



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN FASE I

**ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE RECEPTOR
CENTRAL CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO DE ENERGÍA EN EL SUR DE HONDURAS**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

INGENIERO EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

21641114 LUZ DE ANGEL MARTEL RIVERA

ASESOR: PHD. HÉCTOR FERNANDO VILLATORO

CAMPUS SAN PEDRO SULA;

OCTUBRE, 2020

Este trabajo está dedicado a mis padres, Wendy Rivera y Leonidas Martel, quienes me han
dado su amor puro y apoyo incondicional desde el primer día.

A mis abuelos, Clara Guzmán, José Ángel Rivera y Angela Mercedes Chavarría, por todas
las palabras de aliento, apoyo inmensurable durante toda mi vida y ser la motivación para
cumplir todas mis metas.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco...

A UNITEC, por darme la oportunidad de formarme académicamente con excelentes catedráticos y también de conocer a personas extraordinarias en mi vida que marcaron esta linda etapa universitaria.

A mi asesor, Ing. Héctor Villatoro, por su valiosa dirección y constante apoyo para realizar este trabajo. A mis catedráticos, Ing. Vielka Barahona, Ing. Franklin Reyes, Ing. Alicia Reyes, Ing. Claudia Paz e Ing. Jean Paul Hernández, quienes ayudaron a mi formación profesional y que a lo largo de mi carrera universitaria aportaron los conocimientos necesarios para realizar este proyecto.

A mis amigos y personas especiales, Gustavo Barahona, Cristian Zúniga, Najwa Larach, Milena Fuentes, Kenneth Stwolinsky y Héctor Andino, por brindarme su ayuda en la realización de este proyecto y animarme a seguir adelante.

A todos ustedes mi más sincero agradecimiento.

RESUMEN

Por muchos años la energía solar térmica ha estado relegada a segundo plano por la energía solar fotovoltaica en términos de generación de electricidad. A finales de la década de los 80 surgió una alternativa a las plantas solares fotovoltaicas, la tecnología de energía solar por concentración (CSP por sus siglas en inglés). Este tipo de tecnología presenta una opción comercial de plantas solares conectadas a la red para el mercado de servicios públicos debido a sus altos rendimientos y eficiencia en la conversión de energía, así como su generación limpia de energía eléctrica sin emisiones de gases de efecto invernadero. Países de Europa y África han implementado este tipo de tecnología. Actualmente en Honduras el aprovechamiento de la energía solar térmica se reduce a procesos de calefacción y sanitización de productos en el sector industrial, desaprovechando el gran potencial solar térmico del país. Este documento se centra en la evaluación de una central CSP de receptor central con almacenamiento térmico de 10 horas en la zona sur de Honduras, analizando los departamentos de Valle y Choluteca. La metodología empleada para esta investigación es de enfoque cuantitativo basándose en recopilar datos meteorológicos del recurso solar en la zona y costos asociados a la central, esto para probar una hipótesis. Esta evaluación se realizó desde un punto de vista técnico, económico y ambiental. La investigación logró determinar valores de costo nivelado de electricidad (LCOE), valor actual neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y periodo de recuperación del proyecto para los distintos escenarios presentados en los dos departamentos analizados. Unificando todos los resultados, se encontró que departamento de Valle presenta LCOE más bajo en comparación al departamento de Choluteca. Así mismo, los valores de VAN, TIR y periodo de recuperación determinan que el proyecto sale más rentable en el departamento de Valle.

Palabras clave: *Energía Termosolar, CSP, Almacenamiento térmico de energía, receptor central.*

ABSTRACT

For many years, solar thermal energy has been relegated to second place to photovoltaic solar energy in terms of electricity generation. At the end of the 1980s, an alternative to solar photovoltaic plants emerged: Concentrated Solar Power (CSP) technology. This type of technology presents a commercial option for grid-connected solar plants for the utility market due to its high performance and efficiency in energy conversion, as well as its clean generation of electricity without greenhouse gas emissions. Countries in Europe and Africa have implemented this type of technology. Currently, in Honduras the use of solar thermal energy is reduced to heating processes and product sanitation in the industrial sector, wasting the country's great solar thermal potential. This document focuses on the evaluation of a central receiver CSP plant with 10 hours thermal storage in the southern area of Honduras, analyzing the departments of Valle and Choluteca. The methodology used for this research is a quantitative approach based on collecting meteorological data of the solar resource in the area and costs associated with the plant to test a hypothesis. This evaluation was carried out from a technical, economic and environmental point of view. The research managed to determine values of Levelized Cost of Electricity (LCOE), Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and project recovery period for the different scenarios presented in the two departments analyzed. Putting all the results together, it was found that the department of Valle has the lowest LCOE compared to the department of Choluteca. Likewise, the values of NPV, IRR and recovery period determine that the project is more profitable in the department of Valle.

Key words: *thermosolar energy, CSP Plant, thermal energy storage, Central Receiver.*

Índice de Contenido

| | |
|---|----------|
| I. Introducción..... | 1 |
| II. Planteamiento del Problema | 4 |
| 2.1 Precedentes del Problema..... | 4 |
| 2.2 Definición del Problema..... | 5 |
| 2.3 Justificación..... | 5 |
| 2.4 Preguntas de Investigación..... | 7 |
| 2.5 Objetivos..... | 7 |
| 2.5.1 Objetivo General..... | 7 |
| 2.5.2 Objetivos Específicos | 7 |
| III. Marco Teórico..... | 8 |
| 3.1 Análisis de la Situación Actual..... | 8 |
| 3.1.1 Macroentorno..... | 8 |
| 3.1.2 Microentorno..... | 11 |
| 3.2 Teorías del Sustento | 13 |
| 3.2.1 El Sol | 13 |
| 3.2.2 Radiación solar..... | 13 |
| 3.2.3 Constante solar | 14 |
| 3.2.4 Irradiancia Solar | 14 |
| 3.2.5 Irradiación Solar..... | 15 |
| 3.2.6 Radiación electromagnética..... | 16 |
| 3.2.7 Espectro Electromagnético | 16 |
| 3.2.8 Equinoccio y solsticio..... | 17 |
| 3.2.9 Energía Termosolar..... | 18 |
| 3.2.10 Clasificación de la energía Termosolar | 18 |
| 3.2.11 Energía termosolar de concentración | 19 |

| | |
|--|-----------|
| 3.2.12 Tecnologías de CSP..... | 20 |
| 3.2.13 Componentes de una Central de Receptor central..... | 25 |
| 3.2.14 Fluido de Trabajo..... | 31 |
| 3.2.15 Almacenamiento de energía térmica (Tes)..... | 34 |
| 3.2.16 Bloque de Potencia..... | 35 |
| 3.3 Conceptualización de Variables de Investigación..... | 37 |
| 3.3.2 Variable dependiente..... | 37 |
| 3.3.3 Variables Independientes..... | 38 |
| IV. Metodología..... | 40 |
| 4.1 Enfoque..... | 40 |
| 4.2 Variables de Investigación..... | 41 |
| 4.2.1 Variable Dependiente..... | 41 |
| 4.2.2 Variables Independientes..... | 41 |
| 4.3 Hipótesis..... | 42 |
| 4.4. Técnicas e Instrumentos Aplicados..... | 43 |
| 4.4.1 Técnicas..... | 43 |
| 4.4.2 Instrumentos..... | 43 |
| 4.5 Población y Muestra..... | 44 |
| 4.6 Metodología de Estudio..... | 45 |
| 4.6.1 Especificaciones técnicas..... | 45 |
| 4.6.2 Búsqueda de Información..... | 52 |
| 4.6.3 Determinación de Variables de Investigación..... | 52 |
| 4.6.4 Datos meteorológicos y simulaciones en SAM..... | 52 |
| 4.6.5 Análisis Tecno-económico..... | 52 |
| 4.6.6 Análisis ambiental..... | 54 |
| 4.7 Cronograma de Actividades..... | 55 |

| | |
|---|-----------|
| V. Resultados y Análisis..... | 56 |
| 5.1 Generación de Energía..... | 56 |
| 5.2 Costos de inversión inicial, Operación y mantenimiento..... | 62 |
| 5.3 Costo de Terreno y Cobertura del Suelo..... | 64 |
| 5.4 Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE) | 65 |
| 5.4.1 LCOE Sin Financiamiento y sin considerar el Valor del terreno | 67 |
| 5.4.2 LCOE Sin Financiamiento y considerando el Valor del terreno..... | 69 |
| 5.4.3 LCOE con Financiamiento y sin considerar el Valor del terreno | 71 |
| 5.4.4 LCOE con Financiamiento y considerando el valor del terreno | 73 |
| 5.5 Análisis Ambiental | 75 |
| 5.6 Limitaciones..... | 75 |
| VI. Conclusiones..... | 76 |
| VII. Recomendaciones | 78 |
| VIII. Aplicabilidad/Implementación | 79 |
| IX. Evolución De Trabajo Actual / Trabajo Futuro | 80 |
| Bibliografía | 81 |
| Anexos... .. | 86 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

| | |
|---|----|
| Ilustración 1. Irradiación directa normal en Honduras..... | 6 |
| Ilustración 2. Evolución de la Potencia Instalada Termosolar a nivel mundial | 8 |
| Ilustración 3. Ubicación de proyectos Termosolares CSP en España | 9 |
| Ilustración 4. Proyecto Termosolar Cerro Dominador | 12 |
| Ilustración 5. Comportamiento de la radiación solar en la Tierra..... | 14 |
| Ilustración 6. Irradiación directa normal en el mundo..... | 15 |
| Ilustración 7. Espectro Electromagnético de la Radiación Solar..... | 17 |
| Ilustración 8. Muestra Grafica de los Equinoccios y Solsticios..... | 18 |
| Ilustración 9. Diferencia entre energía termosolar pasiva y activa..... | 19 |
| Ilustración 10. Componentes de una central CSP..... | 20 |
| Ilustración 11. Tecnologías CSP | 20 |
| Ilustración 12. Cilindro Parabólico Solar de un eje..... | 23 |
| Ilustración 13. Funcionamiento de un reflector Fresnel lineal | 23 |
| Ilustración 14. Disco Parabólico..... | 24 |
| Ilustración 15. Planta de Receptor Central | 25 |
| Ilustración 16. Componentes de un heliostato..... | 26 |
| Ilustración 17. Despliegue típico de un campo de heliostatos..... | 27 |
| Ilustración 18. Geometría de los receptores centrales..... | 29 |
| Ilustración 19. Bloque de Potencia de una Central CSP | 36 |
| Ilustración 20. Afectación de las variables independientes sobre la variable dependiente | 37 |
| Ilustración 21. Esquema metodológico de la Investigación | 40 |
| Ilustración 22. Dimensiones de las variables independientes..... | 42 |
| Ilustración 23. Muestra de la Investigación (departamentos de Valle y Choluteca)..... | 44 |
| Ilustración 24. Metodología de investigación | 54 |
| Ilustración 25. Diagrama de funcionamiento del Sistema de Torre Central..... | 56 |
| Ilustración 26. Geometría del campo de heliostatos de Valle y Choluteca..... | 58 |
| Ilustración 27. Generación de energía eléctrica del proyecto en Valle durante su vida útil..... | 60 |

| | |
|---|----|
| Ilustración 28. Generación de energía eléctrica del proyecto en Choluteca durante su vida útil . 62 | |
| Ilustración 29. Comparación de Costo específico de capital en los departamentos de Valle y Choluteca | 63 |
| Ilustración 30. Costo de la Manzana de terreno en los Departamentos de Valle y Choluteca | 64 |
| Ilustración 31. LCOE ponderado global..... | 65 |
| Ilustración 32. LCOE sin financiamiento y sin considerar el valor del terreno | 67 |
| Ilustración 33. Flujo de efectivo sin financiamiento y sin considerar el valor del terreno en el departamento de Valle | 68 |
| Ilustración 34. Flujo de efectivo sin financiamiento y sin considerar el valor del terreno en el departamento de Choluteca..... | 68 |
| Ilustración 35. LCOE sin financiamiento y considerando el valor del terreno..... | 69 |
| Ilustración 36. Flujo de efectivo sin financiamiento considerando el valor del terreno en el departamento de Valle | 70 |
| Ilustración 37. Flujo de efectivo sin financiamiento considerando el valor del terreno en el departamento de Choluteca..... | 70 |
| Ilustración 38. LCOE con financiamiento y sin considerar el valor del terreno | 71 |
| Ilustración 39. Flujo de efectivo con financiamiento y sin considerar el valor del terreno en el departamento de Valle | 72 |
| Ilustración 40. Flujo de efectivo con financiamiento y sin considerar el valor del terreno en el departamento de Choluteca..... | 72 |
| Ilustración 41. LCOE con financiamiento y considerando el valor del terreno..... | 73 |
| Ilustración 42. Flujo de efectivo con financiamiento considerando el valor del terreno en el departamento de Choluteca..... | 74 |
| Ilustración 43. Flujo de efectivo con financiamiento y considerando el valor del terreno en el departamento de Choluteca..... | 74 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Proyectos CSP en Sudáfrica..... | 10 |
| Tabla 2. Desglose de centrales SEGS en Estados Unidos..... | 11 |
| Tabla 3. Comparación entre Tecnologías CSP..... | 22 |
| Tabla 4. Comparación de fluidos de trabajo..... | 33 |
| Tabla 5. Condiciones de operación de los heliostatos | 45 |
| Tabla 6. Restricciones y opciones de optimización del campo de heliostatos | 46 |
| Tabla 7. Diseño y operación del receptor | 47 |
| Tabla 8. Propiedades de la sal 60% NaNO ₃ 40%KNO ₃ | 47 |
| Tabla 9. Características del sistema de tubería..... | 48 |
| Tabla 10. Perdidas de carga en la de tubería | 48 |
| Tabla 11. Parámetros de diseño para bloque de potencia | 49 |
| Tabla 12. Parámetros del ciclo Rankine | 50 |
| Tabla 13. Características del almacenamiento térmico | 51 |
| Tabla 14. Costos de una planta CSP..... | 53 |
| Tabla 15. Cronograma de Actividades | 55 |
| Tabla 16. Propiedades de los Heliostatos..... | 57 |
| Tabla 17. Dimensiones de torre, receptor central y campo de heliostatos | 57 |
| Tabla 18. Energía eléctrica generada por la central CSP en el departamento de Valle..... | 59 |
| Tabla 19. Energía eléctrica generada por la central CSP en el departamento de Choluteca..... | 61 |
| Tabla 20. Parámetros de entrada | 66 |
| Tabla 21. Parámetros de salida económicos sin financiamiento y sin considerar el Valor del Terreno | 67 |
| Tabla 22. Parámetros de salida económicos sin financiamiento considerando el Valor del Terreno ... | 69 |
| Tabla 23. Parámetros de salida económicos con financiamiento y sin considerar el Valor del Terreno | 71 |
| Tabla 24. Parámetros de salida económicos con financiamiento y considerando el Valor del Terreno | 73 |

ÍNDICE DE ECUACIONES

| | |
|---|----|
| Ecuación 1. Coeficiente de concentración..... | 21 |
| Ecuación 2. Múltiplo solar..... | 21 |
| Ecuación 3. Área del heliostato..... | 26 |
| Ecuación 4. Error total de imagen reflejada..... | 27 |
| Ecuación 5. Costo del receptor central..... | 28 |
| Ecuación 6. Costo de torre central..... | 30 |
| Ecuación 7. Flujo máximo de operación..... | 31 |
| Ecuación 8. Largo del sistema de tuberías..... | 32 |
| Ecuación 9. Pérdida de carga total..... | 32 |
| Ecuación 10. Capacidad térmica del almacenamiento de energía..... | 34 |
| Ecuación 11-Cálculo simple del costo nivelado de la electricidad..... | 37 |
| Ecuación 12. Inversión Inicial Total..... | 38 |

ÍNDICE DE ANEXOS

| | |
|---|-----|
| Anexo 1. Centrales Termosolares en España | 86 |
| Anexo 2. Flujo de efectivo del proyecto sin considerar el valor del terreno en Valle | 91 |
| Anexo 3. Flujo de efectivo del proyecto considerando el valor del terreno en Valle | 94 |
| Anexo 4. Flujo de efectivo del proyecto sin considerar el valor del terreno en Choluteca..... | 97 |
| Anexo 5. Flujo de efectivo del proyecto considerando el valor del terreno en Choluteca..... | 100 |

LISTA DE SIGLAS

| | |
|------|---|
| CSP | <i>Concentrated Solar Power</i> (Energía solar por concentración) |
| LCOE | <i>Levelized Cost Of Electricity</i> (Costo nivelado de electricidad) |
| TES | <i>Thermal Energy Storage</i> (Almacenamiento térmico de energía) |
| TIR | <i>Tasa Interna de Retorno</i> |
| VAN | <i>Valor Actual Neto</i> |
| ROI | <i>Return of Investment</i> (Retorno de la inversión) |

I. INTRODUCCIÓN

La creciente demanda energética mundial y los deseos de descarbonizar la producción de energía eléctrica debido a la enorme dependencia que presentan los países a los combustibles fósiles representan una problemática actual. Esto ha encaminado a la sociedad a la búsqueda de un desarrollo sostenible sustentado en el uso de energías limpias y renovables. Según el Global Status Report (REN21, 2020) la matriz eléctrica mundial cuenta con 27.3% de participación por parte de las energías renovable. En comparación con países en desarrollo que cuentan con muchos recursos naturales, esta participación aumenta. En Honduras la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica en el 2018 llegó a un 67% según el balance General Energético del respectivo año. (Secretaria de Estado en el Despacho de Energía, 2018)

Al pasar de los años, las tecnologías de conversión renovables convencionales, como las solar o eólica, se han vuelto más eficientes. Asimismo, han hecho aparición nuevas tecnologías en desarrollo que prometen aminorar las fluctuaciones y limitantes que presentan las tecnologías convencionales al depender en su totalidad del recurso energético. Entre esas tecnologías se encuentra la energía solar por concentración.

La Energía Solar por Concentración (CSP por sus siglas en inglés, Concentrating Solar Power) consiste en la captación de la Irradiación solar directa normal y concentrar calor solar de la misma en un punto por medio de distintas tecnologías de reflexión. El calor producido es transferido a un fluido de trabajo que está encargado de calentar agua y así generar vapor para impulsar una turbina de vapor. Este tipo de fluidos de trabajo pueden utilizarse junto con sistemas de almacenamiento de energía en tanques a grandes temperaturas y así permitir que las plantas funcionen constantemente, ya que parte del calor es almacenado. Esto permite seguir la producción de vapor y suministrar energía en ausencia de irradiación solar sumándole más horas de disponibilidad a la central y una generación de energía estable independientemente de las fluctuaciones causadas por el recurso energético primario.

Varios artículos y estudios evalúan la factibilidad y el estado actual de este tipo de tecnología alrededor del mundo. Muñoz et al. (2012) evaluaron el megaproyecto DESERTEC, una propuesta alemana para asegurar los recursos energéticos a las principales zonas del medio oriente de Europa y norte de África (MENA). Romero, Buck y Pacheco (2002) presentaron un análisis de la situación de la tecnología evaluando proyectos como Solar Tres y PS10, así como plantas híbridas SOLGAS, SOLGATE y CONSOLAR. Ahmed et al. (2018) analizaron la rentabilidad de una central CSP usando cilindros parabólicos y receptor central en Tanzania utilizando System Advisor Model. Xiaoru et al. (2019) realizaron un análisis de LCOE de una central CSP de Receptor Central con diferentes tipos de sales fundidas en China. Musi et al. (2017) hicieron un análisis tecno económico basado en el LCOE de las centrales solares por concentración analizando las 74 centrales CSP a nivel mundial.

Al igual que los artículos previamente mencionados esta investigación se centra en un estudio tecno económico de la implementación de una central de energía por concentración solar, específicamente en una torre con receptor central con una potencia instalada de 50 MW y almacenamiento térmico de 10 horas, con la novedad de ser el primer proyecto CSP en Centroamérica y el segundo en América latina, después del Proyecto Cerro Dominador en el desierto de Atacama, Chile. Debido al emplazamiento del país en cuanto a radiación solar se refiere, se analiza la zona sur de Honduras considerando los departamentos de Valle y Choluteca por ser los que presentan más irradiación directa normal. Se hará una comparación entre los valores de LCOE, VAN, TIR y periodo de recuperación presentados en ambos departamentos.

Por medio de esta investigación se busca incentivar a la implementación de este tipo de centrales termosolares en el país como una alternativa para una generación renovable estable sin fluctuaciones debido al recurso energético primario como lo es el caso de la energía solar o eólica. De esta manera se podrá diversificar la matriz energética del país con nuevas tecnologías renovables y dejando a un lado la dependencia de combustibles fósiles y centrales termoeléctricas cuando se busque una potencia firme.

El trabajo consta de nueve secciones incluyendo la introducción. En la sección dos, Planteamiento del problema, se define y se explica el problema, además de los objetivos y

preguntas de investigación. La sección tres, El Marco Teórico, muestra toda la recopilación de información y sustento teórico para la investigación. En la sección cuatro, La Metodología, se muestra el enfoque adoptado en la investigación, variables de investigación, técnicas e instrumentos aplicados. La sección cinco, Resultados y Análisis, se presentan todos los resultados obtenidos siguiendo la metodología descrita en la sección cuatro. En la sección seis, Conclusiones, se presentan las afirmaciones que contestan las preguntas de investigación. Estas conclusiones van de la mano con los objetivos. En la sección siete, Recomendaciones, se presentan sugerencias en base a las conclusiones. La sección ocho, Aplicabilidad/ Implementación, se determina la aplicabilidad de este tipo de central en el país. Por último, se encuentra la sección nueve, Evolución de trabajo actual/ trabajo futuro, aquí se presentan una serie de estudios alternativos que van de la mano con esta investigación.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La energía termosolar se conoce generalmente como método de calefacción en zonas residenciales y comerciales. Esta es una de las tecnologías de conversión de energía más novedosas y rentables de las pertenecientes a la energía de sol, pero su aprovechamiento en Honduras se ve muy limitado debido a la preferencia de energía fotovoltaica. Según SOPELIA (2017), Honduras es uno de los 148 países en el ámbito mundial con mejor potencial para la generación de energía solar. No obstante, la energía solar térmica en Honduras apenas comienza a hacer su aparición después de décadas de estancamiento y en la actualidad su participación no es relevante en la matriz energética nacional.

