.

Variables ORC Fluido	Caudal Geotérmico [kg/s]	Caudal Kalina [kg/s]	Caudal ORC [kg/s]	Potencia Neta [MWt]
R134a	1	1,02	0,26	0,17
	10	10,20	2,59	1,67
	100	102,03	25,92	16,69
	1000	1020,26	259,15	166,94
R218	1	1,02	0,62	0,16
	10	10,20	6,19	1,65
	100	102,03	61,93	16,49
	1000	1020,26	619,32	164,95
Butano	1	1,02	0,10	0,17
	10	10,20	0,95	1,69
	100	102,03	9,53	16,90
	1000	1020,26	95,35	169,01
Pentano	1	1,02	0,09	0,17
	10	10,20	0,86	1,69
	100	102,03	8,61	16,92
	1000	1020,26	86,05	169,22

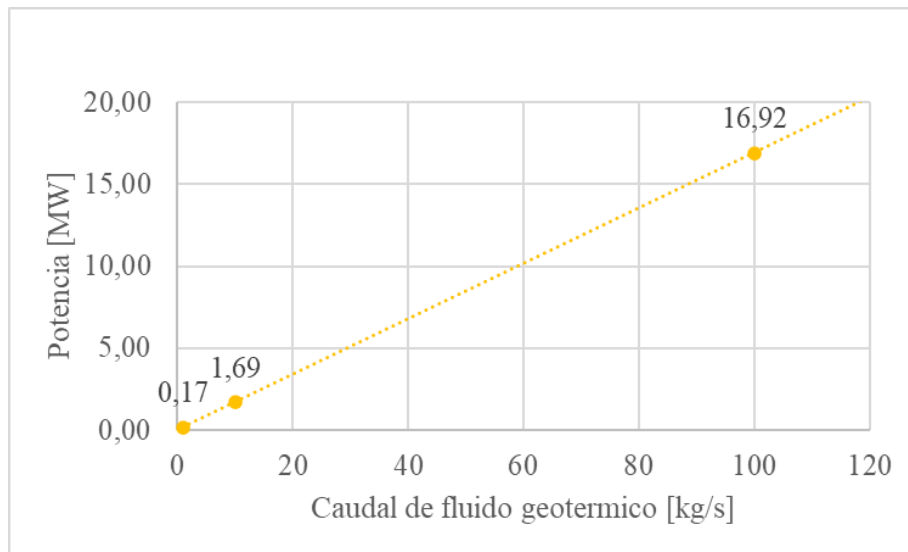


Figura 26. Comportamiento de la potencia térmica generada en función del Caudal del fluido geotérmico.

Como se observa en la Figura 26, la potencia generada es directamente proporcional al caudal del fluido geotérmico, esto ocurre porque dicha potencia depende y es proporcional al caudal de trabajo que a su vez es directamente proporcional al caudal del fluido geotérmico como se puede corroborar con los resultados mostrados en la tabla 16.

Este escenario solo se evaluó para la configuración ORC-KALINA, ya que el comportamiento presentado será el mismo, independiente de la configuración.

- ✓ Escenario 2: en este se planteó variar la temperatura del fluido geotérmico en un rango de 140 a 250 [°C], los resultados obtenidos se muestran en la tabla 17. Las variables analizadas son la potencia térmica generada y el caudal del fluido de trabajo en ORC, que es el que se ve afectado por la variación de temperatura.

Tabla 17. Resultados escenario 2. Variación de la temperatura del fluido geotérmico.

Variables ORC Fluido	Temperatura fluido geotérmico [C]	Caudal Kalina [kg/s]	Caudal ORC [kg/s]	Potencia Neta [MWt]	Eficiencia %
R134a	140	102,03	13,04	16,52	6,86%
	150		25,92	16,69	6,87%
	180		63,84	17,20	6,90%
	200		88,70	17,53	6,92%
	230		125,64	18,03	6,95%
	250		150,14	18,35	6,97%
R218	140	102,03	31,15	16,42	6,82%
	150		61,93	16,49	6,79%
	180		152,56	16,71	6,71%
	200		211,98	16,86	6,66%
	230		300,26	17,07	6,58%
	250		358,81	17,21	6,53%
Butano	140	102,03	-	-	6,91%
	150		9,56	16,91	6,96%
	180		23,54	17,74	7,12%
	200		32,71	18,28	7,22%
	230		46,34	19,09	7,36%
	250		55,37	19,62	7,45%
Pentano	140	102,03	-	-	6,91%
	150		8,36	16,95	6,98%
	180		20,58	17,85	7,16%
	200		28,60	18,43	7,28%
	230		40,51	19,30	7,44%
	250		48,41	19,88	7,54%

Los resultados de la tabla 17 muestran como se ve afectada la potencia térmica generada y el caudal del fluido del ciclo ORC, y se observa un comportamiento particular para el caso del butano y el pentano y es que al disminuir la temperatura

del fluido geotérmico estos no funcionan, por lo que se tiene que evaluar la posibilidad de disminuir la condición de la presión de alta de tales fluidos.