2.1 PRECEDENTES DEL PROBLEMA

Las centrales termosolares para generación de electricidad a gran escala surgieron en la década de los 80, cuando fueron inauguradas con carácter experimental una serie de plantas de esta tecnología en España, Italia, Japón, Israel, Francia, Rusia y EE. UU. En el 2010, se estimaban 18 centrales de energía solar por concentración construidas desde 1980. De estas 18 centrales, 16.6% se encontraban en operación, 16.6% eran centros de ensayo y 66.7% ya se encontraban inoperativas (Abánades, Bernardos, López, González, & Muñoz, 2010) .

En 2016 se registraba una capacidad instalada de centrales CSP de 4.8 GW a nivel mundial. (REN21, 2020) Según CSP Today Global Tracker (2016) "Un total de 13 plantas termosolares se encontraban en construcción en todo el mundo, con una potencia agregada de 1,301 MW, repartida entre 7 países: Chile, Kuwait, Marruecos, China, Sudáfrica, Israel y Arabia Saudí." A excepción de dos proyectos, todos incorporan tecnología de almacenamiento energético.

En el año 2017 entraron en operación comercial el mayor número de plantas, con un total de ocho proyectos con fecha prevista para antes de que finalice en dicho año, que sumaban una potencia de 831 MW. El resto de los proyectos entraron en funcionamiento a partir del segundo semestre de 2018 y hasta el segundo semestre de 2019. En la actualidad se cuenta con una

capacidad instalada a nivel mundial de 6.2 GW, un incremento del 11% de la potencia instalada en el año 2018 que fue de 5.6 GW (REN21, 2020).

2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El problema radica en que actualmente en el país no se aprovecha al máximo el potencial termosolar debido a que no hay suficientes estudios basados en esta rama de la energía solar. Al no ser una tecnología de conversión madura en Latinoamérica, como la es la energía solar fotovoltaica, su aprovechamiento se ve estancado en el uso residencial e industrial para calefacción o calentamiento de agua para procesos de sanitización.

Debido a esto, la finalidad de la investigación es proveer un estudio que se aproveche como herramienta para determinar la viabilidad de la implementación de una central Termosolar de receptor Central con almacenamiento de energía en el país y de esta manera impulsar el uso de esta tecnología enfocada en la generación de energía eléctrica.

2.3 JUSTIFICACIÓN

Esta investigación se desarrolla en la zona sur del país, la cual es considerada como la región con mayor irradiancia en Honduras. La zona sur del país recibe una irradiación directa normal promedio diaria de 6.0 kWh/m² equivalente a 2,191 kWh/m² al año según SOLARGIS (2020). El 92% de las centrales de generación solar fotovoltaica se distribuyen entre los departamentos de Valle y Choluteca debido al comportamiento solar y eólico de la región. (Reyes, Ferrufino, & Alvarez, 2019)

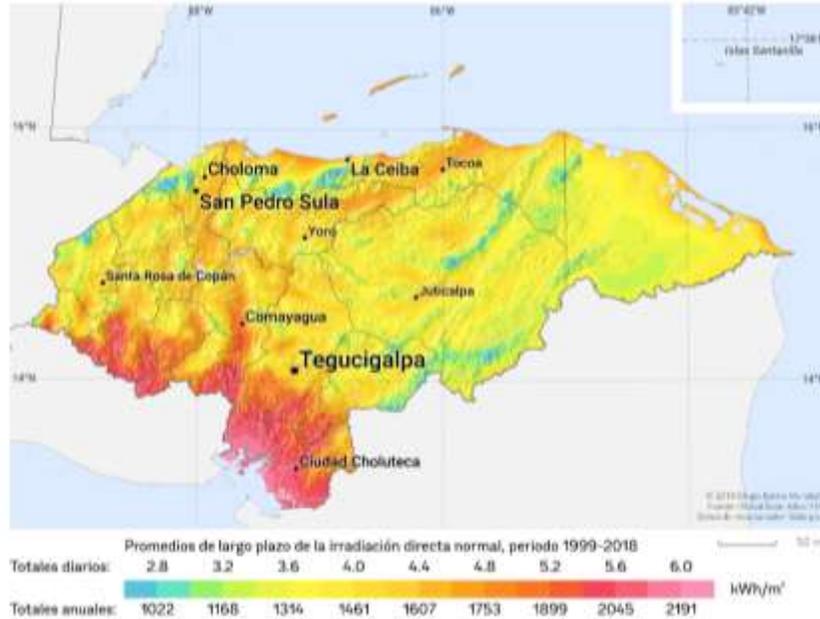


Ilustración 1. Irradiación directa normal en Honduras

Fuente: (SOLARGIS, 2020)

El uso de las energías renovables convencionales ha estancado la aceptación e implementación de nuevas tecnologías en países subdesarrollados. Estas tecnologías ya maduras en otros países presentan procesos más eficientes y con LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) bajos en comparación a las tecnologías de conversión convencionales como lo son la energía solar fotovoltaica y energía eólica que han logrado disminuir sus LCOE a 0.03 \$/kWh (REN21, 2020).

La motivación de esta investigación es abrir una puerta para la entrada de nuevas tecnologías al país y de esta manera lograr procesos de conversión más eficientes y así diversificar la matriz energética nacional, adoptando tecnologías innovadoras con resultados óptimos. Este estudio servirá como base para investigaciones futuras en otras regiones de Honduras y Centroamérica, así como herramienta para la toma de decisiones sobre implementar este tipo de centrales termosolares en el país.

2.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿Cuál es la mejor localidad dentro del sur de Honduras para implementar una Central Termosolar de Receptor Central?
2. ¿Cuánta energía eléctrica se generará con la Central Termosolar con almacenamiento térmico de energía?
3. ¿Cuál será la inversión inicial del Proyecto?
4. ¿Cuánto será el costo de Operación y mantenimiento de la Central?
5. ¿Cuál es el valor de LCOE para el proyecto Termosolar de Receptor Central con almacenamiento térmico de energía?
6. ¿Cuál será la Tasa Interna de Retorno y el Valor Actual Neto del Proyecto?
7. ¿Qué impacto ambiental tendrá la implementación de una de estas centrales?

2.5 OBJETIVOS

2.5.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar de manera técnica y económica la implementación de una central Termosolar de Receptor Central con almacenamiento Térmico de Energía para la generación de electricidad en la Zona Sur de Honduras para determinar su viabilidad a partir del LCOE.

2.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Elegir la ubicación idónea para el proyecto (entre Choluteca y Valle) tomando en cuenta comportamiento del recurso solar y eólico y el costo del terreno.
2. Determinar la energía eléctrica generada por la Central Termosolar de Receptor Central con almacenamiento térmico de energía de 50MW de mediante el software System Advisor Model.
3. Establecer costos de inversión inicial, Operación y mantenimiento para la central durante su periodo de vida útil.
4. Realizar un análisis financiero del proyecto para determinar el VAN, TIR y LCOE del mismo.
5. Realizar un análisis ambiental del Proyecto.

III. MARCO TEÓRICO

En esta sección se realiza una recopilación y análisis de la información recolectada con base a estudios realizados en otros países para determinar la situación actual de esta tecnología alrededor del mundo. Además, se presenta el sustento teórico y conceptualización de las variables de investigación que tendrán participación en la investigación.

3.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

3.1.1 MACROENTORNO

La capacidad instalada global de CSP creció 11% en 2019 a 6.2 GW, con 600 MW de capacidad nueva a nivel mundial. Estos valores están debajo de los 700MW instalados en 2018 y muy por debajo del aumento anual promedio de 24% que han tenido estas tecnologías en los últimos 10 años. No obstante, la tecnología CSP comenzó a extenderse a nuevos mercados y en 2019 más de 1.1 GW adicionales estaban en construcción. Cinco países pusieron en funcionamiento nuevas plantas de CSP durante el 2019. Israel lideró el mercado en nuevas incorporaciones, seguido de China, Sudáfrica, Kuwait y Francia. De estos países Israel, Kuwait y Francia implementaron por primera vez este tipo de centrales Termosolares. Por cuarto año consecutivo, la nueva capacidad instalada fue por países diferentes a España y Estados Unidos (REN21, 2020).



Ilustración 2. Evolución de la Potencia Instalada Termosolar a nivel mundial

Fuente: (Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar, 2018)

A) España

Por muchos años España junto con Estados Unidos fue considerado como máximo exponente de la tecnología CSP. Desde la década de 1980 se han construido un total de 50 centrales CSP. En 2013, se instalaron 2.2 GW de CSP en España. Al mismo tiempo, se instalaron 2.9 GW de CSP a nivel mundial. En 2014, el 76% de las centrales CSP del mundo se encontraban en España (Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energetica en Chile, 2014).

Según Protermosolar (2011) "Con la publicación del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), se abren nuevas perspectivas en la instalación de nuevas centrales para cumplir con los 5GW que se esperan para 2030, todas ellas incluirán almacenamiento y serán capaces de dar estabilidad y firmeza al sistema eléctrico español."

En el Anexo 1 se presenta una tabla comparativa con el desglose de las centrales termosolares CSP en España con información general de ubicación del proyecto, año de entrada en operación, tecnología CSP, etc.



Ilustración 3. Ubicación de proyectos Termosolares CSP en España

Fuente: (Protermosolar, 2011)

B) Sudáfrica

Sudáfrica ha tomado la batuta de las nuevas centrales instaladas a nivel mundial tras el paro que hubo en España y Estados Unidos y actualmente cuenta con 700 MW en operación. Las actividades de promoción de la tecnología en Sudáfrica siguen activas, ya que están intentando diversificar la matriz energética dependiente de los combustibles fósiles. Actualmente se está desarrollando una planta de 100MW cuya puesta en operación se prevé para 2022 (Torresol Energy, 2017).

La tabla 1 presenta un desglose de proyectos CSP en Sudáfrica, detallando las características importantes de cada una de las ocho centrales que posee el país.

Tabla 1. Proyectos CSP en Sudáfrica

| Nombre del Proyecto | Tecnología | Potencia instalada (MW) | Pueblo Cercano | Estado |
|----------------------------|-------------------|--------------------------------|-----------------------|-----------------|
| Bokpoort CSP | CCP | 50 | Groblershoop | En Operación |
| Eskom CSP | Torre Central | 100 | Upington | En Construcción |
| Ilanga CSP 1 | CCP | 100 | Kimberley | En Construcción |
| Kathu Solar Park | CCP | 100 | Kuruman | En Operación |
| Kaxu solar 1 | CCP | 100 | Pofadder | En Operación |
| Khi solar 1 | Torre Central | 50 | Upington | En Operación |
| Redstone CSP | Torre Central | 100 | Postmasburg | Planificación |
| Xina CSP | CCP | 100 | Pofadder | En Operación |
| Total | 8 | 700 | | |

Fuente: (Energize, 2018)

3.1.2 MICROENTORNO

A) Estados Unidos de América

Junto con España, Estados Unidos fue uno de los países pioneros en la implementación de la tecnología CSP en la década de 1980. Estados Unidos actualmente cuenta con 16 centrales termosolares de concentración solar en operación, sumando 1,694 MW de potencia instalada, combinando tecnología cilindro parabólica y de receptor central. Las conocidas centrales SEGS llevan operando desde los años 80. Pero actualmente la tecnología CSP ha sufrido una caída en el mercado estadounidense debido a los altos costos y el mercado competitivo de otros tipos de generación de energía. Como solución a esto el programa Sunshot tiene como fin promover el desarrollo tecnológico de este tipo de centrales en materia de reducción de costos. A corto plazo no se estima que haya nuevas centrales de generación eléctrica (Protermosolar, 2011).

La tabla 2 presenta información general de las centrales SEGS desarrolladas en Estados Unidos en la década de los 80 con carácter experimental. Actualmente ninguna de estas centrales se encuentra en operación.

Tabla 2. Desglose de centrales SEGS en Estados Unidos

| Nombre de la Planta | Ubicación | Entrada en Operación | Potencia de salida Neta (MW_e) | Área del Terreno Solar (m²) |
|----------------------------|---------------------|-----------------------------|---|---|
| SEGS I | Daggett, CA | 1984 | 13.8 | 82,960 |
| SEGS II | Daggett, CA | 1985 | 30 | 190,338 |
| SEGS III | Kramer Junction, CA | 1986 | 30 | 230,300 |
| SEGS IV | Kramer Junction, CA | 1986 | 30 | 230,300 |
| SEGS V | Kramer Junction, CA | 1987 | 30 | 250,500 |
| SEGS VI | Kramer Junction, CA | 1988 | 30 | 188,000 |
| SEGS VII | Kramer Junction, CA | 1988 | 30 | 194,280 |
| SEGS VIII | Harper Lake, CA | 1989 | 80 | 464,340 |
| SEGS IX | Harper Lake, CA | 1990 | 80 | 483,960 |

Fuente: (Solar Paces, 2017)

B) Chile

Chile es el primer país latinoamericano al unirse a la implementación de este tipo de tecnología de generación de energía. Con la construcción de Atacama-1 también conocida como Cerro Dominador ha dado un salto a diversificar la matriz energética. Chile al ser un gran exponente minero exporta millones de toneladas de sales a los países europeos para la utilización de esta como medio de almacenamiento térmico de energía.

Atacama-1 es una planta termosolar de Receptor Central ubicada en Cerro Dominador en el desierto de Atacama, y es considerada el lugar con mejor radiación del mundo con 3,200kWh/año. Esta planta tiene una potencia instalada de 110 MW y una capacidad de almacenamiento de 18 horas. Con la implementación del sistema de almacenamiento térmico de energía, este proyecto es capaz de despachar energía limpia y estable las 24 horas. El proyecto estará trabajando en conjunto con una central solar fotovoltaica de 100MW. Según ABENGOA (2019), que es la empresa propietaria del proyecto, se evitará la emisión de 643,000 toneladas de CO₂ al año por sí sola y 870,000 toneladas de CO₂ al año en conjunto con el parque solar fotovoltaico.



Ilustración 4. Proyecto Termosolar Cerro Dominador

Fuente: (Cerro Dominador, 2019)

3.2 TEORÍAS DEL SUSTENTO

3.2.1 EL SOL

El sol es el responsable de suministrar luz, calor y energía a los organismos vivos. Es tan grande que representa poco más del 99% de la masa total del Sistema Solar. Se encuentra a unos 150 millones de kilómetros de la Tierra y está compuesto por una mezcla de gases calientes, de los cuales, los más abundantes son el hidrógeno y el helio. Otros elementos presentes en la composición del sol son el oxígeno, el carbono, el nitrógeno, el neón, el magnesio, el hierro, el silicio y el azufre. Estos elementos se encuentran frecuentemente como átomos ionizados (GeoEnciclopedia, 2014).

El sol es una estrella que se formó hace unos 4,567 millones de años como consecuencia de un colapso gravitatorio a partir de una nube molecular. Esta estrella tiene una masa de 1.9891×10^{30} kg y un volumen de 1,409,272,569,059,860,000 km³. La Densidad del sol es 1.409 g/cm³ y su temperatura efectiva es de aproximadamente 5,504° Celsius (GeoEnciclopedia, 2014).

Según El instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios ambientales (2014) "El Sol puede ser considerado como un foco térmico a 5,777 K y que nos hace llegar 1,367 W/m²."

3.2.2 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es la energía emitida por el sol, esta energía viaja a través de ondas electromagnéticas a través del espacio en todas direcciones. Este tipo de energía es producida por las reacciones del hidrógeno en el núcleo del Sol y emitida por la superficie del mismo (IDEAM, 2014).

El Sol irradia energía en forma de onda corta y al traspasar la atmósfera se va debilitando por la difusión, la reflexión ocasionada por las nubes y luego llega a la superficie terrestre para ser absorbida. La cantidad de radiación absorbida por la superficie es devuelta en dirección al espacio exterior en forma de radiación de onda larga, con lo cual se transmite calor a la atmósfera (IDEAM, 2014).

3.2.3 CONSTANTE SOLAR

Desde el punto de vista energético, la masa solar que se irradia al espacio en un segundo en forma de partículas de alta energía y de radiación electromagnética es aproximadamente de 5.6×10^{35} GeV. La Tierra recibe en el exterior de su atmósfera un total de 1.73×10^{14} kW, o sea $1,353 \text{ kW/m}^2$, que se conoce como constante solar y cuyo valor fluctúa en un $\pm 3\%$ debido a la variación periódica de la distancia entre la Tierra y el Sol (Diez, 2009).

Según Pedro Diez (2009) "Los 1.73×10^{14} kW de energía solar que inciden sobre la Tierra, se reparten en la siguiente forma:

- Energía solar reflejada por la atmósfera hacia el espacio exterior: 30%, 0.52×10^{14} kW
- Energía solar que se utiliza en calentar la atmósfera: 47%, 0.80×10^{14} kW
- Energía solar que se utiliza en la evaporación de los océanos: 23%, 0.40×10^{14} kW
- Energía solar que se utiliza en generar perturbaciones atmosféricas: 0.0037×10^{14} kW."

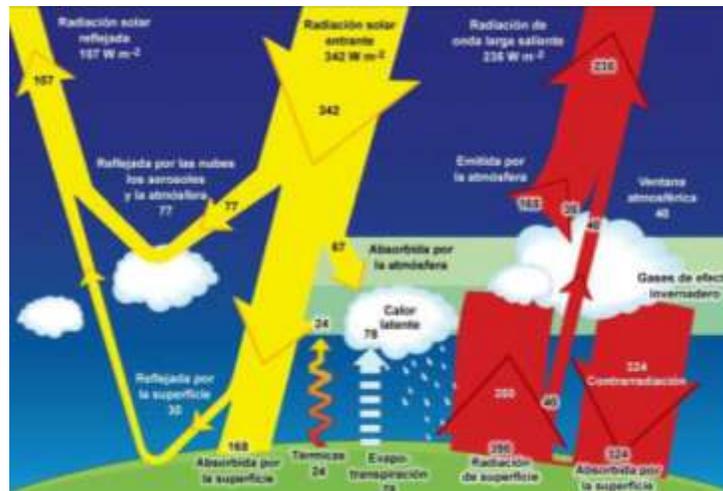


Ilustración 5. Comportamiento de la radiación solar en la Tierra

Fuente: (AEMET, 2018)

3.2.4 IRRADIANCIA SOLAR

La irradiancia solar es el flujo de energía solar que incide sobre una superficie específica. La irradiancia se puede definir como de potencia por unidad de área, en este caso cada m^2 en un segundo (W/m^2) (Lorente, 2010).

3.2.5 IRRADIACIÓN SOLAR

La irradiación solar es la energía solar por unidad de área de radiación solar en una superficie específica y en un periodo de tiempo determinado (Wh/m^2). La irradiación es la cantidad de irradiancia en un lapso específico. Hay varios tipos de irradiancia solar (Energía Solar, 2009).

A) Irradiación Total (GTI)

La irradiación solar total es la que incide en la atmósfera en todas las longitudes de onda, ya sea rayos X, luz visible, luz infrarroja, entre otras. Esta se mide perpendicular a la luz solar entrante. La constante solar es una medida convencional de la irradiación solar total promedio a una distancia de una unidad astronómica (Diez, 2009).

B) Irradiación Directa Normal (DNI)

Se define como la irradiancia solar recogida por un plano normal es decir que viene directamente del Sol, esta es de gran importancia para la tecnología CSP ya que es la irradiación que se aprovecha en su totalidad y es la base del funcionamiento de este tipo de tecnología (Diez, 2009).

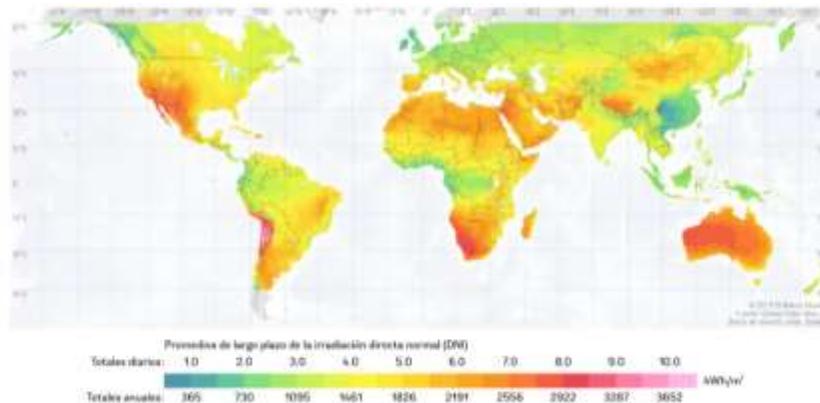


Ilustración 6. Irradiación directa normal en el mundo

Fuente: (SOLARGIS, 2020)

C) Irradiación Horizontal Difusa

Este tipo de radiación es la que llega a la superficie de Tierra a partir de la luz dispersa al pasar la atmósfera. Se mide en una superficie horizontal con radiación proveniente de todos los

puntos del cielo, por ejemplo: las nubes, excluyendo la radiación solar proveniente directamente del sol. (Diez, 2009)

D) Irradiación Horizontal Global (GHI)

Según Diez (2009) "La irradiación horizontal global es la irradiancia total del sol sobre una superficie horizontal en la Tierra. Es la suma de la irradiancia directa (después de tener en cuenta el ángulo cenital solar del Sol) y la irradiancia horizontal difusa."

3.2.6 RADIACIÓN ELECTROMAGNÉTICA

La radiación electromagnética es encontrada en los campos electromagnéticos. Este tipo de radiación es formada por la combinación tanto de campos eléctricos, así como campos magnéticos. Una característica de la radiación electromagnética es que se propaga por medio de ondas que portan energía y estas ondas no necesitan un material para propagarse así que pueden viajar en el vacío a través del tiempo (Planas, 2019).

3.2.7 ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO

La radiación electromagnética se puede dividir según su longitud de onda. En la ilustración 6 se observa como el espectro electromagnético se puede extender desde longitudes de onda corta medidos en picómetros que poseen frecuencias altas hasta longitudes de onda larga de varios kilómetros con frecuencias bajas (IDEAM, 2014).

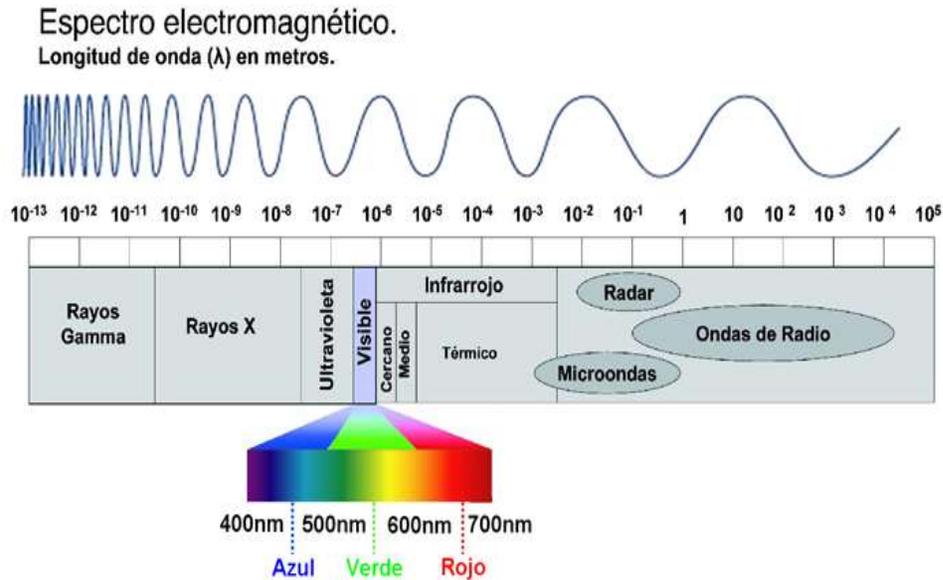


Ilustración 7. Espectro Electromagnético de la Radiación Solar

Fuente: (IDEAM, 2014)

3.2.8 EQUINOCCIO Y SOLSTICIO

Un equinoccio es un instante del año en donde el sol se alinea con el ecuador y se encuentra arriba de este. En los equinoccios el día y la noche duran aproximadamente la misma cantidad de tiempo. Este fenómeno sucede dos veces al año, alrededor del 20 de marzo y el 22 de septiembre (GeoEnciclopedia, 2014).

Los solsticios son momentos en el año en los cuales el Sol alcanza su punto más alto o el punto más bajo. Durante el año ocurren dos solsticios, dependiendo de en qué hemisferio se encuentre se determina si es de verano o invierno. Los solsticios suceden el 20 o 21 de junio y el 21 o 22 de diciembre (GeoEnciclopedia, 2014).

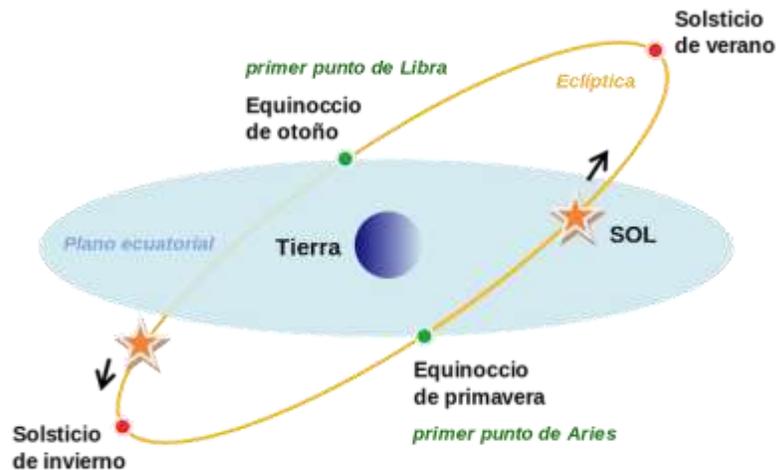


Ilustración 8. Muestra Grafica de los Equinoccios y Solsticios

Fuente: (DIVAD, 2013)

3.2.9 ENERGÍA TERMOSOLAR

La energía termosolar es la transformación de la energía proveniente de los rayos solares en energía térmica y que finalmente se aprovecha para producir electricidad, calefacción o ambas. En las grandes centrales termosolares la radiación de los rayos solares es convertida en energía térmica al aprovecharse para calentar un fluido por medio de concentración del flujo solar. Este fluido conocido como el fluido de trabajo, que posteriormente pasa por un proceso para convertir esta energía térmica en energía eléctrica. Esta transformación se suele realizar a través de turbinas de vapor, que emplean vapor de agua calentado a altas o medias temperaturas, o también motores Stirling dependiendo de la tecnología a utilizar (Rosales, 2011).

3.2.10 CLASIFICACIÓN DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR

La energía termosolar se clasifica en dos ramas:

La energía solar térmica pasiva comprende la generación de energía sin necesidad de utilizar ninguna tecnología para un proceso de transformación. Se utiliza el flujo solar para el calentamiento del agua que circula por conductos o placas que posteriormente son utilizadas

para la climatización de ambientes o para sanitización de materiales con agua caliente, tanto a nivel doméstico como industrial (Diez, 2009).

La energía solar térmica activa obtiene electricidad a partir del calor obtenido por la radiación solar mediante tecnologías de conversión. Se utiliza la radiación solar directa y el proceso consiste en generar grandes concentraciones de luz solar mediante diferentes tecnologías para alcanzar grandes temperaturas (Diez, 2009).

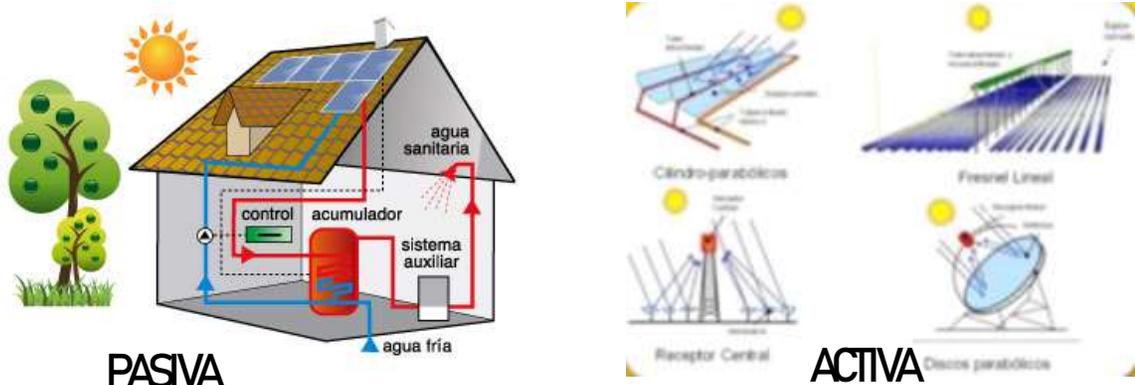


Ilustración 9. Diferencia entre energía termosolar pasiva y activa

Fuente: (Sumart, 2017)

3.2.11 ENERGÍA TERMOSOLAR DE CONCENTRACIÓN

La Energía Solar por Concentración (CSP por sus siglas en inglés, Concentrating Solar Power) consiste en concentrar calor solar en un punto por medio de distintas tecnologías de reflexión y de esta manera generar vapor para impulsar la turbina que generara energía eléctrica. Este tipo de plantas pueden funcionar más allá de las horas solares debido a que parte del calor es almacenado. Este almacenamiento permite seguir produciendo vapor para la turbina y así seguir suministrando energía en ausencia de irradiación solar (Carrera, 2019).

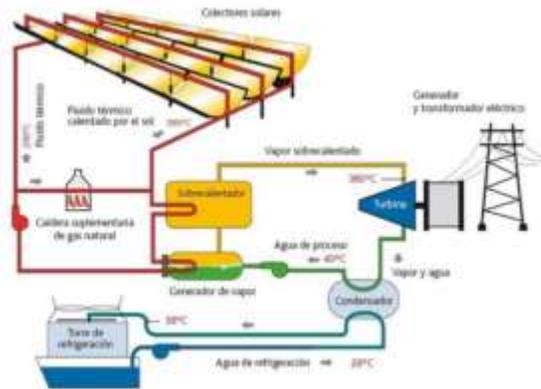


Ilustración 10. Componentes de una central CSP

Fuente: (Javier V, 2017)

3.2.12 TECNOLOGÍAS DE CSP

Las plantas de concentración se dividen en dos ramas dependiendo de la tecnología de concentración. La primera categoría concentradores lineales como los Fresnel (Ilustración 11a) o espejos solares (ilustración 11d). La segunda son plantas receptoras centrales como las instalaciones de torre central (ilustración 11b) o disco parabólico o Stirling (ilustración 11c). Otro método de clasificación es si cuentan con almacenamiento térmico de energía o no (Py, Sadiki, Olives, Goetz, & Falcoz, 2016).

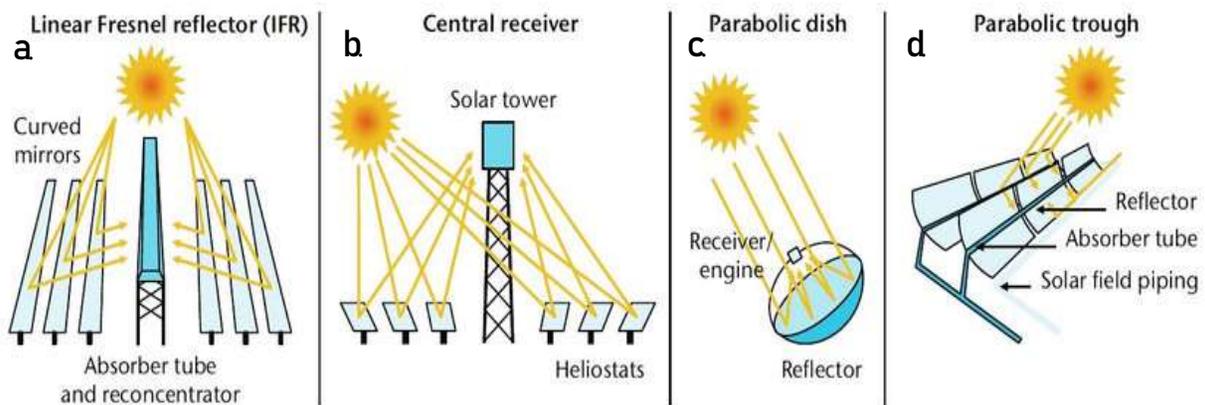


Ilustración 11. Tecnologías CSP

Fuente: (IEA, 2017)

Un parámetro muy importante en esta tecnología es el coeficiente de concentración ya que la tecnología se basa en la reflexión de flujo solar y la concentración de este.

$$C = \frac{A_{abs}}{A_c}$$

Ecuación 1. Coeficiente de concentración

Fuente: (Gómez, 2019)

Donde:

- C= coeficiente de concentración [-]
- A_{abs} = Superficie del Receptor [m^2]
- A_c = superficie del Reflector [m^2]

Otro parámetro importante en las tecnologías CSP es el múltiplo solar que es una relación entre la energía térmica que requiere el ciclo para el fluido de trabajo y la energía térmica que hay en el receptor solar. Los valores del múltiplo solar son menores a 1 si la central no cuenta con un almacenamiento térmico de energía. Si el proyecto tiene almacenamiento térmico el valor para el múltiplo solar oscila entre 1.5 a 3 (Gómez, 2019).

$$MS = \frac{E_{ciclo}}{E_{receptor}}$$

Ecuación 2. Múltiplo solar

Fuente: (Gómez, 2019)

Donde:

- MS= múltiplo solar [-]
- E_{ciclo} = Superficie del Receptor [m^2]
- $E_{receptor}$ = superficie del Reflector [m^2]

En la tabla 3. Se realiza una comparación de las tecnologías CSP tomando en cuenta parámetros de temperatura de operación, coeficiente de concentración solar, eficiencia anual promedio, entre otras.

Tabla 3. Comparación entre Tecnologías CSP

| Tipo de CSP | Temperatura de operación [C°] | Coficiente de Concentración solar | Adecuada para almacenamiento térmico | Rendimien to anual promedio | Eficiencia de uso del terreno |
|------------------|-------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| CCP | 20-400 | 20-100 | Adecuado | 15% | 3.9 |
| Fresnel | 50-300 | 10-40 | Adecuado | 8-11% | 0.8-1 |
| Receptor Central | 300-100 | 200-2000 | Muy adecuado | 17-35% | 5.4-1 |
| Disco Parabólico | 120-1500 | 1000-5000 | No Adecuado | 15-30% | 1.2-1.6 |

Fuente: (Răboacă, Badea, Enache, & Filote, 2019)

A) Plantas de colector cilindro parabólico (CCP)

Esta tecnología está compuesta por espejos curvados con forma de parábolas que reflejan la radiación y la concentran al foco de la estructura, como se muestra en la ilustración 12. En el foco se coloca un tubo absorbedor con la finalidad de transmitir esta energía al fluido de trabajo utilizado. Este tipo de tecnología utiliza seguidores solares que encuentren el ángulo óptimo del sol durante todo el día. El sistema de seguimiento más utilizado es de un seguidor que gira los reflectores del colector alrededor de un eje que normalmente está en dirección Este-Oeste. Aunque también se han fabricado colectores parabólicos que pueden girar en dos ejes, se ha demostrado que estos tienen menores rendimientos y también presentan una mayor inversión inicial (Guillamón, 2012).

En la actualidad este tipo de tecnología, junto con la tecnología de torre central, se ha desarrollado más que las otras alternativas y es aceptada como una tecnología madura. Ya que permite operar con rendimientos aceptables a temperaturas de hasta 400 °C aproximadamente. Algunas ventajas son el hecho que al estar desarrollada sus componentes son accesibles y esto facilita su construcción. Tiene pocas pérdidas térmicas debido a las dimensiones de las tuberías (Tian & Zhao, 2012).

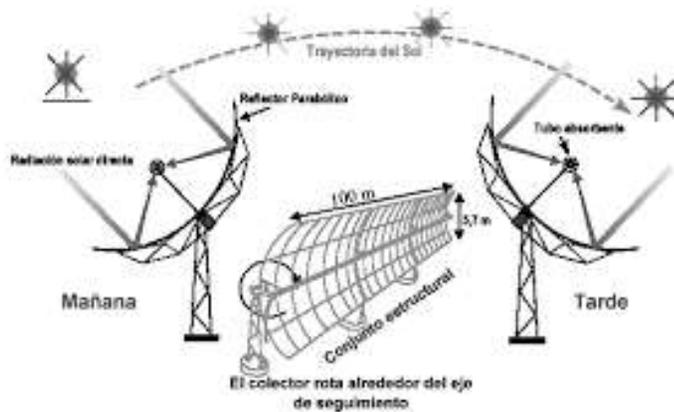


Ilustración 12. Cilindro Parabólico Solar de un eje

Fuente: (APES, 2003)

B) Plantas Termosolares Fresnel

Las plantas termosolares Fresnel son similares a las plantas de colector de cilindros parabólicos, con la única diferencia que los reflectores no están curvados como una parábola sino rectos. Estos espejos concentran la radiación solar a lo largo de una línea donde se encuentra un receptor por donde circula el fluido. Esta estructura se dispone fija al terreno sin posibilidad de girar y seguir al sol. La primera central con este tipo de tecnología Fresnel se construyó en Francia en la década de 1980 como central experimental y desde ahí no se dio seguimiento a este tipo de tecnología hasta que se implementó en Australia y en Bélgica y presentaron costos menores (Godínez, 2018).

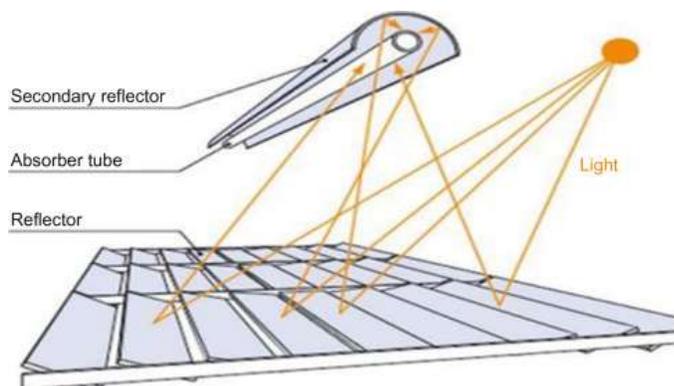


Ilustración 13. Funcionamiento de un reflector Fresnel lineal

Fuente: (Qazi, 2017)

C) Discos Parabólicos

Las centrales termosolares de disco parabólico (DP) o también llamadas Discos Stirling debido a los motores utilizados en el bloque de potencia, se componen de un reflector con forma de parábola que concentra la radiación solar en un punto que es su foco al igual que la tecnología CCP. La diferencia es que se coloca el receptor solar enfrente y se conecta directamente a un bloque de potencia que permite generar energía eléctrica directamente aprovechando la energía térmica del receptor. El fluido de trabajo utilizado en este tipo de centrales es aire. Las ventajas de esta tecnología son los altos rendimientos que tiene y lo modulable que es debido a que también cuenta con sistema de seguimiento solar. Su implementación se ha visto afectado por su alto costo de inversión (Guillamón, 2012).

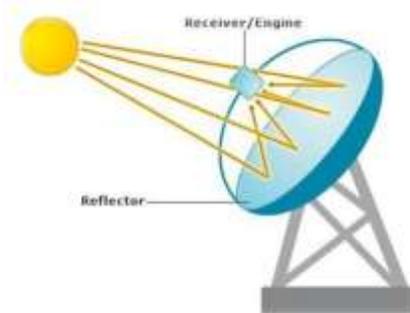


Ilustración 14. Disco Parabólico

Fuente: (TMSG2, 2012)

D) Plantas de Receptor Central

Este tipo de tecnología está compuesta por un campo de espejos, llamados heliostatos. Los heliostatos cuentan con sistema de seguimiento en uno o en dos ejes. Este componente concentra la radiación solar en un receptor solar situado en la parte más alta de una torre y este receptor calienta un fluido de trabajo que luego pasa al bloque de potencia. Existen varias clasificaciones dentro de este tipo de tecnología tomando en cuenta parámetros como diseño de la torre central o cual será el diseño de posicionamiento de los heliostatos, etc. (Abánades, Bernardos, López, González, & Muñoz, 2010).

La presente investigación se basa en la implementación de este tipo de tecnología de conversión. En la ilustración 15 se presenta el esquema de funcionamiento de la planta de receptor central evaluada en este estudio.

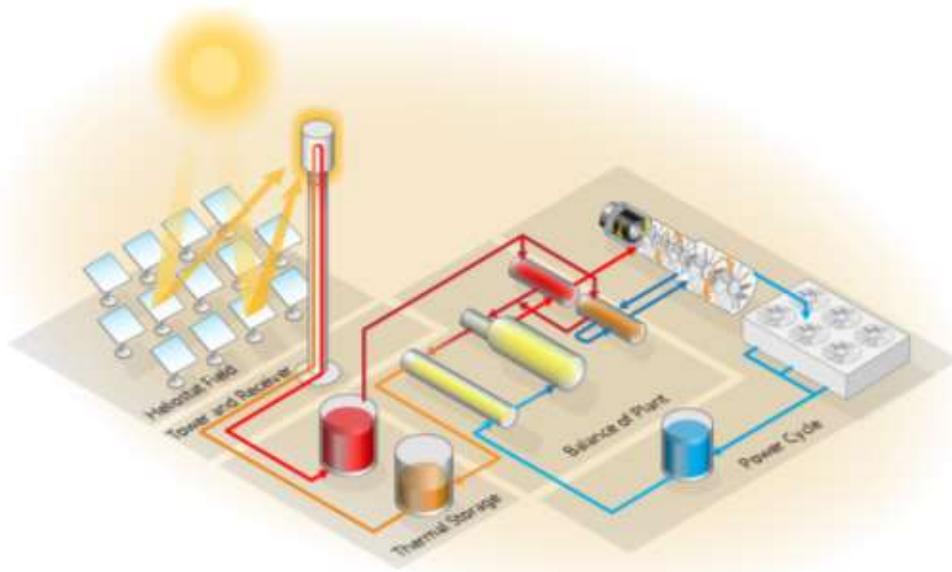


Ilustración 15. Esquema de planta CSP de Receptor Central

Fuente: (SAM, 2020)

3.2.13 COMPONENTES DE UNA CENTRAL DE RECEPTOR CENTRAL

A) Heliostato

El heliostato es una parte característica de la tecnología CSP de Torre Central, consiste en estructuras en forma de espejos que reflejan la radiación y la concentran a la torre central. Un heliostato consiste en una plancha de acero que sirve como soporte para una capa reflectora (espejo) y encima de esta una capa gruesa de vidrio que sirve como protección. El espesor del vidrio de los espejos es de 3-4 milímetros. Durante los años estas estructuras han ido aumentando en dimensiones, desde los primeros diseños de 60m² hasta los modelos actuales que sobrepasan el doble de estos primeros diseños (Carvajal, 2018).