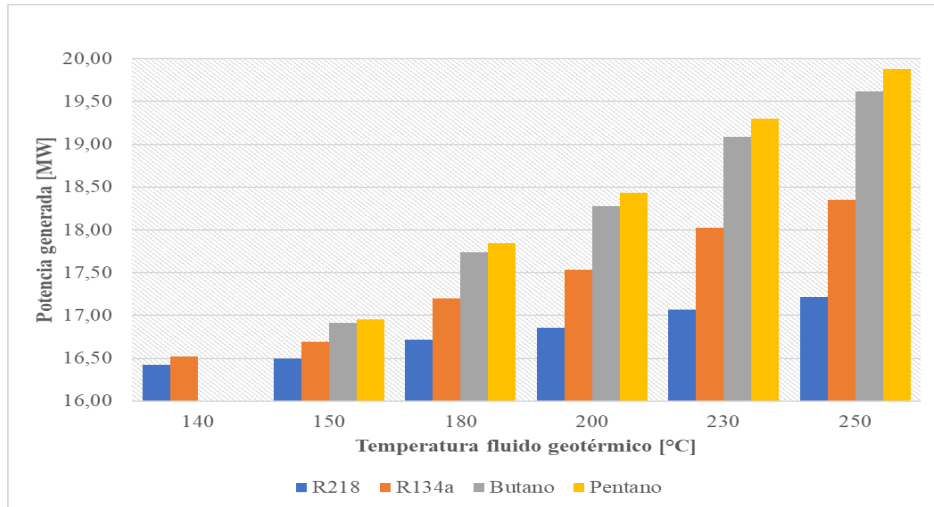


Figura 27. Comportamiento de la potencia térmica generada en función de la temperatura del fluido geotérmico.

En la Figura 27, se observa que al aumentar la temperatura de la fuente geotérmica la potencia aumenta, esto sucede debido a que la potencia térmica depende del caudal de fluido de trabajo y de la diferencia de entalpías, y ambas variables se ven afectadas al variar la temperatura.

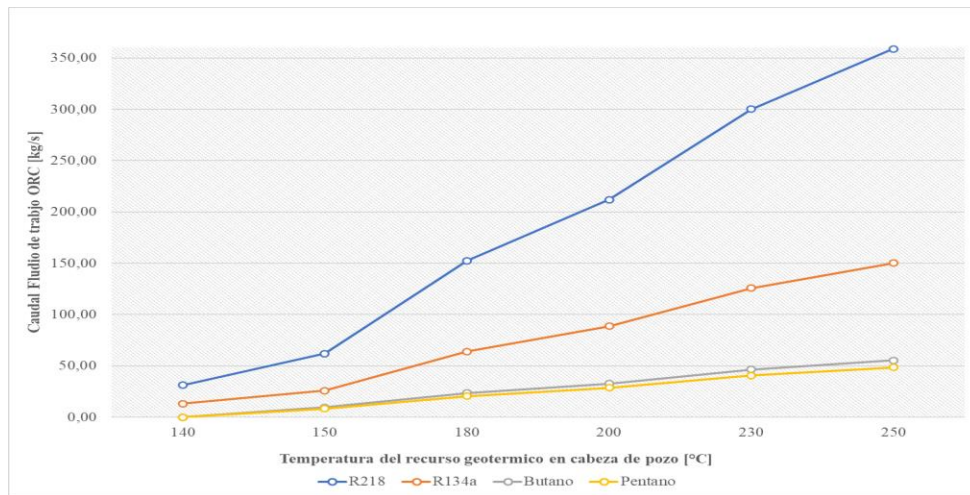


Figura 28. Relación del caudal del fluido de trabajo de ORC respecto a la temperatura del fluido geotérmico.

En la figura 28, se observa como varia el caudal del fluido de trabajo del ciclo ORC. El comportamiento observado ocurre porque al aumentar la temperatura del fluido geotérmico, así mismo el caudal del fluido de trabajo debe aumentar para garantizar que este se mantenga en estado subcrítico e incluso no llegue a deteriorarse. Es por esta misma razón que se ve un aumento mayor en la curva del Refrigerante R218, porque como se explicó anteriormente en comparación con los demás fluidos es el que posee condiciones críticas más bajas.