Los espejos en los heliostatos no son completamente planos, si no que poseen una ligera curvatura para optimizar la concentración de flujo al receptor. Estos espejos están conformados

por módulos, como los paneles fotovoltaicos. Los heliostatos poseen mecanismo de seguimiento que permiten la orientación del espejo conforme a la posición del sol. Este mecanismo permite al heliostato giros de 350° con respecto al azimut (Carvajal, 2018).

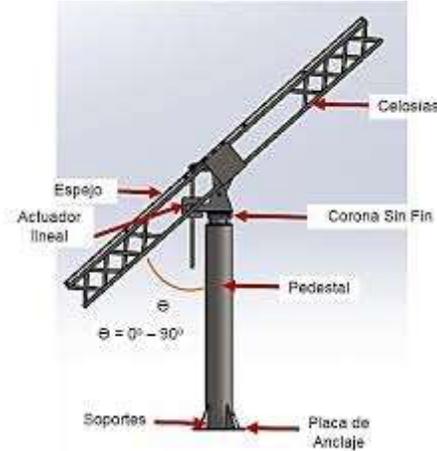


Ilustración 16. Componentes de un heliostato

Fuente: (Ledesma, 2016)

Las dimensiones de un heliostato no consideran solo el área reflectante del espejo, sino que también, los bordes. Es por esto por lo que se introduce el factor de área reflectante para estimar una superficie reflectante más real. En la ecuación 3 se muestra el cálculo para determinar el área del heliostato (Solari San Martin, 2019).

$$A_h = w_h \times h_h \times f_{ref}$$

Ecuación 3. Área del heliostato

Fuente: (Solari San Martin, 2019)

Donde:

- A_h : área de heliostato [m²]
- w_h : ancho de heliostato [m]
- h_h : altura de heliostato [m]
- f_{ref} : fracción de área reflectante [-]

Los heliostatos no logran concentrar toda la radiación en un punto, por lo que se calcula un error llamado error de imagen reflejada, esta incluye errores relacionados al seguimiento, movimiento de las fundaciones, imperfecciones en la superficie del heliostato y refracción atmosférica. Este error es dado por el fabricante y solo se basa en un eje. Ya que el heliostato utilizado en la investigación cuenta con un seguimiento de dos ejes se utiliza la ecuación 4 para determinar el error total (Solari San Martin, 2019).

$$\sigma_t = \sqrt{2 \times (2\sigma_{eje})^2}$$

Ecuación 4. Error total de imagen reflejada

Fuente: (Solari San Martin, 2019)

Donde:

- σ_t : error de imagen total [-]
- σ_{eje} : error de imagen de un eje [-]

La distribución de los heliostatos puede ser arreglados de forma radial alrededor de la torre central lo que es comun con receptores exteriores. Tambien pueden estar distribuidos en el llamado Campo Norte, que sucede cuando los heliostatos se posicionan al norte del receptor central, para este tipo de arreglo se utiliza mas el receptor de cavidad debido a las pocas perdidas termicas que presenta (Zhu & Libby, 2017).

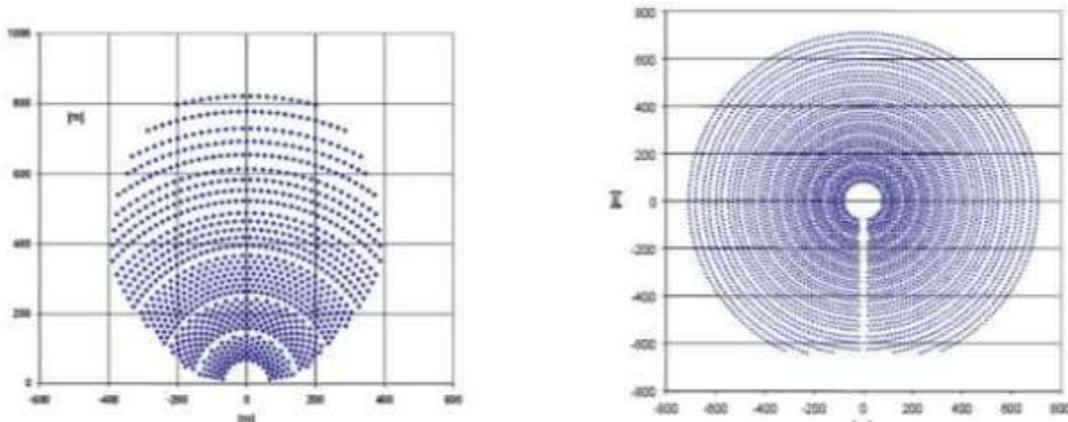


Ilustración 17. Despliegue típico de un campo de heliostatos

Fuente: (Torresol Energy, 2017)

B) Receptor Central

El Receptor es donde sucede la transformación de energía solar a energía térmica ya que el flujo solar reflejado por los heliostatos es concentrado en esta unidad. El receptor solar está formado por paneles de tuberías metálicas tratadas con recubrimiento para así aumentar la absorción del flujo solar y disminuir las pérdidas por reflexión (Ledesma, 2016).

El costo del receptor depende del área total del componente. En la ecuación 5 se muestra el cálculo para determinar el costo del receptor central.

$$C_{receptor} = C_{receptor_0} \times \left(\frac{A_{receptor}}{A_{receptor_{ref}}} \right)^c$$

Ecuación 5. Costo del receptor central

Fuente: (Solari San Martin, 2019)

Donde:

- $C_{receptor}$: costo del receptor [\\$]
- $C_{receptor_0}$: costo referencial del receptor [\\$]
- $A_{receptor}$: área del receptor [m²]
- $A_{receptor_{ref}}$: área del receptor referencial [m²]
- c : exponente de escala del receptor [-]

El receptor debe soportar altos niveles de radiación y también la distribución del flujo solar concentrado debe estar repartido de manera homogénea sobre todo el receptor para evitar picos de temperatura que puedan dañar los elementos metálicos de los tubos de interconexión. Estos tubos de interconexión junto con la estructura de soporte deben tener un recubrimiento de acero inoxidable pintado con pintura blanca para aislarlos del exterior y reducir pérdidas térmicas. Actualmente hay dos diseños operativos de receptores centrales mostrados en la ilustración 18 (Gómez, 2019).

1. Receptor de Cavidad

Este tipo de receptores tiene la superficie receptora dentro de una caja y el flujo solar reflejado por los heliostatos entra al receptor por una abertura o cavidad, de ahí su nombre. Los receptores de cavidad son asociados a los campos de heliostatos tipo norte ya que la radiación solo proviene de un lado del campo. Este tipo de receptores se consideran más eficientes debido a que por la poca interacción que tienen los tubos con el ambiente se disminuyen las pérdidas por radiación y convección. Entre las desventajas es que su costo es mucho más alto que los receptores cilíndricos (Gómez, 2019).

2. Receptores Cilíndricos

En los receptores cilíndricos las tuberías están expuestas al exterior alrededor de la parte superior de la torre y el flujo solar reflejado incide a la superficie absorbente del receptor. Este receptor se asocia a los campos de heliostatos circulares o radiales ya que la radiación es reflejada desde distintos puntos alrededor de la torre. Entre las ventajas encontramos, un menor costo de inversión y no tienen pérdidas por desbordamiento. Al estar en contacto con el exterior se aumentan las pérdidas de convección y radiación (Gómez, 2019).

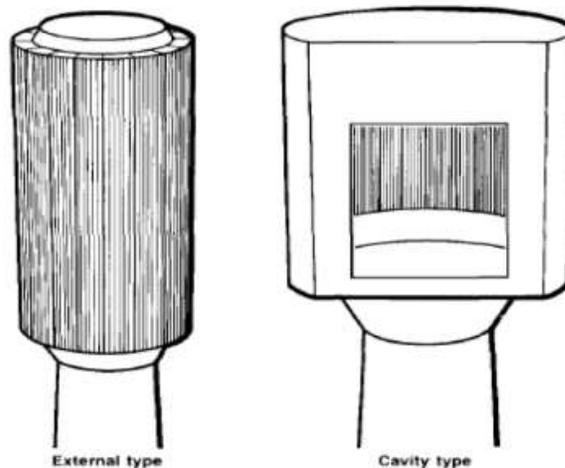


Ilustración 18. Geometría de los receptores centrales

Fuente: (Gómez, 2019)

C) Torre

La torre es el elemento encargado de elevar el receptor, generalmente se construye con celosía de acero, como las torres de transmisión en alta tensión, cuando la altura de la torre no sobrepasa los 120 metros. También se puede utilizar hormigón armado cuando la altura debe ser mayor a 120. La torre juntos con los heliostatos representan los elementos más costosos del proyecto. Estos dos elementos representan del 30-50% de la inversión inicial (Lera, 2016).

La altura de la torre influye mucho en la eficiencia de la planta. Una torre alta representa una disminución en las pérdidas por sombras o bloqueos en el campo de heliostatos. A su vez representa más costos de inversión. El diseño de la torre se debe hacer con base a las pérdidas anteriormente mencionadas y la velocidad del viento en la región donde está ubicado el proyecto debido a la estabilidad que debe tener el receptor central. En la ecuación 6 se presenta el cálculo necesario para determinar el costo de la torre central (Lera, 2016).

$$C_{torre} = C_{torre_0} \times e^{b(h_t - \frac{h_r}{2} - \frac{h_h}{2})}$$

Ecuación 6. Costo de torre central

Fuente: (Solaris San Martín, 2019)

Donde:

- C_{torre} : costo de la torre [\\$]
- C_{torre_0} : costo fijo de la torre [\\$]
- b : exponente de escala de la torre [-]
- h_t : altura de la torre [m]
- h_r : altura del receptor [m]
- h_h : altura de los heliostatos [m]

3.2.14 FLUIDO DE TRABAJO

El fluido de trabajo es el que se encuentra en los tubos adentro del receptor y es el que absorbe la energía solar reflejada por los heliostatos y la transforma en energía térmica. Luego una parte de este fluido de trabajo es transportado hacia el bloque de potencia para la generación de energía eléctrica y la otra parte va a los tanques de almacenamiento de la central para ser utilizado después de las horas solares. Para determinar el flujo máximo de operación en el sistema se utiliza la ecuación 7.

$$\dot{m}_{max} = \frac{f_{op\ max} \times P_t}{\overline{Cp}_{HTF} \times (T_{H\ HTF} - T_{C\ HTF})}$$

Ecuación 7. Flujo máximo de operación

Fuente: (Solari San Martin, 2019)

Donde:

- \dot{m}_{max} : flujo másico máximo [kg/s]
- $f_{op\ max}$: fracción máxima de operación [-]
- P_t : potencia térmica [W_t]
- \overline{Cp}_{HTF} : calor específico del fluido (HTF Heat Transfer Fluid) [kJ/kgK]
- $T_{H\ HTF}$: temperatura caliente del fluido de trabajo, en este caso sales fundidas [°C]
- $T_{C\ HTF}$: temperatura fría del fluido de trabajo [°C]

Un factor importante para considerar en el dimensionamiento del sistema del fluido de trabajo es la pérdida de carga. Para determinar la pérdida de carga se define un coeficiente de pérdida calórica por cada metro desde el receptor de la torre hasta el sistema de almacenamiento térmico. Por lo que se requiere conocer la longitud del sistema de tuberías. Esta longitud se puede calcular utilizando la ecuación 8.

$$L_p = m_p \times h_{torre}$$

Ecuación 8. Largo del sistema de tuberías

Fuente: (Solari San Martin, 2019)

Una vez realizado el cálculo de la longitud del sistema se procede a determinar la pérdida de carga se calcula la pérdida de carga total en el sistema de tuberías utilizando la ecuación 9.

$$PC_t = L_p \times coef_p$$

Ecuación 9. Pérdida de carga total

Fuente: (Solari San Martin, 2019)

Donde:

- L_p : largo del sistema de tuberías [mm]
- m_p : multiplicador de largo de tuberías [-]
- h_{torre} : altura de la torre [m]
- PCT : pérdida de carga total [kW_t]
- $coef_p$: coeficiente de pérdida calórica [W_t/m]

En la actualidad hay distintos fluidos de trabajo, cada uno cuenta con ventajas y desventajas con base al comportamiento que han tenido en proyectos pasados. Algunos tipos de fluidos de trabajo son especiales para ciertos tipos de centrales CSP ya sea debido a compatibilidad con almacenamiento o con los ciclos de potencia específicos utilizados en algunas centrales. En la Tabla 4 se realiza una comparación de los fluidos de trabajo existentes.

Tabla 4. Comparación de fluidos de trabajo

| FLUIDO DE TRABAJO | ATRIBUTOS | LIMITACIONES |
|--------------------------|--|--|
| Aire | <ul style="list-style-type: none"> - Amplio rango de temperatura de funcionamiento - Compatible con ciclos de potencia directos. - Económico - Amigable con el medio ambiente | <ul style="list-style-type: none"> - Coeficiente de transferencia de calor relativamente bajo - Gran poder de bombeo Almacenamiento indirecto requerido - Potencialmente alta presión en el receptor |
| Agua/Vapor | <ul style="list-style-type: none"> - Compatible con ciclos de potencia directos. - Económico - Amigable con el medio ambiente | <ul style="list-style-type: none"> - Rango de temperatura limitado por turbinas de vapor disponibles - Se requiere alta presión para un ciclo de energía directo eficiente - Almacenamiento indirecto requerido a gran escala - Se requiere sistema de enfriamiento |
| Sal Fundida | <ul style="list-style-type: none"> - Alta capacidad calorífica y bajo costo. - Compatible con almacenamiento directo - No tóxico, no inflamable Baja presión de vapor a temperatura de trabajo | <ul style="list-style-type: none"> - Temperatura de funcionamiento limitada por la estabilidad química. - Un punto de fusión relativamente alto crea riesgos de congelación de sal. - Puede causar picaduras y corrosión a altas temperaturas. |
| Metal Liquido | <ul style="list-style-type: none"> - Estable a alta temperatura - Altos coeficientes de transferencia de calor a altas cargas térmicas. | <ul style="list-style-type: none"> - Baja capacidad calorífica - Alto punto de fusión. - Costo relativamente alto - Puede ser corrosivo, reactivo y / o tóxico dependiendo de la mayoría de las aleaciones inoxidables |
| Partícula Solida | <ul style="list-style-type: none"> - Estable a alta temperatura - Compatible con almacenamiento directo - Compatible con aire de alta eficiencia: Brayton y sCO₂ ciclos de potencia - Las partículas pueden ser de bajo costo. | <ul style="list-style-type: none"> - Requiere control complejo de flujo másico y carga parásita relativamente alta - Requiere intercambiadores de calor aire-sólidos eficientes - Los diseños actuales dan como resultado una menor eficiencia térmica |
| sCO₂ | <ul style="list-style-type: none"> - Estable sobre el rango de temperatura típico de la aplicación de ingeniería - Baja viscosidad - Compatible con sCO₂ ciclo de poder - Compatible con fluidos de calentamiento sensible para almacenamiento indirecto - Ambientalmente benigno en aplicaciones de ciclo cerrado | <ul style="list-style-type: none"> - Mala densidad de energía a baja presión - Requiere alta presión para una integración eficiente con sCO₂ ciclo de poder Requiere almacenamiento indirecto - Las malas propiedades de transporte de calor requieren una alta velocidad del fluido e inducen una gran pérdida de presión. - Moderadamente corrosivo para aleaciones inoxidables a altas temperaturas. |

Fuente: (Py, Sadiki, Olives, Goetz, & Falcoz, 2016)

3.2.15 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA (TES)

La operación de una planta de CSP puede extenderse más allá de los períodos sin radiación solar mediante la adición de almacenamiento de energía térmica (TES por sus siglas en inglés, Thermal Energy Storage). El propósito principal de la TES es permitir que la central sea más despachable, por ende, más rentable y esto presenta una mejora en el rendimiento al reducir el desajuste entre el suministro y demanda. Hay dos tipos de TES comúnmente utilizados para las plantas de CSP (Zhu & Libby, 2017). La capacidad de almacenamiento térmico está dada por la ecuación 10.

$$C_{t\ TES} = t_{op} \times P_{te}$$

Ecuación 10. Capacidad térmica del almacenamiento de energía

Fuente: (Solari San Martin, 2019)

Donde:

- $C_{t\ TES}$: capacidad térmica del almacenamiento térmico (TES) [MW_th]
- t_{op} : horas de almacenamiento del ciclo de potencia en operación a máxima capacidad [h]
- P_{te} : potencia de diseño térmica de entrada del ciclo [MW_t]

El primer sistema TES se llama almacenamiento de calor sensible y se basa en el almacenamiento energía térmica calentando o enfriando un medio de almacenamiento líquido o sólido como agua, sal fundida, arena y rocas. Cuando una sustancia utilizada como TES se calienta, su energía interna aumenta y cuando se enfría, esa energía térmica se libera al entorno (Py, Sadiki, Olives, Goetz, & Falcoz, 2016).

El segundo método de almacenamiento térmico para plantas CSP es el almacenamiento de calor latente que utiliza materiales de cambio de fase. Cuando el material cambia de sólido a líquido y viceversa, el calor almacenado y recuperado durante este proceso se llama calor latente y este puede ser utilizado para reducir el tamaño y el costo del sistema de almacenamiento (Py, Sadiki, Olives, Goetz, & Falcoz, 2016).

3.2.16 BLOQUE DE POTENCIA

El bloque de potencia es el encargado de transformar la energía térmica transferida del receptor central, por medio del fluido de trabajo. Si se trabaja directamente con agua el bloque no necesita un intercambiador de calor, pero al ser sales fundidas el fluido de trabajo, si es necesario. El bloque de potencia está conformado por:

A) Generador de Vapor

El generador de vapor, también llamado intercambiador de calor, es en lugar donde llegan las sales calentadas previamente en el receptor. En el interior del intercambiador hay una gran cantidad de tubos por donde circulan las sales y de igual manera sucede con el agua (que es el flujo de trabajo del ciclo) permitiendo que se transfiera la energía térmica de las sales al agua y generando el vapor que será enviado a la turbina. En el caso de que el fluido de trabajo fuera agua el generador de vapor estaría situado en el receptor en lo alto de la torre, ya que es allí donde gracias al calor proveniente de la radiación solar el agua es calentada directamente convirtiéndose en vapor (Gómez, 2019).

B) Turbina

Una turbina de vapor es una forma de máquina de vapor que extrae energía térmica del vapor presurizado y la convierte en movimiento giratorio que se utiliza para impulsar un generador eléctrico. Una turbina solar funciona según el mismo principio que cualquier generador alimentado por vapor alimentado por combustibles fósiles, a diferencia del recurso energético primario que se utiliza (Diez, 2009).

La diferencia más importante entre alimentar vapor las turbinas de combustibles fósiles y la energía solar es el ciclo de operación. Debido a la naturaleza intermitente de la radiación solar, las turbinas solares deben funcionar de manera eficiente durante arranques y paradas repetidos a lo largo del día, esta intermitencia se puede solventar con el método de almacenamiento de energía (Diez, 2009).

C) Condensador

Está situado al final de la turbina, aquí es donde el vapor de agua es condensado de manera que vuelva a su estado inicial (agua líquida) para que pueda a ser recalentado en el intercambiador de calor, completando de esa manera el ciclo (Solari San Martin, 2019).

Es importante mencionar que en el condensador también son eliminados todos aquellos gases no condensables o nocivos mediante métodos químicos o físicos.

D) Generador Eléctrico

El generador eléctrico es una máquina que tiene por objetivo transformar la energía cinética por el movimiento de la turbina en energía eléctrica. Para esto, se emplea un campo magnético generado por el rotor (parte giratoria) sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura, también llamado estator (parte estática). Entre los conductores y el campo se genera un movimiento relativo y se crea una fuerza electromotriz (Rosales, 2011).

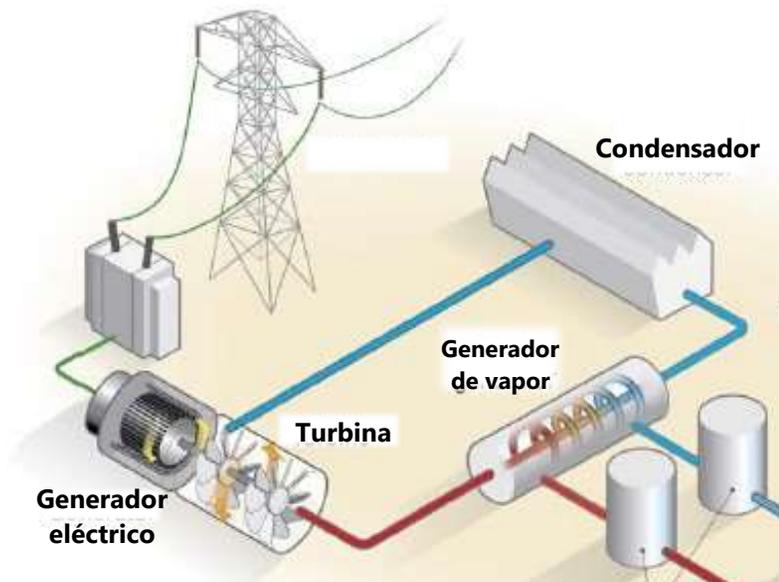


Ilustración 19. Bloque de Potencia de una Central CSP

Fuente: (ABENGOA, 2019)

3.3 CONCEPTUALIZACIÓN DE VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

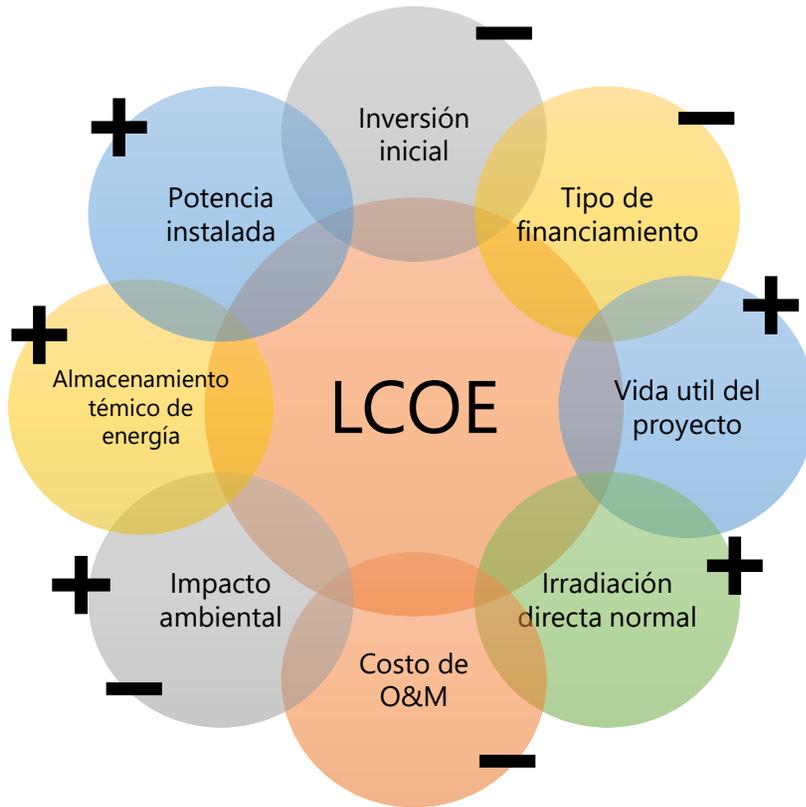


Ilustración 20. Afectación de las variables independientes sobre la variable dependiente

Fuente: Elaboración Propia

3.3.2 VARIABLE DEPENDIENTE

A) LCOE (*Levelized Cost of Electricity*)

“El LCOE es el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil.” (Grupo Villa Mir, 2020)

El LCOE presenta los costos totales que tendrá la central en toda su vida útil y la divide entre la energía generada los años de operación.

$$LCOE = \sum_{i=1}^{25} \frac{CC_i [\text{\$}] + O\&M_i [\text{\$}] + Fuel\ Cost_i [\text{\$}]}{Energía_i [kWh]}$$

Ecuación 11-Cálculo simple del costo nivelado de la electricidad

Fuente: (Ragheb, 2017).

3.3.3 VARIABLES INDEPENDIENTES

A) *Inversión Inicial*

La inversión inicial de un proyecto es el dinero que necesita el inversionista de ese proyecto para iniciar la construcción y operación de este. Este dinero se utiliza para cubrir los costos iniciales del proyecto, como la compra de los equipos, la contratación de la cuadrilla de empleados, la obtención de permisos de construcción y permisos ambientales, etc (Corvo, 2019).

$$\text{Inversión inicial} = I_{cf} + I_{ct} - I_{na}$$

Ecuación 12. Inversión Inicial Total

Fuente: (Corvo, 2019)

Donde:

I_{cf} =Inversión de capital fijo [\$]

I_{ct} =Inversión de capital de trabajo [\$]

I_{na} =Ingresos por venta de activos (Valor de rescate) [\$]

B) *Financiamiento*

La inversión previamente descrita puede dividirse en: inversión con financiamiento o sin financiamiento. En la inversión con financiamiento se solicita un préstamo cuyo valor promedio es del 70% del total de la inversión y el accionista cubre el otro 30%. En la inversión sin financiamiento el accionista cubre el 100% de la inversión inicial.

C) *Vida útil del proyecto*

La vida útil es el tiempo estimado de funcionamiento del proyecto. En el caso de las centrales CSP, la vida útil de los proyectos esta evaluada en un total de 30 años (Bueso, 2011).

D) *Irradiación directa normal*

La irradiación global directa es la que proviene directamente del sol e incide sobre un plano normal. Su unidad de medida es el kWh/m² ya que al igual que los otros tipos de irradiación mide irradiancia en un tiempo específico (Energía Solar, 2009).

E) Costos de operación y mantenimiento

Estos costos involucran la mano de obra, materiales, mantenimiento de la maquinaria y todas aquellas actividades asociadas al funcionamiento del proyecto (Mamani, 2009).

F) Impacto ambiental

Por impacto ambiental se entiende al efecto que produce una determinada acción sobre el medio ambiente en todos los aspectos ya sea de manera positiva o negativa. Según Gutiérrez (2009) "Técnicamente, es la alteración de la línea de base (medio ambiente), debido a la acción antrópica o a eventos naturales."

G) Almacenamiento térmico de energía

Según Py (2016) "La integración del almacenamiento de térmico de energía es una característica muy importante que diferencia a las centrales CSP de la mayoría de las demás tecnologías de energía renovable." El almacenamiento térmico de energía ofrece varias ventajas, al ofrecer energía más despachable, proporciona mayor eficiencia al sistema, mayor factor de planta por ende un menor LCOE.

I) Potencia Instalada

La potencia instalada se refiere a la capacidad de energía que una central puede generar y entregar en condiciones ideales, es decir, es la capacidad máxima de generación eléctrica (Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, 2020).

IV. METODOLOGÍA

4.1 ENFOQUE

La metodología adoptada para esta investigación tiene un enfoque cuantitativo ya que sigue una secuencia lógica y no se puede saltar a un paso sin haber completado el anterior, sin embargo, se pueden redefinir los valores de alguna fase previa debido a nuevos conocimientos adquiridos en las fases posteriores. Se basa en la recopilación de datos estadísticos de radiación y se realizan mediciones con el fin de probar una hipótesis (Hernández Sampieri, 2014).

El tipo de estudio de la investigación es no experimental ya que no se manipulan las variables independientes para cambiar la variable dependiente a un valor óptimo. En este tipo de estudio se analizan y estudian los fenómenos en condiciones naturales, tal y como suceden en situaciones reales. También se considera el tipo de diseño como longitudinal ya que el estudio se basa en un periodo extenso de tiempo. El alcance de la investigación es descriptivo debido a que se estudian las características técnicas y económicas de los proyectos termosolares y se adaptan a los valores de irradiancia y costos del país (Hernández Sampieri, 2014).



Ilustración 21. Esquema metodológico de la Investigación

Fuente: Elaboración Propia

4.2 VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

4.2.1 VARIABLE DEPENDIENTE

Se considera el LCOE como una variable dependiente ya que se ve afectada directa o indirectamente por las variables independientes asociadas a generación de energía, tipo de financiamiento, Costos de O&M, horas de operación, etc. Este tipo de variables son fundamentales para determinar el LCOE, afectándolo de manera positiva, así como de manera negativa, y de esta manera comprobar si el LCOE de la tecnología es competitivo en comparación a otros métodos de conversión convencionales ya utilizados en el país.

4.2.2 VARIABLES INDEPENDIENTES

Se toma como variable independiente la irradiación directa normal ya que esta afecta en gran medida el LCOE del proyecto debido a que esta es la que aprovechara la central para la producción de energía eléctrica. Esta es una variable muy importante debido a que representa la generación de dinero que tendrá la central a partir de la tarifa eléctrica a la que se venderá la energía eléctrica. La vida útil de proyecto representa por cuanto tiempo la central generará un ingreso debido a la venta de energía eléctrica.

La inversión inicial y costos de O&M influyen el LCOE porque son las erogaciones de efectivo que tendrá el proyecto en su vida útil, desde el comienzo de la construcción de la central hasta en la fase de operación.

Se considera el Impacto ambiental una variable independiente ya que afecta el proyecto desde su inversión inicial con los tramites y pagos correspondientes al licenciamiento ambiental. También se consideran las emisiones de CO₂ producidas por la planta.

El almacenamiento térmico de energía (TES) es una variable que influye en el LCOE ya que permite a la planta generar energía eléctrica aun en horas no solares aumentando así la generación y el factor de capacidad de la planta lo que se presenta un aumento en los ingresos de esta.

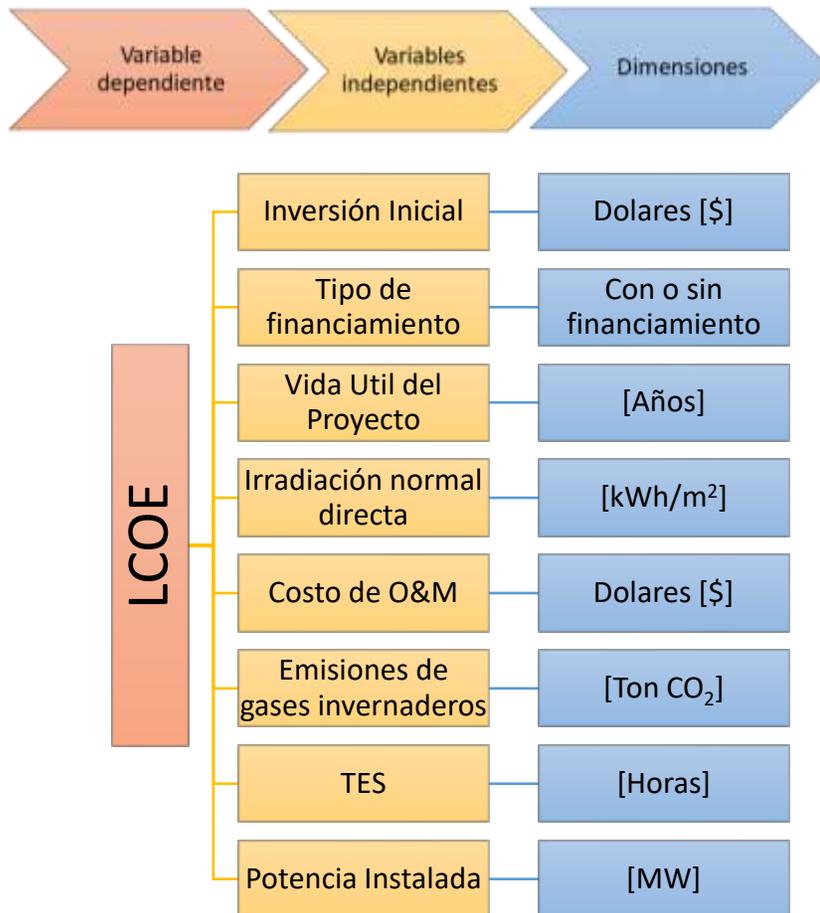


Ilustración 22. Dimensiones de las variables independientes

Fuente: Elaboración Propia

4.3 HIPÓTESIS

H₁: El proyecto presenta un LCOE cercano a 0.182 \$/kWh (valor promedio para centrales CSP), por lo que sí es técnica y económicamente factible su implementación en el sur del país.

H₀: El proyecto presenta un LCOE elevado en comparación 0.182 \$/kWh (valor promedio para centrales CSP) por lo que su implementación en el sur del país no es factible.

4.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

4.4.1 TÉCNICAS

Para la realización de esta investigación, se consultaron diversas fuentes como libros, artículos de revisión, páginas web, etc. con el fin de recabar información relacionada al tema para la mejor comprensión de este.

Para hacer el análisis de viabilidad del proyecto se toma como parámetro de referencia el LCOE, esta variable comprende el comportamiento del proyecto de manera técnica, así como económica y determina el éxito del proyecto.

4.4.2 INSTRUMENTOS

Para la presente investigación fue necesario utilizar softwares que permitieran realizar simulaciones del proyecto bajo parámetros meteorológicos reales de la zona y con esto proporcionar los parámetros de salida necesarios para los estudios técnicos y económicos.

A) *SAM (System Advisor Model)*

El software SAM es el instrumento principal en esta investigación ya que permite realizar simulaciones con datos meteorológicos obtenidos en el mismo software, con solo poner la latitud y longitud de la ubicación, el programa descarga un documento con el historial meteorológico de la zona. Este programa nos permitirá saber el arreglo óptimo de los heliostatos, la generación de energía eléctrica y demás parámetros necesarios.

B) *Microsoft Excel*

Microsoft Excel es otra herramienta utilizada en la investigación para elaborar el análisis económico del proyecto y determinar parámetros como el VAN, TIR, periodo de recuperación y también se podrá visualizar el flujo de efectivo del proyecto con o sin financiamiento.

C) QGIS

QGIS es la herramienta utilizada para la elaboración de mapas mostrados en la metodología y los resultados de la investigación.

4.5 POBLACIÓN Y MUESTRA

Esta investigación se centra en la zona sur del país, específicamente en los municipios de los departamentos de Valle y Choluteca. Se escogió esta zona debido a los altos valores de irradiación solar presentados en la región.

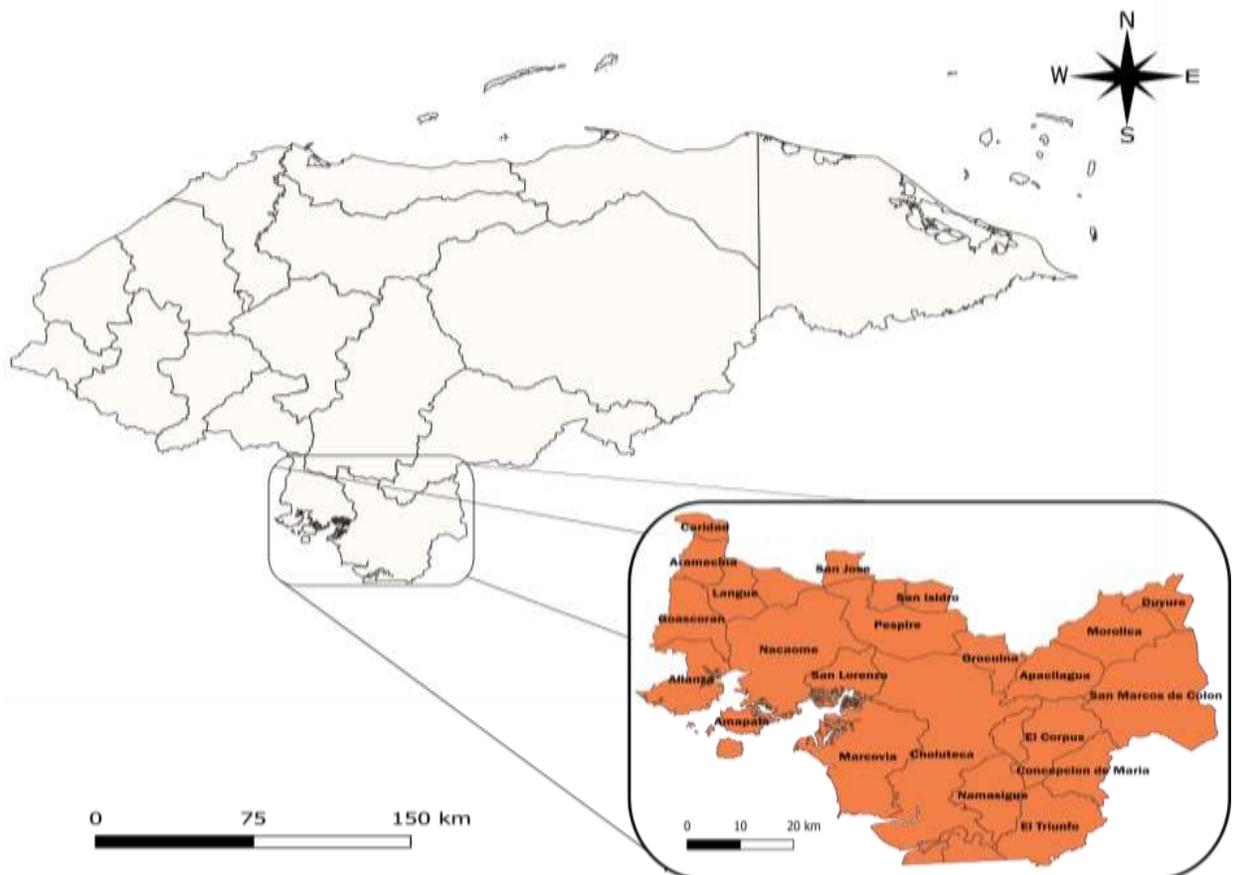


Ilustración 23. Muestra de la Investigación (departamentos de Valle y Choluteca)

Fuente: Elaboración propia

4.6 METODOLOGÍA DE ESTUDIO

4.6.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

A) Heliostatos

Los heliostatos seleccionados para el proyecto cuentan una altura y un ancho de 12.2 metros, este valor fue recomendado por SAM con el fin de aumentar la eficiencia del sistema y aminorar costos de inversión. En la tabla 5 se presentan las condiciones de operación de los heliostatos.

Tabla 5. Condiciones de operación de los heliostatos

| CONDICIONES | VALOR | DESCRIPCIÓN |
|---|-------|---|
| Ángulo mínimo [°] | 8 | Valor mínimo al cual el heliostato puede rotar. |
| Velocidad límite del viento [m/s] | 15 | Valor límite que los heliostatos pueden soportar, al superar este valor se desenfocan y se ponen en reposo. |
| Energía de encendido [$\text{kW}_e\text{-h}$] | 0.025 | Energía requerida para que el heliostato cambie de estado de reposo a operación. |
| Energía de seguimiento [kW_e] | 0.055 | Energía requerida para el funcionamiento del seguidor. |
| DNI de diseño [W/m^2] | 950 | Irradiación normal directa a la que planta debe funcionar. |

Fuente: (SAM, 2020)

SAM ofrece la opción de optimizar el campo de heliostatos y la torre central como una solución para los altos costos de inversión que estos representan. En la tabla 6 se presentan algunas restricciones y opciones de optimización para minimizar pérdidas por bloqueo o apantallamiento de los heliostatos.

Tabla 6. Restricciones y opciones de optimización del campo de heliostatos

| | VALOR |
|---|--------------|
| Fracción de distancia mínima de heliostato en función de altura de la torre [m] | 0.75 |
| Fracción de distancia máxima de heliostato en función de altura de la torre [m] | 9.5 |
| Tamaño del paso de optimización inicial [-] | 0.06 |
| Máximo de iteraciones para optimizar [-] | 200 |
| Tolerancia de convergencia [-] | 0.001 |

Fuente: (SAM, 2020)

B) Torre y receptor central

SAM permite dos formas de dimensionamiento de la torre y el receptor central. En la primera se pueden determinar los valores mediante cálculos y la segunda consiste en realizar una optimización del campo de heliostatos y el software calcula nuevos valores para las dimensiones de estos componentes. En esta investigación se utilizaron los valores optimizados calculados por SAM.

Junto con las dimensiones el programa asume una cantidad mínima de paneles con base a las características específicas de la central. Estos paneles consisten en tubos ordenados en paralelo con contacto térmico entre sí. Los tubos se encuentran de manera vertical y el fluido recorre en zigzag, en un panel fluye hacia arriba y en el siguiente hacia abajo.

Para el diseño de operación del receptor se utilizaron los valores recomendados por SAM específicamente para la potencia instalada de 50 MW. En la tabla 7 se presentan los parámetros utilizados para el diseño y operación del receptor. El flujo máximo fue calculado con la ecuación 7 encontrada en el capítulo 3.

Tabla 7. Diseño y operación del receptor

| PARÁMETROS DE DISEÑO Y OPERACIÓN | VALOR |
|---|--------------|
| Fracción mínima de operación [-] | 0.25 |
| Fracción máxima de operación [-] | 1.2 |
| Retraso en puesta en marcha del receptor [h] | 0.2 |
| Fracción energética en retraso de puesta en marcha del receptor [-] | 0.25 |
| Eficiencia de la bomba del fluido del HTF [-] | 0.85 |
| Flujo máximo del receptor [kg/s] | 898.543 |

Fuente: (SAM, 2020)

C) *Fluido de Trabajo*

El fluido utilizado en esta investigación es sal fundida compuesta por 60% NaNO₃ y 40%KNO₃. La sal fundida es el fluido más utilizado en la industria actualmente debido a su bajo costo y alto poder calorífico entre otras ventajas. En la tabla 8 se muestran las propiedades de las sales fundidas.

Tabla 8. Propiedades de la sal 60% NaNO₃ 40%KNO₃

| PROPIEDADES | VALOR |
|---------------------------------------|--------------|
| Punto de fusión [°C] | 220 |
| Punto de evaporación [°C] | 600 |
| Densidad a 300°C [kg/m ³] | 1,899 |
| Capacidad calorífica a 300°C [kJ/kgK] | 1,495 |
| Conductividad térmica a 300°C [W/mK] | 0.50 |

Fuente: (Solaris San Martin, 2019)

D) Sistema de Tubería

Para el sistema de tuberías se hizo selección de acero inoxidable AISI316 recomendada por SAM por su alto rendimiento a la hora de interactuar con las sales fundidas, logrando así satisfacer las necesidades del fluido de trabajo. En la tabla 9 se presentan las principales características de las tuberías empleadas en el proyecto.