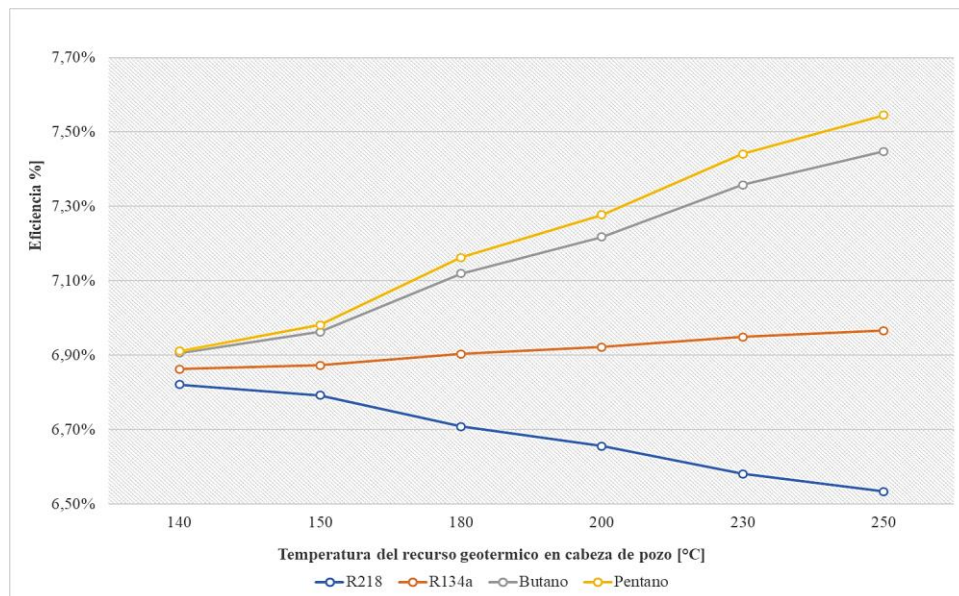


Figura 29. Variación de la eficiencia respecto a la temperatura del fluido geotérmico.

Otro comportamiento importante se evidencia en la figura 29, ya que, al aumentar la temperatura del fluido geotérmico, en esta no todos los fluidos presentan el mismo comportamiento, por ejemplo, el R218 tiene una caída de eficiencia más pronunciada en comparación con los demás esto por las limitantes críticas del fluido. Otro fluido que dista un poco su comportamiento de los demás es el R134a ya que en este el aumento en la eficiencia es muy bajo con respecto al butano y al pentano, y este último es quien presenta un comportamiento más favorable.

- ✓ Escenario 3: en este se planteó variar la temperatura del fluido geotérmico en un rango de 140 a 250 [°C] y al mismo tiempo variar la presión de alta del fluido de trabajo del

ciclo ORC para los fluidos que lo permitan siempre y cuando no se exceda el límite definido ($P_{resion\ de\ alta} \leq 90\% * P_{crit}$)

Tabla 18. Resultados escenario 3. Variación de la temperatura del fluido geotérmico y la presión de alta del fluido de trabajo ORC

Variables ORC Fluido	Temperatura fluido geotérmico [C]	Caudal Kalina [kg/s]	Caudal ORC [kg/s]	0,9*Pcrit Fluido ORC [bar]	Presión Fluido ORC [bar]	Potencia Neta [MWt]	Eficiencia %
R134a	140	102,03	13,04	36,53	36,53	16,52	6,86%
	150		25,92			16,69	6,87%
	180		63,84			17,20	6,90%
	200		88,70			17,53	6,92%
	230		125,64			18,03	6,95%
	250		150,14			18,35	6,97%
R218	140	102,03	31,15	23,79	23,79	16,42	6,82%
	150		61,93			16,49	6,79%
	180		152,56			16,71	6,71%
	200		211,98			16,86	6,66%
	230		300,26			17,07	6,58%
	250		358,81			17,21	6,53%
Butano	140	102,03	4,80	34,16	29,00	16,62	6,91%
	150		4,93		31,33	16,63	6,91%
	180		23,80		34,16	17,75	7,13%
	200		33,06		34,16	18,30	7,23%
	230		46,83		34,16	19,12	7,37%
	250		55,97		34,16	19,66	7,46%
Pentano	140	102,03	4,32	30,56	11,09	16,64	6,91%
	150		8,36		13,39	16,95	6,98%
	180		19,27		22,47	18,02	7,23%
	200		26,51		30,56	18,77	7,41%
	230		37,55		30,56	19,78	7,62%
	250		44,88		30,56	20,45	7,76%

De los datos mostrados en la tabla 17 se puede determinar que presenta el mismo comportamiento para la potencia térmica generada y para la eficiencia descrito en la figura 27 y la figura 29 respectivamente.

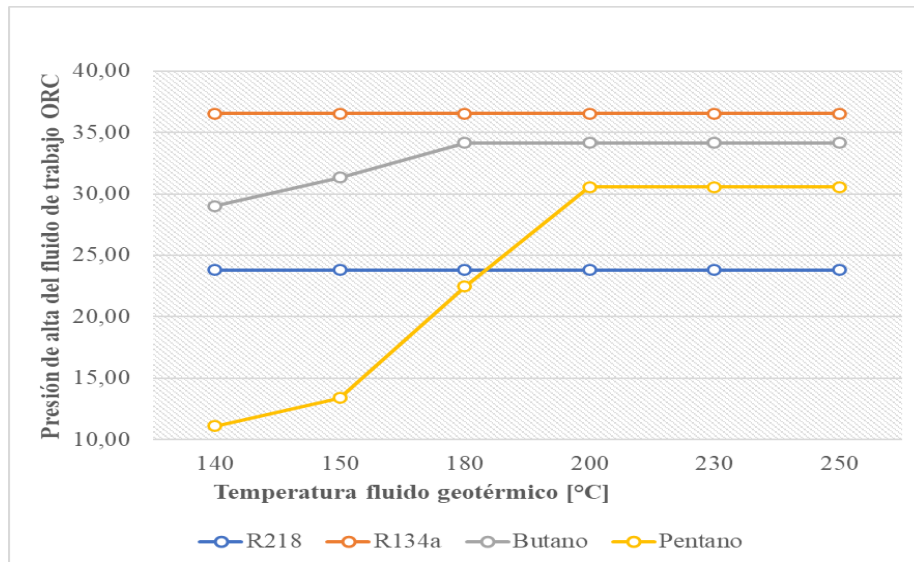


Figura 30. Relación del caudal del fluido de trabajo de ORC respecto a la temperatura del fluido geotérmico

En la figura 30, se observa como para el butano y el pentano al aumentar la temperatura del fluido geotérmico, la presión de alta puede aumentar hasta los valores límites, lo que se traduce en un aumento de la potencia generada y una disminución en el caudal en relación con el escenario 2 en el que dicha presión se mantiene constante. Cuando la presión llega al punto límite que se da a partir de 180 °C para Butano y 200 °C para Pentano, la diferencia entre los caudales del fluido ORC respecto al escenario anterior es más pequeña por la misma razón que se explica en la figura 9. Los escenarios de variación de temperatura solo se evaluaron para la configuración ORC-KALINA ya que la otra configuración está limitada por las condiciones de la mezcla que dependen en gran manera de las condiciones críticas del amoníaco lo que restringe a que este ciclo solo se trabaje en rangos de temperatura del fluido geotérmico de 122 a 150 [°C], con temperaturas mayores es preferible trabajar ciclos ORC. Ya que se puede inferir que este tendría

un comportamiento similar al del R218 en el escenario 2, es decir, un aumento relativamente pequeño de la potencia (comparado con los demás), pero un aumento muy grande en el caudal requerido de mezcla dado.

7.4 Resultados de Costos y análisis económico

Para evaluar la viabilidad del ciclo combinado se cuantificaron los costos más importantes con el fin de determinar el costo total de inversión, el costo nivelado de la energía y su costo unitario, ya que estas variables permiten definir la viabilidad y comparar el mercado de las energías renovables como de geotermia. El análisis se realizó a las dos configuraciones establecidas del ciclo combinado. Los resultados obtenidos para la configuración ORC-KALINA se presentan en la Tabla 19, donde se observa que los costos con los diferentes fluidos son similares, debido a que la diferencia de potencia generada entre los fluidos esta entre 190 a 440 kWe, y los costos son directamente proporcionales a la potencia generada.

Fluido ORC Costos	ORC - KALINA			
	R134a	R218	Butano	Pentano
Pozos por perforar [und]	\$ 7.652.807,26	\$ 7.210.849,33	\$ 7.959.286,28	\$ 7.923.283,45
Costo equipos [USD]	\$ 2.682.826,54	\$ 2.651.206,96	\$ 2.717.986,26	\$ 2.725.164,67
Costo Exploración [USD]	\$ 34.012.448,14	\$ 34.012.448,14	\$ 34.012.448,14	\$ 34.012.448,14
Costo Confirmación [USD]	\$ 10.491.205,62	\$ 10.491.237,86	\$ 10.491.270,09	\$ 10.491.302,33
Costos de desarrollo de la zona [USD]	\$ 54.839.287,57	\$ 54.365.742,29	\$ 55.180.990,77	\$ 55.152.198,59
Costo de operación y mantenimiento [USD]	\$ 4.519.840,13	\$ 4.486.691,96	\$ 4.543.759,35	\$ 4.541.743,90
Costo total de inversión [USD]	\$ 0,0705	\$ 0,0707	\$ 0,0700	\$ 0,0697
LCOE [USD/kWh]	\$ 3.458,40	\$ 3.469,43	\$ 3.434,94	\$ 3.424,10

Fluido ORC Costos		ORC - KALINA			
		R134a	R218	Butano	Pentano
Costo Unitario [USD/kW]		\$ 7.652.807,26	\$ 7.210.849,33	\$ 7.959.286,28	\$ 7.923.283,45

Tabla 19. Costos y análisis económico para configuración ORC-KALINA

En la tabla 20, Se muestran los resultados del análisis económico para la configuración KALINA-ORC. En este caso como las potencias generadas si difieren en gran medida así mismo el costo de inversión es notoriamente diferente para cada fluido.

Tabla 20. Costos y análisis económico para configuración KALINA-ORC

Fluido ORC Costos		KALINA -ORC			
		R134a	R218	Butano	Pentano
Pozos por perforar [und]		21	11	32	32
Costo equipos [USD]		\$ 11.556.653,27	\$ 11.056.897,44	\$ 10.046.934,94	\$ 8.906.036,80
Costo Exploración [USD]		\$ 3.206.453,84	\$ 1.420.995,82	\$ 4.746.339,48	\$ 4.981.040,46
Costo Confirmación [USD]		\$ 37.592.705,84	\$ 19.691.417,35	\$ 57.284.123,19	\$ 57.284.123,19
Costos de desarrollo de la zona [USD]		\$ 11.561.610,21	\$ 6.209.605,94	\$ 17.448.944,01	\$ 17.448.998,31
Costo de operación y mantenimiento [USD]		\$ 5.155.309,62	\$ 3.367.614,16	\$ 6.947.933,91	\$ 6.884.503,91
Costo total de inversión [USD]		\$ 63.917.423,15	\$ 38.378.916,54	\$ 89.526.341,61	\$ 88.620.198,75
LCOE [USD/kWh]		\$ 0,0680	\$ 0,0962	\$ 0,0631	\$ 0,0595
Costo Unitario [USD/kW]		\$ 3.372,65	\$ 4.569,58	\$ 3.191,31	\$ 3.010,16