Tabla 9. Características del sistema de tubería

| CARACTERÍSTICAS | VALOR |
|--------------------------------------|--------------|
| Diámetro exterior de la tubería [mm] | 40 |
| Espesor de tubería [mm] | 1,25 |
| Emisividad del revestimiento [-] | 0,88 |
| Absorbencia del revestimiento [-] | 0,94 |

Fuente: (SAM,2020)

En la tabla 10 se muestran las dimensiones del sistema de tubería y utilizando las ecuaciones 8 y 9 definidas en el capítulo 3 se pudo calcular el largo del sistema de tuberías y la pérdida de carga total asociada a estas.

Tabla 10. Perdidas de carga en la de tubería

| CARACTERÍSTICAS | VALOR |
|--|--------------|
| Coefficiente de pérdida calorífica [W_t/m] | 10,200 |
| Multiplicador de largo de tubería [-] | 2,6 |
| Largo del sistema de tubería [m] | 352.217 |
| Perdida de carga total [kW_t] | 3,592.61 |

Fuente: (SAM,2020)

E) Bloque de Potencia

Para el bloque de potencia se eligió un ciclo Rankine, que consta de dos intercambiadores de calor donde se transfiere la energía térmica del fluido de trabajo al agua, un precalentador, un evaporador y un sobrecalentador. SAM presenta parámetros de diseño para el ciclo Rankine con base a los 50MW instalados. Estos parámetros de diseño se presentan en la tabla 11.

Tabla 11. Parámetros de diseño para bloque de potencia

| PARÁMETROS DE DISEÑO | VALOR |
|--|--------------|
| Potencia de bomba para HTF [kW/(kg/s)] | 0.55 |
| Fracción de potencia térmica necesaria para standby [-] | 0.2 |
| Tiempo de puesta en marcha del ciclo de potencia [h] | 0.5 |
| Fracción de potencia térmica necesaria para puesta en marcha del ciclo [-] | 0.5 |
| Operación mínima de la turbina [-] | 0.2 |
| Operación máxima de turbina sobre el valor de diseño [-] | 1.05 |
| Flujo másico de HTF [kg/s] | 312.0 |

Fuente: (SAM,2020)

En la Tabla 12 se especifican los parámetros de un ciclo Rankine común. Estos parámetros son recomendados por SAM para determinar el comportamiento del ciclo de potencia. En esta investigación se eligió que la presión del fluido permaneciera constante cuando esta no cumpliera con punto de diseño. Se optó por un tipo de condensador que utilizara aire en lugar de ser húmedo para descartar pérdidas térmicas.

Tabla 12. Parámetros del ciclo Rankine

| PARÁMETROS | VALOR |
|--|-------------------|
| Presión de operación del evaporador [Bar] | 100 |
| Fracción de purga del ciclo de vapor [-] | 0.02 |
| Control de presión de entrada a la turbina | Presión constante |
| Tipo de condensador | Enfriado por aire |
| Temperatura ambiente de diseño [°C] | 42 |
| Diferencia de Temperatura inicial de diseño [°C] | 16 |
| Razón de presión en el condensador [-] | 1.0028 |
| Presión mínima del condensador [inHg] | 2 |
| Niveles del sistema de enfriamiento [-] | 8 |

Fuente: (SAM,2020)

F) Almacenamiento

Para la investigación se optó por un almacenamiento con dos tanques, el primero para el almacenamiento de sal fundida caliente y el segundo para el almacenamiento frío. Esta opción es la más utilizada en los proyectos de centrales CSP. En la tabla 13 se muestran las características del almacenamiento térmico del proyecto proporcionadas por el simulador y adecuadas a un escenario de 10 horas del almacenamiento térmico. La capacidad térmica del almacenamiento TES se calcula haciendo uso de la ecuación 10 ubicada en el capítulo 3 de la presente investigación.

Tabla 13. Características del almacenamiento térmico

| PARÁMETROS | VALOR |
|---|--------------|
| Tipo de almacenamiento | Dos tanques |
| Capacidad de almacenamiento térmico [MW _t h] | 1,335.0 |
| Volumen de HTF disponible [m ³] | 6,211 |
| Altura del estanque [m] | 12 |
| Altura mínima del fluido [m] | 1 |
| Volumen del estanque [m ³] | 6,775 |
| Pares de estanques en paralelo [-] | 1 |
| Diámetro del estanque [m] | 26.8 |
| Coefficiente de pérdida [W _t /m ² K] | 0.4 |
| Perdida de calor estimada [MW _t] | 0.43 |
| Porcentaje inicial de sales caliente [%] | 30 |
| Temperatura mínima del estanque frío [°C] | 280 |
| Capacidad del calentador del estanque frío [MW _e] | 15 |
| Temperatura mínima del estanque caliente [°C] | 500 |
| Capacidad del calentador del estanque caliente [MW _e] | 30 |
| Eficiencia del calentador de estanque [-] | 0.99 |
| Densidad de la sal [kg/m ³] | 1,808.48 |

Fuente: (SAM, 2020)

4.6.2 BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN

La investigación inició con la recopilación de datos relacionados con el tema, se analizaron estudios de viabilidad y prefactibilidad en distintas partes del mundo. Se investigó la situación actual de las centrales termosolares CSP alrededor del mundo, visto de un macro y microentorno. Se prosiguió a investigar sobre teorías que sustenten la investigación y se conceptualizaron algunos términos mencionados a lo largo del estudio.

4.6.3 DETERMINACIÓN DE VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

Se prosiguió a la elección de la variable dependiente y que variables independientes la afectarán dentro en la investigación. Como variable dependiente se eligió el LCOE, ya que este parámetro engloba los valores del estudio tecno-económico y en base a estos resultados se puede determinar la viabilidad del proyecto. Las variables independientes elegidas son: La inversión inicial, la vida útil del proyecto, la energía generada, costos de O&M, el impacto ambiental, el almacenamiento térmico de energía y la potencia instalada.

4.6.4 DATOS METEOROLÓGICOS Y SIMULACIONES EN SAM

Para continuar con el desarrollo de la investigación, se recopilan datos de irradiación normal directa, velocidad del viento, horas solares, etc. de la base meteorológica de SAM. Teniendo estos valores el software adapta los componentes a las condiciones presentadas. SAM optimiza las dimensiones de la torre y el arreglo de los heliostatos a manera de reducir cantidades y costos. Al realizar las simulaciones se proyectan resultados de generación de energía que serán utilizados para el análisis técnico.

4.6.5 ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO

Con los valores obtenidos en las simulaciones de SAM, se procede a desarrollar un análisis tecno-económico, tomando en consideración parámetros como vida útil del proyecto y la tasa de inflación. El análisis económico se hizo con base a dos escenarios de financiamiento de la inversión inicial: Con financiamiento y sin financiamiento. En ambos escenarios se toman los mismos valores

de Inversión inicial y costos de O&M. En el escenario con financiamiento se proyecta una deuda del 70% por medio de un préstamo y el 30% de la inversión corre por parte de los accionistas. Mientras tanto, para el caso sin financiamiento la totalidad de la inversión proviene de los accionistas. Se calculan valores de salida como VAN, TIR, periodo de recuperación y flujo de efectivo durante la vida útil del proyecto. En la tabla 14 se presenta el desglose costo de una central CSP.

Tabla 14. Costos de una planta CSP

| Item | Valor | Descripción |
|---|-------|--|
| Campo de heliostatos [\$/m ²] | 140 | Costo por metro cuadrado del área total reflectiva, toma en cuenta la compra de los heliostatos, cableado, seguimiento, equipos y trabajo necesarios para la instalación. |
| Costo de la torre [\$] | - | Costo calculado con ecuación 5. Y valores de tabla 7. |
| Costo del receptor [\$] | - | Costo calculado con ecuación 6. |
| Almacenamiento de energía térmico [\$/ kWh _t] | 22 | Costo por capacidad de almacenamiento térmico en kilowatts térmicos hora, toma en cuenta el costo relacionados a la instalación del sistema de almacenamiento térmico, incluye equipos y trabajo relacionados. |
| Ciclo de potencia [\$/kW _e] | 1,040 | Costo por Mega watt eléctrico de la potencia bruta del sistema de potencia, toma en cuenta costos de instalación. |
| Contingencia [%] | 5 | Porcentaje de la inversión inicial (campo de heliostatos, ciclo de potencia, almacenamiento de energía térmica, torre y receptor). |
| Seguros [%] | 0.7 | Porcentaje de la inversión inicial (campo de heliostatos, ciclo de potencia, almacenamiento de energía térmica, torre y receptor). |
| Costo fijo de O&M [\$/kW] | 65 | Costo anual que depende de la potencia de diseño. |
| Costo por Permiso Ambiental [%] | 0.10 | Costo que depende de la inversión inicial |
| Costo por Permiso de Construcción [%] | 1 | Costo que depende de la inversión inicial |

Fuente: (SAM, 2020)

4.6.6 ANÁLISIS AMBIENTAL

Se realiza un análisis ambiental para determinar el impacto ambiental generado por la concentración de irradiación por medio de los heliostatos en un punto. Se determina la cantidad de emisiones de CO₂ a la atmosfera.

En la Ilustración 24 se presenta el esquema de la metodología que se siguió para la elaboración de la correspondiente investigación.

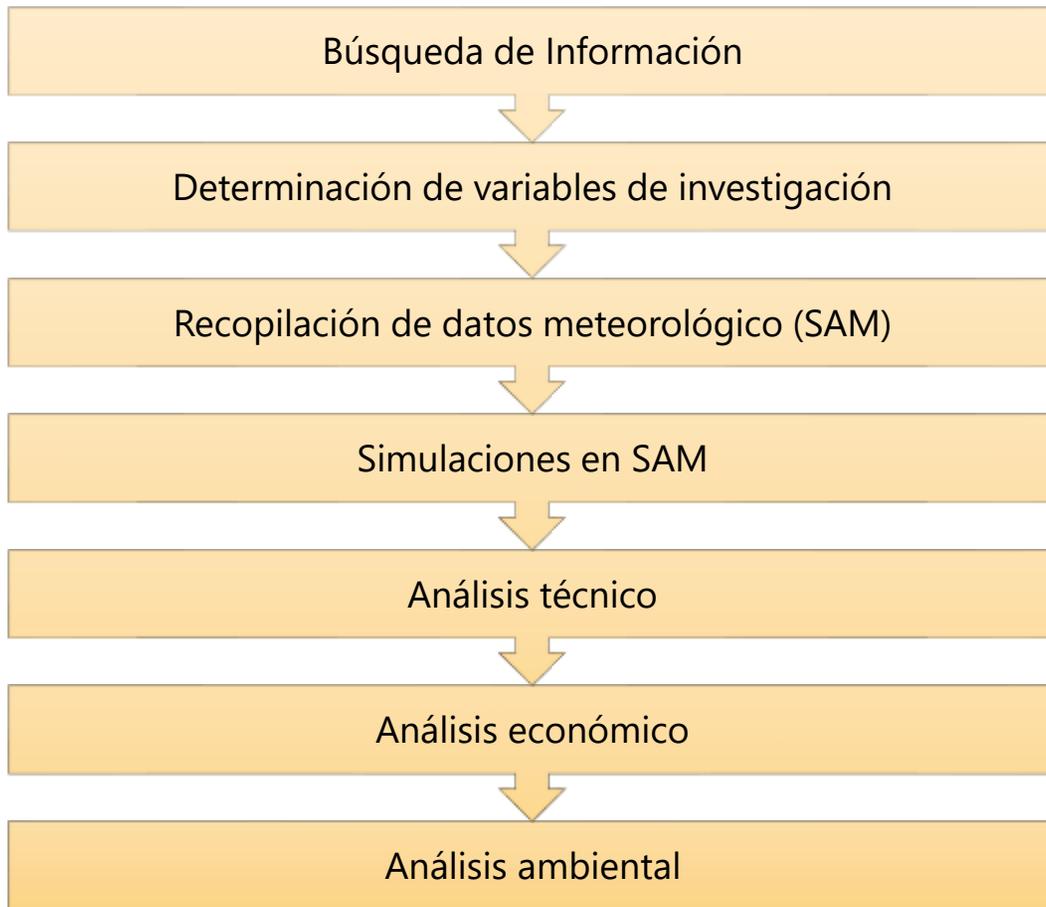


Ilustración 24. Metodología de investigación

Fuente: Elaboración Propia

4.7 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Tabla 15. Cronograma de Actividades

| Actividades | Semanas | | | | | | | | | |
|---|---------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Resumen | | | | | | | ■ | | | |
| Introducción | | ■ | | | | | ■ | | | |
| Planteamiento del problema | ■ | | | | | | | | | |
| Marco teórico | | ■ | | | | | | | | |
| Metodología | | | ■ | ■ | | | | | | |
| Simulaciones SAM | | | ■ | ■ | | | | | | |
| Análisis Tecno-económico | | | | ■ | | | | | | |
| Resultados y Análisis | | | | ■ | ■ | ■ | | | | |
| Conclusiones | | | | | | | ■ | | | |
| Recomendaciones | | | | | | | ■ | | | |
| Aplicabilidad/ Implementación | | | | | | | | ■ | | |
| Evolución de trabajo actual/ trabajo futuro | | | | | | | | ■ | | |
| Bibliografía | | ■ | ■ | ■ | ■ | | | ■ | | |
| Anexos | | | | | | | | | ■ | |
| Informe final | | | | | | | | | ■ | |
| Pre-defensa | | | | | | | | | | ■ |

Fuente: Elaboración Propia

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA

Para determinar la generación de energía eléctrica es necesario conocer las especificaciones técnicas del proyecto, basándonos en los parámetros y características mencionada en el capítulo 4 de esta investigación. En la ilustración 25 se muestra el diagrama de funcionamiento del proyecto analizado en esta investigación. Se detallan cada una de sus fases comenzando desde la captación del flujo solar y la reflexión de este por parte de los heliostatos hacia el receptor central. En el receptor central la energía solar se transforma en energía térmica por medio de paneles que constan de tuberías donde se calienta el fluido de trabajo, que es el responsable de transferir esa energía térmica al agua utilizada en la turbina de vapor ubicada en el bloque de potencia. Este fluido de trabajo puede ir directamente al bloque de potencia o ser almacenado en tanques para ser utilizado en horas no solares.

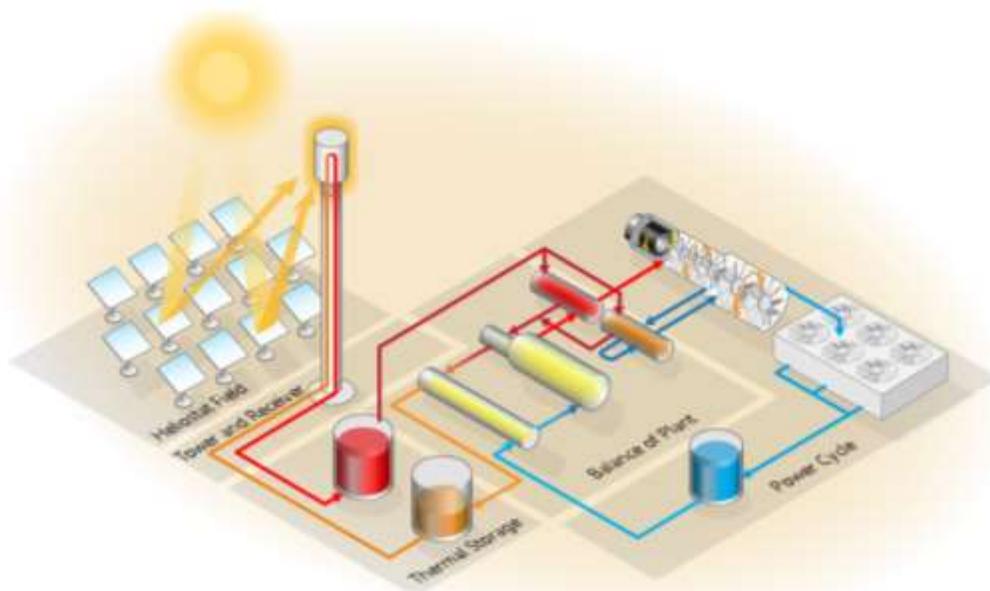


Ilustración 25. Diagrama de funcionamiento del Sistema de Torre Central

Fuente: (SAM,2020)

En la tabla 16 se muestran las propiedades de los heliostatos utilizados en los dos proyectos. Estas propiedades son valores proporcionados por SAM para evitar pérdidas causadas por bloqueos o sombras en los heliostatos.

Tabla 16. Propiedades de los Heliostatos

| PROPIEDAD | VALOR |
|---------------------------------------|--------------|
| Ancho de heliostato [m] | 12.2 |
| Alto de heliostato [m] | 12.2 |
| Fracción de área reflectante | 0.97 |
| Área del heliostato [m ²] | 144.37 |
| Error de Imagen Reflectada [rad] | 1.53 |
| Error de imagen Total [rad] | 4.32 |

Fuente: (SAM, 2020)

En la Tabla 17 se presenta la comparación en dimensiones de la torre y el receptor central presentada para cada departamento, así como la cantidad de heliostatos asociadas a dichas dimensiones por la optimización realizada en SAM.

Tabla 17. Dimensiones de torre, receptor central y campo de heliostatos

| DIMENSIONES | VALLE | CHOLUTECA |
|----------------------------------|--------------|------------------|
| Numero de heliostatos | 4,047 | 4,184 |
| Altura de la torre [m] | 152.49 | 135.46 |
| Altura del receptor [m] | 13.65 | 13.26 |
| Diámetro del receptor [m] | 12.35 | 12.10 |
| Número de paneles en el receptor | 20 | 20 |

Fuente: (SAM, 2020)

La geometría del campo solar depende de la ubicación del proyecto y los datos meteorológicos de la zona. Honduras es un país cercano al ecuador por lo que la geometría óptima para el proyecto es de diseño radial o circular. El número de heliostatos requeridos para cumplir con la reflexión de flujo solar necesaria para el funcionamiento de la central se puede determinar mediante cálculos o la función de optimización presentada por SAM donde el número de heliostatos está ligada a la altura tanto de la torre como del receptor central. En la ilustración 26 (a) se presenta la geometría del campo solar en el departamento de Valle y (b) se presenta la geometría del campo solar en Choluteca.

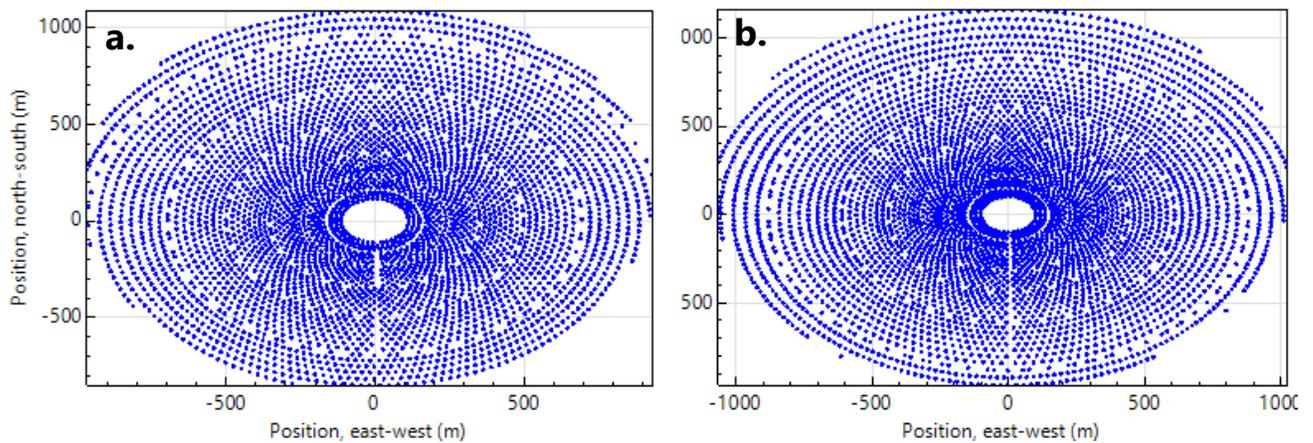


Ilustración 26. Geometría del campo de heliostatos de Valle y Choluteca

Fuente: (SAM, 2020)

Las simulaciones en SAM determinan la generación anual de energía eléctrica en los dos departamentos con base a las dimensiones y parámetros definidos para ambos escenarios. Se le aplicó un factor de degradación anual al sistema de 0.2% causada por la degradación de la capacidad reflexiva de los heliostatos. En la tabla 18 e ilustración 27 se presentan los valores de energía eléctrica generada por la central en el departamento de Valle durante la vida útil del proyecto.

Tabla 18. Energía eléctrica generada por la central CSP en el departamento de Valle

| Año | Generación anual de energía eléctrica [GWh] |
|-------|---|
| 1 | 216.903 |
| 2 | 216.469 |
| 3 | 216.036 |
| 4 | 215.604 |
| 5 | 215.172 |
| 6 | 214.742 |
| 7 | 214.313 |
| 8 | 213.884 |
| 9 | 213.456 |
| 10 | 213.029 |
| 11 | 212.603 |
| 12 | 212.178 |
| 13 | 211.754 |
| 14 | 211.330 |
| 15 | 210.908 |
| 16 | 210.486 |
| 17 | 210.065 |
| 18 | 209.645 |
| 19 | 209.225 |
| 20 | 208.807 |
| 21 | 208.389 |
| 22 | 207.973 |
| 23 | 207.557 |
| 24 | 207.141 |
| 25 | 206.727 |
| 26 | 206.314 |
| 27 | 205.901 |
| 28 | 205.489 |
| 29 | 205.078 |
| 30 | 204.668 |
| Total | 6,321.846 |

Fuente: (SAM,2020)

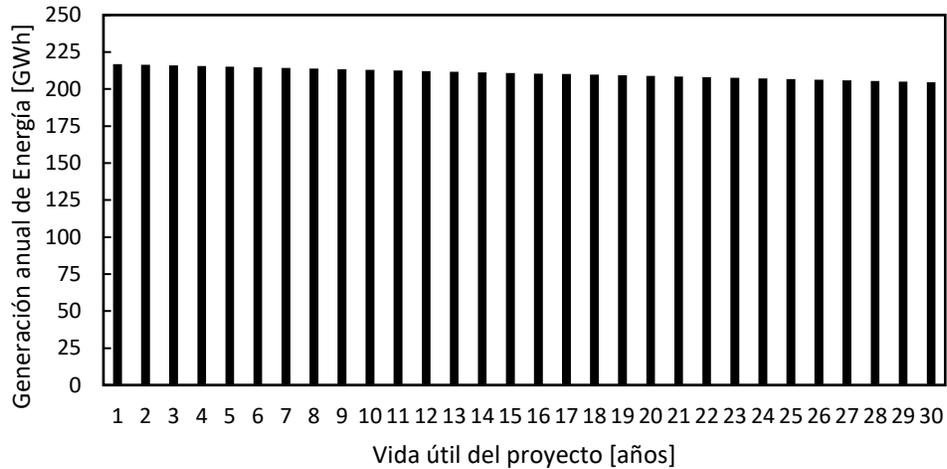


Ilustración 27. Generación de energía eléctrica del proyecto en Valle durante su vida útil

Fuente: (SAM, 2020)

La generación de energía eléctrica en el departamento de Valle en el primer año de operación es de 216.903 GWh. Esta producción de energía eléctrica va reduciéndose linealmente al pasar de los años debido al factor de degradación aplicado al sistema debido a la pérdida de reflexión presentado en los heliostatos. En el año 30 se proyecta una generación de 204.668 GWh. Lo que es un 5.98% menos en comparación al año uno.

En la tabla 19 e ilustración 28 se muestran los valores de energía eléctrica generada por la central CSP en el departamento de Choluteca durante la vida útil del proyecto.

Tabla 19. Energía eléctrica generada por la central CSP en el departamento de Choluteca

| Año | Generación anual de energía [GWh] |
|-------|-----------------------------------|
| 1 | 197.377 |
| 2 | 196.983 |
| 3 | 196.589 |
| 4 | 196.196 |
| 5 | 195.803 |
| 6 | 195.412 |
| 7 | 195.021 |
| 8 | 194.631 |
| 9 | 194.241 |
| 10 | 193.853 |
| 11 | 193.465 |
| 12 | 193.078 |
| 13 | 192.692 |
| 14 | 192.307 |
| 15 | 191.922 |
| 16 | 191.538 |
| 17 | 191.155 |
| 18 | 190.773 |
| 19 | 190.391 |
| 20 | 190.011 |
| 21 | 189.631 |
| 22 | 189.251 |
| 23 | 188.873 |
| 24 | 188.495 |
| 25 | 188.118 |
| 26 | 187.742 |
| 27 | 187.366 |
| 28 | 186.992 |
| 29 | 186.618 |
| 30 | 186.244 |
| Total | 5,752.768 |

Fuente: (SAM, 2020)

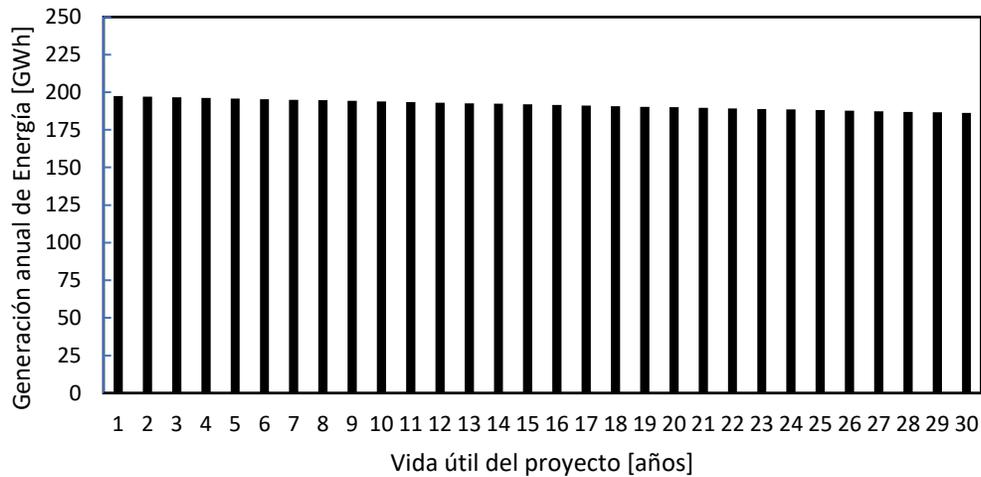


Ilustración 28. Generación de energía eléctrica del proyecto en Choluteca durante su vida útil

Fuente: (SAM, 2020)

En el departamento de Choluteca se presentó una generación de energía eléctrica en el primer año de operación de 197.377 GWh. Un 9.89% menor a la energía generada en el departamento de Valle, esto debido a las condiciones meteorológicas del departamento. En el año 30 se proyecta una producción de electricidad de 186.244 GWh, al igual que en el escenario del departamento de Valle la generación presenta un decremento del 5.98% debido al factor de degradación.

5.2 COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Según la Agencia Internacional de Energía Renovable, IRENA por sus siglas en inglés, (2020) el costo específico de capital de una central CSP de torre central con almacenamiento de más de 8 horas se encuentra entre 4,077 – 5,874 \$/kWh. Estos valores varían dependiendo del tipo de tecnología CSP utilizada y si la central cuenta con almacenamiento térmico. Un sistema de almacenamiento térmico aumenta el costo específico de capital, pero este hecho se ve compensado por incremento el factor de planta de la central debido a las horas de operación que aporta.

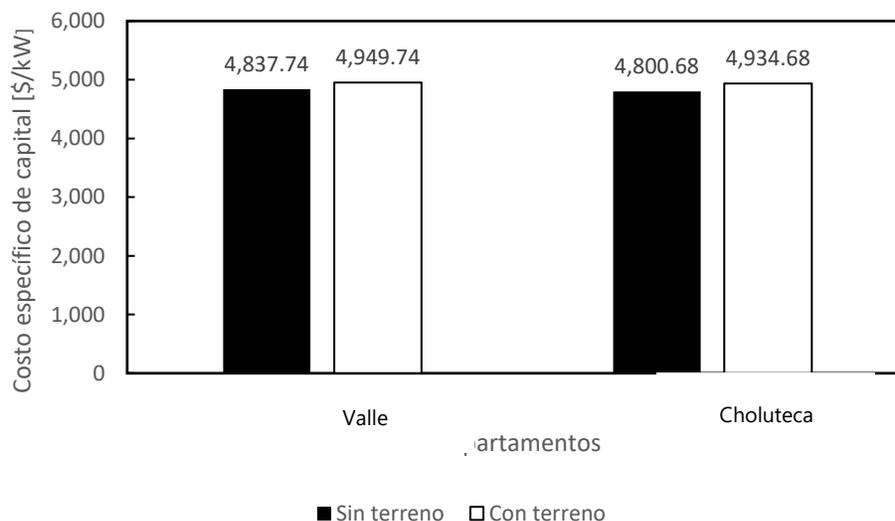


Ilustración 29. Comparación de Costo específico de capital en los departamentos de Valle y Choluteca

Fuente: Elaboración propia

En la ilustración 29. se muestra una comparación del costo específico de capital en ambos departamentos. Se presentaron dos escenarios, con terreno y sin terreno. Se observa que la inclusión del costo del terreno representa un incremento en el costo específico de capital, siendo el costo total del terreno de \$5,600,000 en Valle y de \$6,700,000 en Choluteca. En el departamento de Valle sin considerar el precio de terreno se presentó un valor de 4,837.74\$/kW y al considerar el terreno el valor aumento a 4,937.74 \$/kW. En el departamento de Choluteca se observó el mismo comportamiento conforme la inclusión del terreno. Sin considerar el valor del terreno el costo específico de capital tiene un valor de 4,800.67\$/kW. El costo del terreno en Choluteca es menor en comparación a los valores encontrados en el departamento de Valle por lo que el costo específico de capital tomando en consideración el valor del terreno presenta un incremento menor en este departamento con 4,934.68 \$/kW.

Los costos de operación y mantenimiento del proyecto en ambos departamentos poseen el mismo valor de \$3,250,000 tomando los valores de costos presentados por NREL (National Renewable Energy Laboratory).

5.3 COSTO DE TERRENO Y COBERTURA DEL SUELO

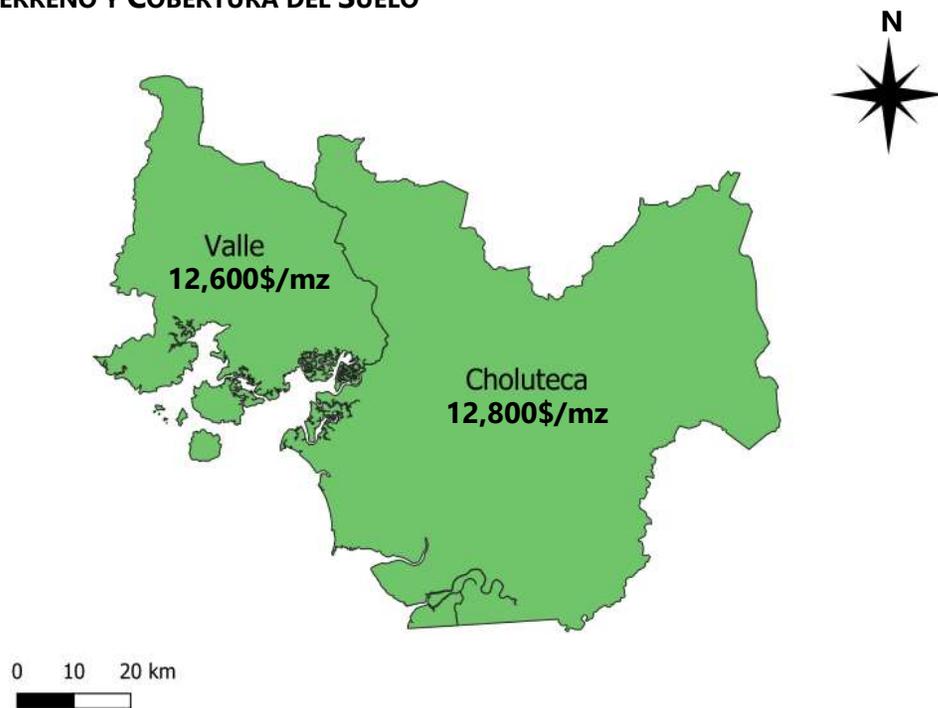


Ilustración 30. Costo de la Manzana de terreno en los Departamentos de Valle y Choluteca

Fuente: Elaboración propia

En la ilustración 30 se presenta el costo promedio del terreno en ambos departamentos utilizados en esta investigación. El costo del terreno varía según el municipio, ubicación y las condiciones en las que se encuentre este. Por todas estas variaciones se realizó un promedio de los valores encontrados con base a cotizaciones realizadas en la zona.

La cobertura de suelo del proyecto en ambos departamentos depende de las dimensiones del campo de heliostatos, la torre central, el almacenamiento térmico y el bloque de potencia. Al presentar distintos valores en el campo de heliostatos la cobertura del suelo varía en los departamentos. En Valle se considera el área total del proyecto en 440 manzanas de terreno mientras que en Choluteca se considera un área total de 520 manzanas, esto debido a que la cantidad de heliostatos es mayor en este departamento.

5.4 COSTO NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD (LCOE)

Tomando en cuenta los valores de generación anual de energía eléctrica, y calculando los costos de inversión mencionados en el capítulo 4 se determina la inversión inicial del proyecto. En la tabla 20 se detallan los parámetros de entrada para la evaluación técnica y económica del proyecto.

Para el cálculo de LCOE se consideran dos escenarios de financiamiento del proyecto: Con financiamiento y sin financiamiento. Dentro de estos dos escenarios se toman dos consideraciones. En la primera no se incluye el valor del terreno en la inversión inicial mientras que en la segunda consideración sí.

Según IRENA (2020) estimó que el promedio ponderado global en el 2019 de LCOE de la CSP es de 0.182 \$/kWh tomando en cuenta las cuatro tecnologías. El valor de LCOE puede variar debido a la implementación de almacenamiento térmico. En 2018 se presentaron proyectos en China que presentaron valores de LCOE de 0.10 \$/kWh. IRENA proyecta para el 2021 un valor de LCOE entre 0.075-0.094 \$/kWh lo que representa un decremento en el valor de hasta el 33%.



Ilustración 31. LCOE ponderado global

Fuente: (IRENA, 2020)

Tabla 20. Parámetros de entrada

| PARÁMETROS DE ENTRADA | VALOR |
|--|--------------------------|
| Capacidad instalada [kW] | 50,000 |
| Costo de capital específico [\$/kW] | Depende del Escenario |
| Costo del terreno [\$/m ²] | Depende del departamento |
| Campo de heliostatos [\$/m ²] | 140.00 |
| Almacenamiento de energía térmico [\$/kWh _t] | 22.00 |
| Ciclo de potencia [\$/kW _e] | 1,040.00 |
| Costo de la torre [\$] | Depende del departamento |
| Costo del receptor [\$] | Depende del departamento |
| Costo por Permiso Ambiental [%] | 0.10% |
| Costo por Permiso de Construcción [%] | 1% |
| Contingencia [%] | 5% |
| Tasa de inflación [%] | 1.5% |
| Tarifa de energía eléctrica [\$/kWh] | 0.141 |
| Incremento anual [%] | 1.5% |
| Costo por O&M [\$/kW-año] | 65 |
| Inversión de fondos propios [%] | 40% |
| Tasa de interés fondos propios [%] | 10% |
| Deuda [%] | 60% |
| Tasa de interés préstamo [%] | 8.5% |
| Plazo de préstamo [años] | 10 |
| Tasa impositiva ISR [%] | 25% |
| Seguros [%] | 0.7% |
| Factor de degradación anual [%] | 0.2% |
| Vida útil del proyecto [años] | 30 |
| Tasa de descuento [%] | 10% |
| Costo capital promedio ponderado [%] | 8.55% |

Fuente: Elaboración propia a partir de (SAM,2020)

5.4.1 LCOE SIN FINANCIAMIENTO Y SIN CONSIDERAR EL VALOR DEL TERRENO

En este escenario se considera que el valor total del proyecto será financiado por los inversionistas. Además de esto, no se considera el valor del terreno en la inversión inicial.

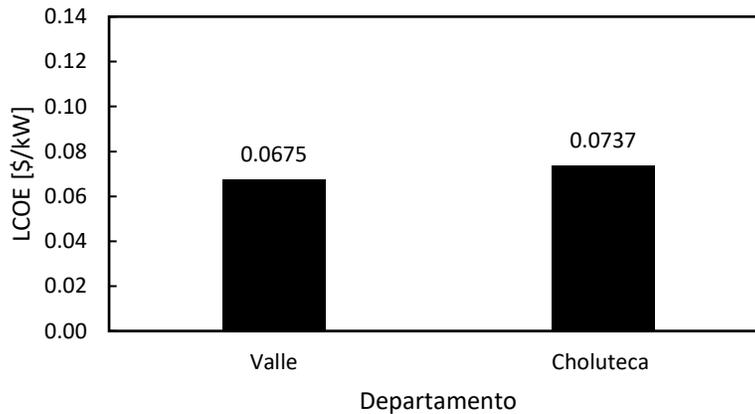


Ilustración 32. LCOE sin financiamiento y sin considerar el valor del terreno

Fuente: Elaboración propia

En la ilustración 32 se presentan los valores de LCOE de ambos departamentos tomando en cuenta los escenarios y consideraciones correspondientes. Para el departamento de Valle se presenta un LCOE de 0.0675 \$/kWh y el departamento de Choluteca presenta un mayor LCOE con un valor de 0.737\$/kWh.

Tabla 21. Parámetros de salida económicos sin financiamiento y sin considerar el valor del Terreno

| | VALLE | CHOLUTECA |
|---------------------------------------|------------|------------|
| VAN [\$] | 11,475,587 | -5,700,488 |
| TIR [%] | 10.6% | 9.2% |
| Periodo de Recuperación [años] | 8.01 | 8.08 |
| ROI [%] | 5% | -2% |
| LCOE [\$/kWh] | 0.0675 | 0.0737 |

Fuente: Elaboración propia

Tomando en consideración los parámetros de entrada y el escenario correspondientes se determinaron los valores de salida. En este escenario el VAN del proyecto en el departamento de

Valle es mayor a cero por lo que se puede decir que el proyecto es rentable. Caso contrario al departamento de Choluteca donde el valor del VAN es negativo por lo que el proyecto no es rentable. La Tasa Interna de Retorno (TIR) del departamento de Valle (10.6%) es 15.2% mayor en comparación del departamento de Choluteca (9.2%). No obstante, el periodo de recuperación es similar para ambos departamentos. En la ilustración 33 e ilustración 34 se presenta el flujo de efectivo en los departamentos correspondientes.

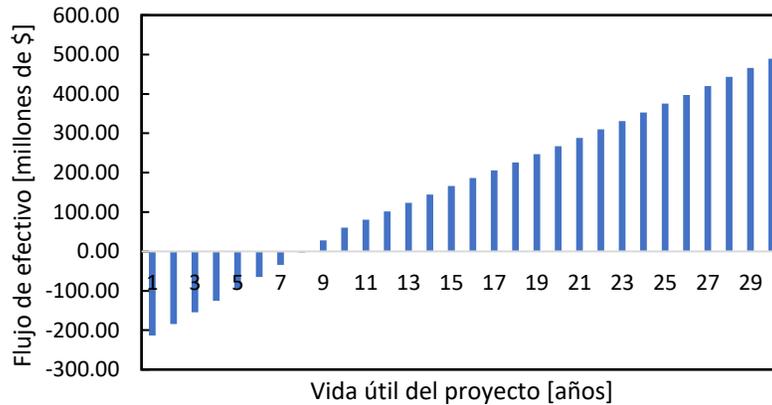


Ilustración 33. Flujo de efectivo sin financiamiento y sin considerar el valor del terreno en el departamento de Valle

Fuente: Elaboración Propia

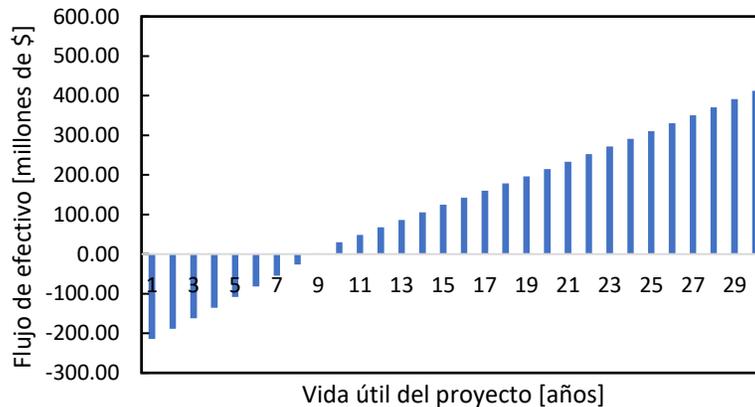


Ilustración 34. Flujo de efectivo sin financiamiento y sin considerar el valor del terreno en el departamento de Choluteca

Fuente: Elaboración Propia

5.4.2 LCOE SIN FINANCIAMIENTO Y CONSIDERANDO EL VALOR DEL TERRENO

En este escenario se considera que el valor total del proyecto será financiado por los inversionistas. Además de esto, no se considera el valor del terreno en la inversión inicial.

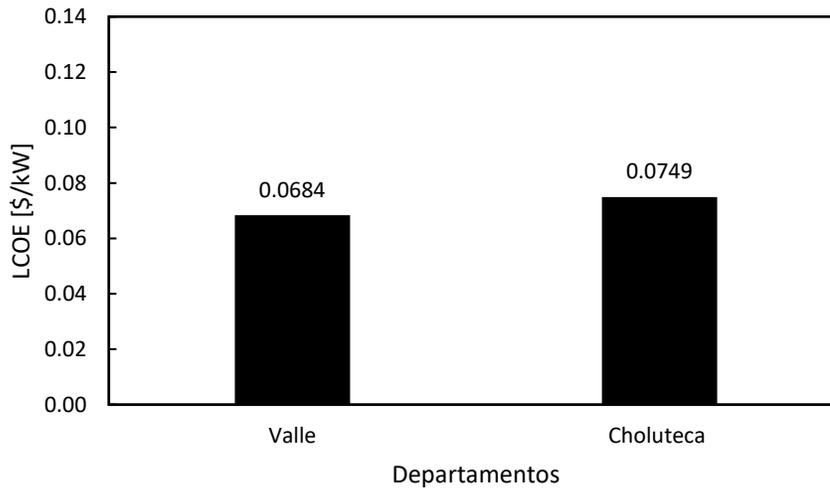


Ilustración 35. LCOE sin financiamiento y considerando el valor del terreno

Fuente: Elaboración propia

En la Ilustración 35 se presentan los valores correspondientes de LCOE a ambos departamentos y se puede determinar que Valle presenta un LCOE de 0.683\$/kWh menor al valor presentado en Choluteca de 0.744\$/kWh. Se observa que el valor de LCOE aumenta en ambos departamentos debido a la consideración del valor del terreno.