En los resultados mostrados en la tabla 20, se observa que para esta configuración casi todos los precios de inversión son mucho mayores con respecto a la configuración anterior (ORC-KALINA) a excepto del R218, que presenta un costo

de inversión menor. Sin embargo, a pesar de que los costos de inversión son más altos, el costo nivelado de la energía es mucho menor por lo que esta configuración (KALINA-ORC) es considerada más viable que la otra, a excepción del fluido R218 que su costo nivelado de energía es muy por encima del valor de referencia (0,071 USD/kWh), lo que lo convierte en un fluido no viable para esta configuración. Finalmente, teniendo en cuenta el costo nivelado de la energía, se realizó iteraciones a la potencia generada con el fin de encontrar el caudal mínimo requerido para que la planta sea considerada viable. Para esto se estableció como límite máximo o punto objetivo en el costo nivelado de la energía que a la fecha para geotermia está en 0,071 USD/kWh, costos por encima de este referente son considerados no viables.

En la tabla 21. Se muestra el resultado de las iteraciones donde se puede observar que la configuración KALINA-ORC, es la trabajaría a caudales de fluido geotérmico un poco más bajos a excepción del R134a que como se vio antes no era considerada viable pues este requiere un caudal geotérmico mínimo de 198,56 kg/s para poder generar la suficiente potencia de manera que el costo nivelado consiga valor por debajo del referente y allí si sea considerado viable.

Tabla 21. Caudal mínimo requerido en la fuente geotérmica.

Objetivo		Referencias		Fluido geotérmico	
LCOE = 0,071 [USD/kWh]		Caudal Geo [kg/s]	Potencia generada [MWe]	Caudal mínimo requerido [kg/s]	Potencia generada [MWe]
Cfg	Fluido				
ORC - KALINA	R134a	100	15,86	99,22	18,10
	R218		15,67	99,62	16,68
	Butano		16,06	98,46	15,82
	Pentano		16,11	98,14	14,79
KALINA - ORC	R134a	100	18,95	95,53	15,73
	R218		8,40	198,56	15,61
	Butano		28,05	98,46	15,82
	Pentano		29,44	50,24	15,81

8. CONCLUSIONES

En este trabajo de investigación se presentó un análisis energético y económico de la propuesta de un ciclo combinado entre dos ciclos binarios ORC y Kalina para el aprovechamiento de calor de una fuente geotérmica ubicada en el complejo Tufiño, Chiles y Cerro Negro. Dentro del análisis se seleccionaron 4 fluidos de trabajo para el ORC y se estableció la concentración más adecuada de la mezcla para el ciclo Kalina. La simulación de la planta fue realizada en la herramienta Aspen Hysys y se plantearon dos escenarios en función de la configuración del ciclo, que mediante iteraciones permitió establecer las condiciones óptimas de funcionamiento y seleccionar la configuración que presentó mayor aprovechamiento del recurso geotérmico, esto evaluado en función de la potencia térmica generada y de la eficiencia del ciclo combinado.

Dada la configuración del ciclo kalina y analizando su comportamiento de manera independiente se estableció la concentración de amoníaco dentro de la mezcla (amoníaco – agua), donde se determina el 18,28 % en peso de amoníaco y el 81,72 % en peso de agua, con esta concentración se alcanza la máxima generación de potencia solo para el ciclo kalina. Tal concentración solo se cumple para las condiciones establecidas en este trabajo.

Para las dos configuraciones planteadas se encontró que el fluido de trabajo para el ciclo orc, que mejor rendimiento y generación de potencia presenta es el pentano en comparación con los otros 3 fluidos analizados, y aunque presenta un mayor costo de inversión su costo nivelado de energía es mucho menor lo que lo hace la alternativa más viable. El caso contrario se presentó con el R218 el cual tuvo eficiencias y generación de potencia más bajas respecto de las demás y aunque su costo de inversión es más bajo el costo nivelado de energía es mayor y para el caso de la configuración KALINA-ORC se considera no viable.

Respecto al análisis termodinámico, la configuración KALINA-ORC con pentano como fluido de trabajo presenta una eficiencia de 12,54% lo que lo posiciona casi

80% por encima de la eficiencia máxima alcanzada en la configuración ORC-KALINA, y con respecto de los demás fluidos un 5% por encima de la segunda eficiencia más alta alcanzada en la configuración KALINA-ORC. Al mismo tiempo con esta configuración y fluido se consigue la mayor potencia neta generada de 29,44 MW que a al igual que la eficiencia se encuentra un 83% por encima de la máxima potencia generada para la otra configuración y con respecto a los demás fluidos un 5% por encima. Además, su costo de energía nivelado es el más bajo de 0,059 USD/kWh lo que lo convierte como la mejor alternativa en comparación con los demás evaluados.

Mediante el análisis de sensibilidad se pudo determinar que, de las dos configuraciones analizadas, la ORC-KALINA funciona mejor para recursos geotérmicos con mayor temperatura ya que esta da la libertad al ciclo ORC como ciclo primario de absorber más calor de la fuente geotérmica. Por el contrario la configuración KALINA-ORC está limitada a temperaturas del fluido geotérmico más bajas esto debido a la restricción establecida por las condiciones críticas del amoniaco.

A pesar de que casi todas las alternativas presentadas se pueden considera viables económicamente, al analizar a detalle el comportamiento de cada ciclo dentro del ciclo combinado se puede concluir que dicha combinación en cualquiera de las dos configuraciones no es favorable desde el punto de vista termodinámico ya que el ciclo secundario se superpone sobre el ciclo primario, es decir que la generación de potencia del ciclo secundario representa más del 80% de la potencia generada en todo el ciclo combinado.

Por otro lado, partiendo del costo nivelado de energía de literatura se pudo establecer un caudal mínimo requerido de la fuente geotérmica para que la planta pueda ser consideraba económicamente viable. En el caso de la configuración Kalina-ORC, se encontró que el mínimo caudal requerido del fluido geotérmico es de 51 kg/s para el pentano y de 199 kg/s para el R218, es decir, que si el caudal

geotérmico encontrado en la etapa de perforación es menor la planta no sería considerada económicamente viable.

9. RECOMENDACIONES

En base al comportamiento presentado por el ciclo combinado donde el ciclo secundario se antepone sobre el ciclo primario, por lo cual se recomienda que para próximas investigaciones se evalúen los ciclos por separado.

A pesar de que el Software Aspen Hysys Plus es una herramienta bastante amplia, aún hay algunos fluidos que no están disponibles y que según nuestro método de selección podrían ser una buena opción de estudio se podría realizar su análisis en otros programas que los contengan o que permita asociarlos de otra base

Se recomienda analizar el comportamiento de fluidos con presión de saturación (después del condensador) por debajo de la presión atmosférica de sitio con el fin de evaluar la viabilidad de estos y presentar alternativas que eviten el ingreso de aire al sistema.

En este trabajo solo se evaluaron condiciones subcríticas, sin embargo, para trabajos de doctorado se podrían analizar condiciones supercríticas.

Para futuros trabajos sería interesante que se tengan en cuenta las pérdidas de presión y calor tanto en el trayecto de extracción del fluido geotérmico como en todo el ciclo.

10. REFERENCIAS

- [1] Instituto Geológico y Minero de España. (2020). Retrieved 13 April 2020, from <https://www.igme.es/Geotermia/La%20geotermia%20en%20el%20mundo.htm>
- [2] Galante Marcos, A. (2007). Análisis de la viabilidad técnica-económica de una planta geotérmica para la generación de electricidad en Latinoamérica (tesis de pregrado). Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- [3] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2014). Renewable Power Generation Costs in 2014. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Power_Costs/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report_chapter9.pdf?la=en&hash=B3C12952559FA868E5D48645B35E5DE78A2A185E
- [4] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). GLOBAL LANDSCAPE OF RENEWABLE ENERGY FINANCE 2020. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_CPI_Global_finance_2020.pdf
- [5]. Sr. Manlio F. Coviello. (2020). Estudio para la Evaluación del Entorno del Proyecto Geotérmico Binacional “Tufiño-Chiles-Cerro Negro”.
- [6] OLADE (2013). Geothermal energy in Andean countries. Dr. Eng. Gabriel Salazar Y. Director of Studies and Projects, Lima, Perú. Disponible en: <https://www.irena.org/newsroom/articles/2015/Sep/A-Look-at-IRENAs-Geothermal-Initiative-in-the-Andes>
- [7] Sr. Manlio F. Coviello. Estudio para la Evaluación del Entorno del Proyecto Geotérmico Binacional “Tufiño-Chiles-Cerro Negro”. 2000.
- [8] Hernández Carrillo, I. (2010). Ciclos binarios de alta temperatura para geotermia (Tesis de maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- [9] Lacourt Mora, O. (2010). Análisis de diversas alternativas de generación eléctrica con fuentes geotermiales en Chile (Tesis de pregrado). Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- [10] Ghasemi, H., Paci, M., Tizzanini, A., & Mitsos, A. (2014). Modeling and optimization of a binary geothermal power plant.
- [11] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). Geothermal energy. Disponible en: <https://www.irena.org/geothermal>
- [12] Ospina R. G, Valero A. C & Idágarra G. C. (2019). Geotermia en Colombia. Disponible en:

<https://www2.sgc.gov.co/Publicaciones/Cientificas/NoSeriadas/Documents/geotermia-en-colombia.pdf>

[13] Instituto geológico y minero de España. (s.f). La energía geotérmica. Disponible en:

<https://www.igme.es/Geotermia/Ficheros%20PDF/MasInfor/Folleto%20color.pdf>

[14] I. G. Gass, Peter J. Smith, R. C. L. Wilson. (1980). Introducción a las ciencias de la tierra

[15] Centro Mexicano de innovación de energía geotérmica (2021). CeMIEGeo. Disponible en: <http://www.cemiegeo.org/index.php/que-es-la-geotermia>

[16] Instituto para la diversificación y ahorro de la energía & Instituto geológico y minero de España. (2008). Manual de geotermia. Disponible en: https://dl.idae.es/Publicaciones/10952_Manual_Geotermia_A2008.pdf

[17] Sieron, K. (s.f). Libro Vulcanología. Disponible en: <https://www.uv.mx/apps/vulcanismo/#>

[18] SeismicKnowledge. (s.f). Cinturón de Fuego del Pacífico. Disponible en: <https://sites.ipleiria.pt/seismicknowledge/cinturon-de-fuego-del-pacifico/>

[19] Servicio Geológico de Estados Unidos. (s.f). How much of the Earth is volcanic? | U.S. Geological Survey. Disponible en: <https://www.usgs.gov/faqs/how-much-earth-volcanic>

[20] Rodrigo Ayala. (2021). ¿Qué es el Cinturón de Fuego del Pacífico y por qué es la zona sísmica por excelencia de la Tierra? Disponible en: <https://www.ngenespanol.com/el-mundo/cinturon-de-fuego-del-pacifico-que-es-y-por-que-genera-tantos-sismos/>

[21] Institut Cartogràfic i Geològic de Catalunya. (2021). ¿Qué es un yacimiento geotérmico? Tipos de yacimientos geotérmicos. Disponible en: <https://www.icgc.cat/es/Administracion-y-empresa/Servicios/Geotermia/Que-es-un-yacimiento-geotermico-Tipos-de-yacimientos-geotermicos>

[22] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). Geothermal energy. Disponible en: <https://www.irena.org/geothermal>

[23] Comisión Nacional de Investigación Científica y Tecnológica (2012). CEGA Y LOS USOS DIRECTOS DE LA GEOTERMIA. Disponible en: <https://www.conicyt.cl/blog/2012/10/22/cega-y-los-usos-directos-de-la-geotermia/>

- [24] U.S. Energy Information Administration (EIA). (2022). Use of geothermal energy – Disponible en: <https://www.eia.gov/energyexplained/geothermal/use-of-geothermal-energy.php>
- [25] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). Geothermal energy data. Disponible en: <https://www.irena.org/geothermal>
- [26] World Energy Trade. (2020). Perfilando los principales países productores de energía geotérmica del mundo. Disponible en: <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/agua-y-vapor/perfilando-los-principales-paises-productores-de-energia-geotermica-del-mundo>
- [27] Star Energy Geothermal Salak. (). Salak. Disponible en: <https://www.starenergygeothermal.co.id/salak/>
- [28] Piensa en Geotermia. (s.f). ASIA-GEOTHERMAL. Disponible en: <https://www.piensageotermia.com/asia-geothermal/>
- [29] NS Energy. (s.f). Ampliación Planta Geotérmica Efeler. Disponible en: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/efeler-geothermal-power-plant/>
- [30] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). COSTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN 2019. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Costs_2019_ES.PDF?la=en&hash=A74F5A6BA01D86C175702B4F27C7086AF5D23F99
- [31] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2014). Renewable Power Generation Costs in 2014-Chapter 9. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Power_Costs/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report_chapter9.pdf?la=en&hash=B3C12952559FA868E5D48645B35E5DE78A2A185E
- [32] La Asociación de Energías Renovables Colombia. [2021]. La República-Colombia tiene capacidad potencial de 1.170 MW de generación a través de geotermia. Disponible en: <https://ser-colombia.org/2021/noticias-del-sector/la-republica-colombia-tiene-capacidad-potencial-de-1-170-mw-de-generacion-a-traves-de-geotermia/>
- [32] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). Geothermal Power. Disponible en: <https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs/Geothermal-Power>
- [33] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2017). Geothermal power: Technology brief

[34] Paredes Z. Oscar. (2019). Geotermia en Colombia, Servicio geológico colombiano.

[35] Mejía et al. (2014) Geothermal development in Colombia.

[36] GRUPO DE INVESTIGACIÓN XUÉ, Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas. (2020). GEOTÉRMIA EN LA REGIÓN CENTRAL. Disponible en: <https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2020/04/GEOTERMIA-EN-LA-REGION-CENTRAL.pdf>

[37] Ministerio de Minas y Energía. (2021). Inicia el primer piloto para la generación de energía geotérmica en Casanare. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=24279957>

[38] Asociación Colombiana del petróleo y gas. (2022). Parex Resources desarrolla proyecto pionero en el país de coproducción de hidrocarburos y energía eléctrica a partir de la geotermia. Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/sala-de-prensa/noticias-positivas/1506-parex-resources-y-el-ministerio-de-minas-y-energia-inauguran-proyecto-pionero-en-el-pais-de-coproduccion-de-hidrocarburos-y-energia-electrica-a-partir-de-la-geotermia>

[39] Urrego A. (2021). Colombia tiene capacidad potencial de 1.170 MW de generación a través de geotermia. Disponible en: <https://www.larepublica.co/economia/colombia-tiene-potencial-de-1-170-mw-de-generacion-a-traves-de-recursos-geotermicos-3238058#:~:text=Colombia%20tiene%20capacidad%20potencial%20de%201.170%20MW%20de%20generaci%C3%B3n%20a%20trav%C3%A9s%20de%20geotermia,-lunes%2C%2027%20de>

[40] Lex Base Herramienta legal de consulta e investigación. (s.f). Ley 143 de 1994 – Colombia

[41] Departamento del derecho del medio ambiente. (2021). <https://medioambiente.uexternado.edu.co/ley-2099-de-2021-por-medio-de-la-cual-se-dictan-disposiciones-para-la-transicion-energetica-la-dinamizacion-del-mercado-energetico-la-reactivacion-econom/#:~:text=La%20presente%20Ley%202099%20de,energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20y%20gas%20combustible>.

[42]. Sr. Manlio F. Coviello. (2020). Estudio para la Evaluación del Entorno del Proyecto Geotérmico Binacional “Tufiño-Chiles-Cerro Negro”.

[43] García, Y.K., y Sánchez, J.J. (2019). Contribuciones geológicas al modelo conceptual geotérmico en la región de los volcanes Chiles - Cerro Negro (Colombia-Ecuador). Boletín de Geología, 41(1), 151-171. DOI: 10.18273/revbol.v41n1-2019008

- [44] Paolo Bona, Manlio F. Coviello, Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur. 2016.
- [45] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía – IDAE. (2011). Evaluación del potencial de energía geotérmica. Estudio técnico 2011-2020. Disponible en https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e9_geotermia_A_db72b0ac.pdf
- [46] Fernandez E. Diego. (2006). Estudio de ciclo electrógeno para unidad de geotermia tipo HRF. Escuela Superior de Ingenieros. Universidad de Sevilla.
- [47] Chamorro C. César. (2008). Energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos. Estado actual y perspectivas a nivel mundial. Universidad de Valladolid. Disponible en <http://www.revistadyna.com/Documentos/pdfs%5C200901feb%5C2222DYNAINDEX.pdf>
- [48] Llopis T. Guillermo & Rodrigo A. Vicente. (S.F.). Guía de la Energía Geotérmica. Dirección General de Industria, Energía y Minas. Madrid. Disponible en <https://www.fenercom.com/wp-content/uploads/2008/01/Guia-de-la-Energia-Geotermica-fenercom-2008.pdf>
- [49] Ghasemi, H., Paci, M., Tizzanini, A., & Mitsos, A. (2014). Modeling and optimization of a binary geothermal power plant.
- [50] Galante Marcos, A. (2007). Análisis de la viabilidad técnica-económica de una planta geotérmica para la generación de electricidad en Latinoamérica. Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- [51] Nihaj Uddin Shan. (2020). A Review of Kalina Cycle. International Journal of Smart Energy Technology and Environmental Engineering. Disponible en <http://globalpublisher.org/wp-content/uploads/2020/10/SETEE-711007-77-107.pdf>
- [52] Kopuničová Martina. (2009). FEASIBILITY STUDY OF BINARY GEOTHERMAL POWER PLANTS IN EASTERN SLOVAKIA. The School for Renewable Energy Science - RES.
- [53] Stobe Ingrid, Fritzer Thomas, Obts Karsten, Agemar Thorsten & Rüdiger Schulz. Energía Geotérmica Profund. (2017). Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada, Hannover, Alemania. Disponible en https://www.geotis.de/homepage/sitecontent/info/publication_data/public_relations/public_relations_data/LIAG_Energia_Geotermica_Profunda.pdf

- [54] Campos R, Carlos E. (2014). Análise Paramétrica das Opções Tecnológicas para a Geração de Eletricidade a Partir de Fontes Geotérmicas Melhoradas de Baixa Temperatura. Universidad Federal de Itajubá, Itajubá, Minas Gerais, Brasil.
- [55] Dirección General de Industria, Energía y Minas. (2014). Manual de Manipulación de Gases Refrigerantes. Madrid. Disponible en <https://www.sercobe.es/wp-content/uploads/2013/01/Manual-de-manipulacion-de-gases-refrigerantes-fenercom-2013.pdf>
- [56] Jiménez D. Leticia. (2013). Simulación y optimización de un ciclo rankine orgánico (orc) de pequeña potencia (10 kW).
- [57] Australian Government. Department of Agriculture, Water, and the Environment. (S.F.). Ozone depleting substances. Disponible en <https://www.awe.gov.au/environment/protection/ozone/ozone-science/ozone-depleting-substances>.
- [58] United States Environment Protection Agency – EPA. (S.F.). Understanding Global Warming Potentials. Disponible en <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>
- [59] Ministerio de ambiente. (2015). Manual de buenas prácticas en refrigeración. Disponible en <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2022/01/Manual-Buenas-Practicas-Refrigeracion-1.pdf>
- [60] Johnson et al (2010). Low-Temperature Geothermal Poer Generation
- [61] Geothermal Energy Association for the U.S. Department of Energy. (2005). Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development. Disponible en: <file:///C:/Users/anoth/Downloads/Factors%20affecting%20the%20cost%20of%20geothermal%20power%20development.pdf>
- [62] Zhen T, Yingying Y, Yuan Z, Bo G & Wenzhong G. (2020). Multi-Objective Thermo-Economic Optimization of a Combined Organic Rankine Cycle (ORC) System Based on Waste Heat of Dual Fuel Marine Engine and LNG Cold Energy Recovery.
- [63] Chemical Engineering. (2022). 2022 CEPCI updates: february (prelim.) and january (final). Disponible en <https://www.chemengonline.com/2022-cepci-updates-february-prelim-and-january-final-2/>
- [64] DIAN. (2022). Importaciones. Disponible en <https://www.dian.gov.co/aduanas/Paginas/Importacion.aspx>
- [65] The Bureau of Labor Statistics. (2022). CPI Inflation Calculator