Tabla 22. Parámetros de salida económicos sin financiamiento considerando el Valor del Terreno

| | VALLE | CHOLUTECA |
|---------------------------------------|-----------|-------------|
| VAN [\$] | 5,875,587 | -20,334,763 |
| TIR [%] | 10.3% | 8.9% |
| Periodo de Recuperación [años] | 8.02 | 9.01 |
| ROI [%] | 2% | -8% |
| LCOE [\$/kWh] | 0.0684 | 0.0749 |

Fuente: Elaboración Propia

En la tabla 22 se presentan los valores de salida considerando todos los parámetros de entrada y el escenario estudiado. Se presenta una TIR de 10.3% en Valle y de 9.01% en el departamento de Choluteca. Los periodos de recuperación para los departamentos de Valle y Choluteca se proyectan en menos de 10 años. El VAN presentado en el departamento de Valle presenta un valor mayor a cero por lo que también se puede considerar rentable. Choluteca presenta un valor negativo en el VAN, lo que significa que el proyecto en estas condiciones no es rentable. En las ilustraciones 36 y 37 se presenta el flujo de efectivo del proyecto durante toda su vida útil.

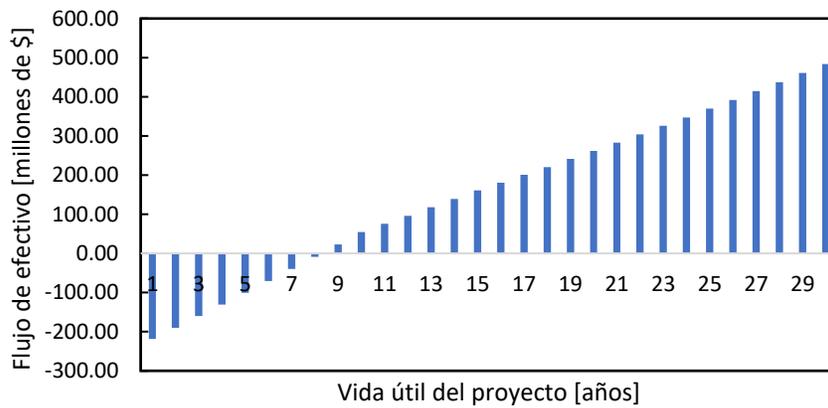


Ilustración 36. Flujo de efectivo sin financiamiento considerando el valor del terreno en el departamento de Valle

Fuente: Elaboración Propia

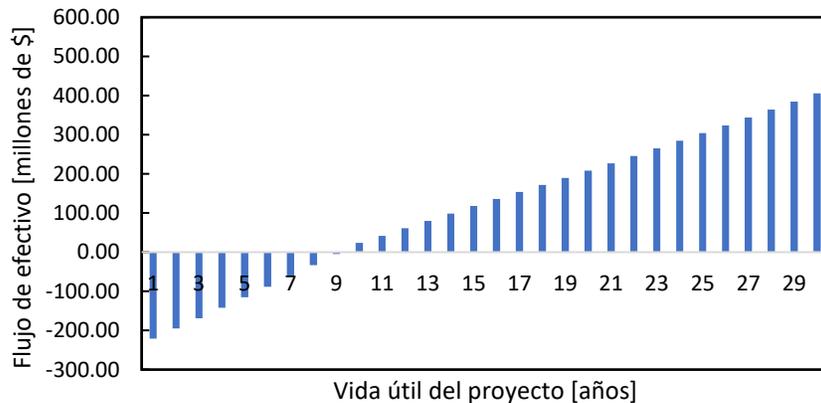


Ilustración 37. Flujo de efectivo sin financiamiento considerando el valor del terreno en el departamento de Choluteca

Fuente: Elaboración Propia

5.4.3 LCOE CON FINANCIAMIENTO Y SIN CONSIDERAR EL VALOR DEL TERRENO

En este escenario se considera que el valor total del proyecto será financiado en un 70% por un ente financiero y el 30% restante por los inversionistas. Además de esto, no se considera el valor del terreno en la inversión inicial.

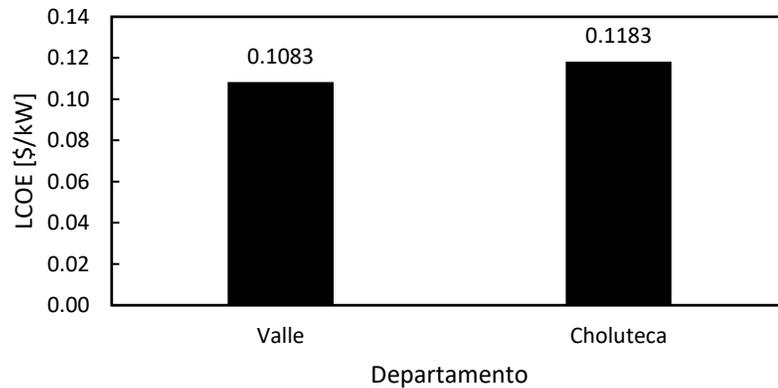


Ilustración 38. LCOE con financiamiento y sin considerar el valor del terreno

Fuente: Elaboración propia

En la ilustración 38 se presentan los valores de LCOE para los departamentos tomando en cuenta las consideraciones especificadas. El departamento de Valle muestra un LCOE de 0.1083 \$/kWh Y el departamento de Choluteca presenta un valor mayor con 0.01183\$/kWh.

Tabla 23. Parámetros de salida económicos con financiamiento y sin considerar el Valor del Terreno

| | VALLE | CHOLUTECA |
|---------------------------------------|-------------|-------------|
| VAN [\$] | -60,283,708 | -88,055,047 |
| TIR [%] | 5.9% | 4.5% |
| Periodo de Recuperación [años] | 15.08 | 18.03 |
| ROI [%] | -36% | -52% |
| LCOE [\$/kWh] | 0.1083 | 0.1183 |

Fuente: Elaboración Propia

La tabla 23 presenta los valores de salida correspondientes al escenario estudiado en este apartado. Se observa que los valores de VAN para ambos departamentos son menores a 0 por lo

que el proyecto no es rentable. El periodo de recuperación del proyecto está entre 15 y un poco más de 18 años. La TIR en ambos departamentos es menor al 6.0% por lo que los intereses a recibir por la inversión del proyecto serán bajos. En las ilustraciones 39 y 38 se presenta el flujo de efectivo del proyecto durante toda su vida útil.

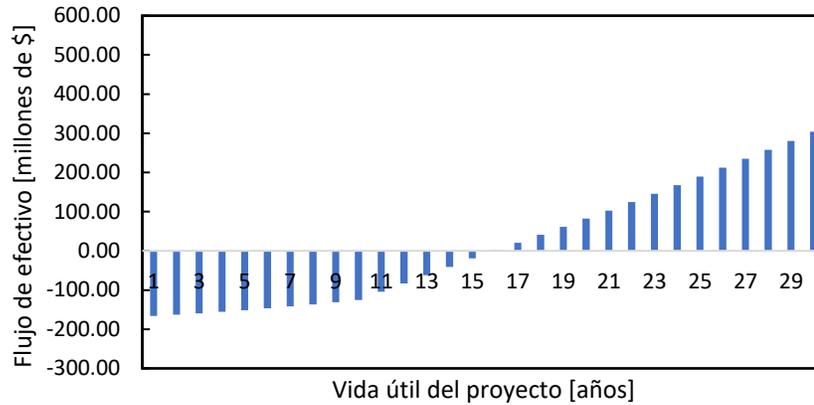


Ilustración 39. Flujo de efectivo con financiamiento y sin considerar el valor del terreno en el departamento de Valle

Fuente: Elaboración Propia

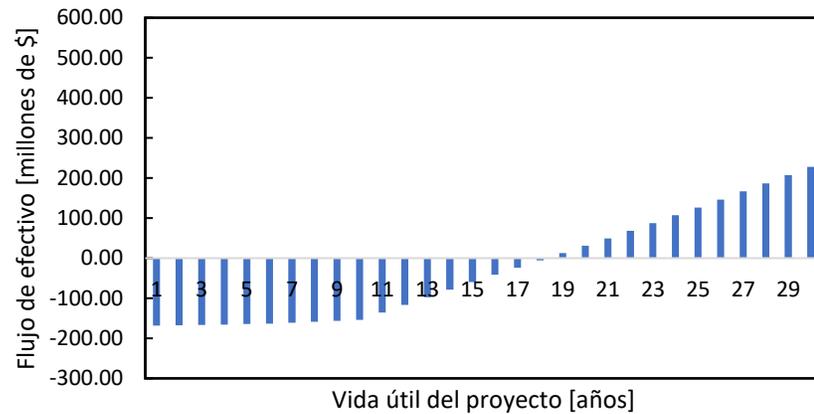


Ilustración 40. Flujo de efectivo con financiamiento y sin considerar el valor del terreno en el departamento de Choluteca

Fuente: Elaboración Propia

5.4.4 LCOE CON FINANCIAMIENTO Y CONSIDERANDO EL VALOR DEL TERRENO

En este escenario se considera que el valor total del proyecto será financiado en un 70% por un ente financiero y el 30% restante por los inversionistas. Además de esto, se considera el valor del terreno en la inversión inicial.

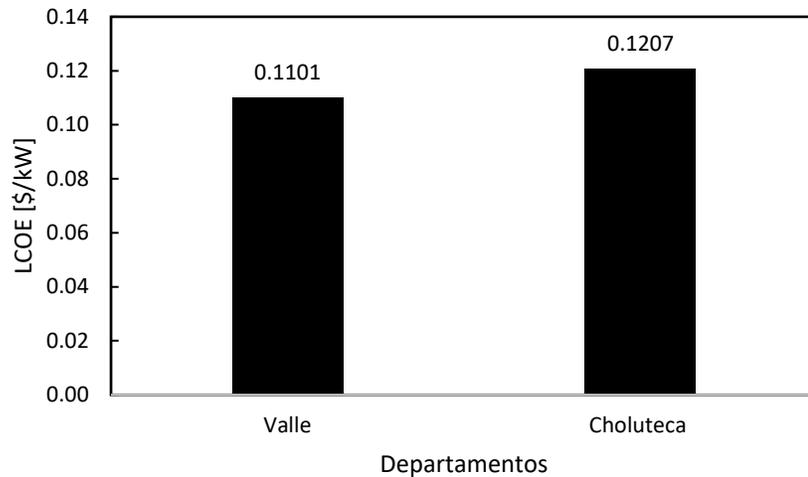


Ilustración 41. LCOE con financiamiento y considerando el valor del terreno

Fuente: Elaboración propia

En la ilustración 41 se presentan los valores de LCOE para ambos departamentos. El departamento de Valle con 0.1101\$/kWh, al igual que en los otros escenarios estudiados, presenta un valor de LCOE menor al Choluteca con 0.1207 \$/kWh.

Tabla 24. Parámetros de salida económicos con financiamiento y considerando el Valor del Terreno

| | VALLE | CHOLUTECA |
|---------------------------------------|-------------|-------------|
| VAN [\$] | -68,046,314 | -96,306,275 |
| TIR [%] | 5.6% | 4.2% |
| Periodo de Recuperación [años] | 16.04 | 18.08 |
| ROI [%] | -39% | -56% |
| LCOE [\$/kWh] | 0.1101 | 0.1207 |

Fuente: Elaboración Propia

En la tabla 24 se presentan los parámetros de salida económicos para el escenario estudiado. Observando los valores de VAN para ambos departamentos se concluye que el proyecto no es rentable ya que ambos valores son menores a 0. La TIR en ambos departamentos presenta valores menores a un 6% por lo que los intereses recibidos del proyecto serán bajos. En las ilustraciones 42 y 43 se presenta el comportamiento del flujo de efectivo del proyecto durante su vida útil.

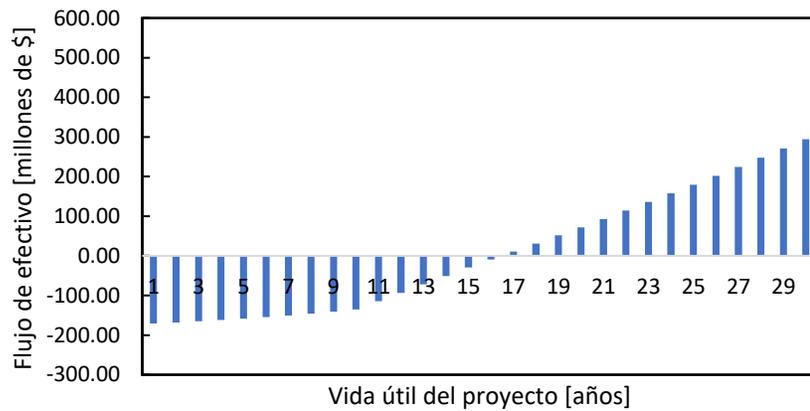


Ilustración 42. Flujo de efectivo con financiamiento considerando el valor del terreno en el departamento de Choluteca

Fuente: Elaboración Propia

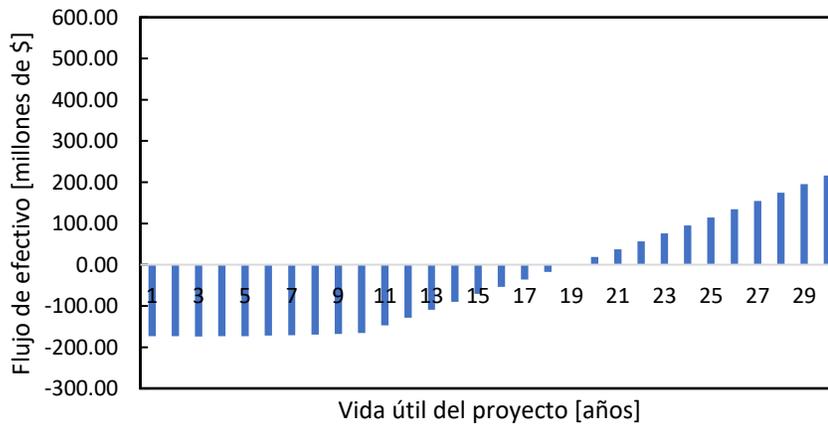


Ilustración 43. Flujo de efectivo con financiamiento y considerando el valor del terreno en el departamento de Choluteca

Fuente: Elaboración Propia

5.5 ANÁLISIS AMBIENTAL

La central de generación de energía CSP en su etapa de operación no genera emisiones de gases de efecto invernadero. Con su implementación se dejarían de emitir aproximadamente 293,000 toneladas de emisiones de CO₂. Si Honduras formara parte de un mercado de emisiones el proyecto podría vender a centrales de generación termoeléctrica sus emisiones a 30\$/ tonelada de CO₂ (precio en el mercado europeo). Esta venta de emisiones representaría un ingreso anual de \$8,790,000.

Otro factor que considerar es el consumo de agua del proyecto debido a la limpieza de los heliostatos. Se proyecta una limpieza semanal para el óptimo funcionamiento de los paneles en ambos departamentos. Debido a la cantidad de los heliostatos que posee el proyecto el consumo de agua en el departamento de Valle, 42,335 m³ de agua al año, es mayor al consumo en Choluteca con 41,570 m³ de agua al año.

5.6 LIMITACIONES

En esta investigación se presentaron ciertas limitaciones que afectaron en la recolección de datos y en los resultados de la misma.

1. La falta de información centrada solo en la tecnología CSP con receptor central. Ya que en los informes oficiales presentan costos de capital específico y LCOE de la tecnología CSP en general, comprendiendo las cuatro tecnologías. Algunas de estas tecnologías todavía se encuentran en proceso de crecimiento y presentan costos y LCOE altos, lo que afecta el promedio ponderado de la tecnología CSP.
2. En el análisis financiero, se utilizó como tarifa eléctrica el valor de venta de la energía solar en el país. Esta tarifa está dirigida al sector solar fotovoltaico. La energía solar fotovoltaica presenta valores de inversión 60% menos que la energía solar CSP. Por lo que la tarifa de venta de energía eléctrica no va de acorde a los valores requeridos por el proyecto.
3. La falta de información pública catastral en el país. Ya que para determinar el valor del terreno se procedió a realizar cotizaciones en la zona debido a que no existe una base de dato por parte del Instituto de la Propiedad que facilite valores de terreno en la zona.

VI. CONCLUSIONES

La investigación presentada ha logrado evaluar de manera técnica económica y ambiental la implementación de una central CSP de Receptor central con almacenamiento térmico en el Sur de Honduras que cuenta con una potencia instalada de 50 MW y almacenamiento térmico de 10 horas. La investigación reveló los siguientes resultados:

1. El análisis tecno económico muestra que la mejor locación para la central termosolar CSP es el departamento de Valle, ya que cuenta con una mayor irradiación directa normal. Valle cuenta con un recurso solar de 6.33 kWh/m² al día, mientras que Choluteca cuenta con una irradiación directa normal de 5.97 kWh/m². Valle presenta valores de salida financieros más prometedores que Choluteca.
2. Se muestra que el Departamento con mayor generación de energía eléctrica es Valle con una generación total de 6,321.84 GWh durante los 30 años en el que el proyecto estará en operación. El departamento de Choluteca tiene una generación estimada de 5,752.76 GWh en la vida útil del proyecto. Esto representa una diferencia de aproximadamente 570 GWh entre ambos departamentos.
3. Los valores de inversión inicial varían en ambos departamentos debido a las dimensiones del campo y el costo del terreno. El departamento de Choluteca presenta costos de inversión más bajos en ambos escenarios presentados en la investigación, sin considerar el terreno con una capital total de inversión de \$240,033,823.10 y considerando el valor del terreno con \$246,733,823.08. Valle por otra parte presenta una inversión inicial sin considerar el terreno de \$241,887,025.09. y considerando el valor del terreno de \$247,487,025.09. El costo de O&M es el mismo para ambos departamentos debido a que la potencia instalada no varía.
4. El análisis financiero presenta valores de LCOE, VAN, TIR, Periodo de recuperación y ROI para el proyecto en ambos departamentos. Tomando en cuenta valores de LCOE se concluye que Valle presenta valores menores a Choluteca en todos los escenarios analizados. Se muestra que el proyecto presenta valores de VAN positivos para Valle no considerando y considerando el valor del terreno en un escenario sin financiamiento. Al

analizar el escenario con financiamiento se muestran valores negativos de VAN en este departamento. Por otra parte, el departamento de Choluteca presenta valores de VAN negativos en ambos escenarios, tanto sin financiamiento como con financiamiento.

5. La tecnología CSP de receptor central permite la generación de energía eléctrica produciendo cero emisiones de gases de efecto invernadero. El análisis ambiental presentó que la implementación de este tipo de tecnología permitiría que se dejaran de emitir aproximadamente 293,000 toneladas de emisiones de CO₂.

La mayor limitante para la investigación fue la falta de información actualizada de las centrales de receptor central en específico, debido a que los informes presentaban información sobre las centrales CSP en general, comprendiendo las cuatro tecnologías. Algunas de estas tecnologías todavía no se encuentran bien desarrolladas por lo que presentan costos de inversión y LCOE altos que afectan de manera significativa el promedio ponderado de estos valores en los informes generales de la tecnología CSP.

A pesar de esta limitación, se espera que este trabajo sirva como una base para los tomadores de decisiones o empresas que estén interesados en la implementación de nuevas tecnologías en Honduras u otros países donde no se ha ejecutado un proyecto de este tipo.

VII. RECOMENDACIONES

1. El estudio se realizó tomando en cuenta los departamentos de Valle y Choluteca debido a la disponibilidad del recurso. Se recomienda tomar en cuenta otros departamentos de la región centro occidental del país, ya que estos también cuentan con una irradiación directa normal alta.
2. La generación de energía eléctrica obtenida es a partir de simulaciones con receptor central y almacenamiento térmico de 10 horas, se recomienda analizar otros tipos de tecnologías CSP como discos o cilindros parabólicos. Así también aumentar o disminuir la cantidad de horas de almacenamiento térmico.
3. Los costos asociados al valor del terreno en el análisis financiero presentado en la investigación se tomaron de cotizaciones hechas en el 2020. Se recomienda utilizar valores actualizados en futuras investigaciones.
4. Considerando los valores de LCOE, VAN, TIR, periodo de recuperación y ROI presentados en la investigación. Se recomienda que la implementación de este tipo de centrales se realice en el departamento de Valle.
5. El análisis ambiental presentado en la investigación es en contexto general de una central CSP. Se recomienda realizar una investigación específica en el impacto ambiental que tendrá el proyecto en una locación exacta.

VIII. APLICABILIDAD/IMPLEMENTACIÓN

Este análisis tecno económico de una central CSP de receptor central con almacenamiento térmico permite que toda aquella persona o empresa interesada en evaluar la implementación y rentabilidad de una central de este tipo de tecnología tenga una base para decidir localidad y parámetros a utilizar.

IX. EVOLUCIÓN DE TRABAJO ACTUAL / TRABAJO FUTURO

Esta investigación fue desarrollada con una central CSP de Receptor Central, una segunda etapa sería un análisis de una central CSP de cilindros o discos parabólicos y de esta manera realizar una comparación de los valores de energía eléctrica generada, LCOE, VAN y TIR presentados en ambos análisis, para determinar qué tipo de central es más factible en el país.

BIBLIOGRAFÍA

- Abánades, A., Bernardos, E., López, I., González, C., & Muñoz, J. (2010). Energía solar termoeléctrica. Tecnología y desarrollos. *Tecnología Energética*, 563-574.
- ABENGOA. (2019). *ABENGOA*. Obtenido de <http://www.abengoa.com/web/es/novedades/atacama-1/acerca/factsheet/>
- AEMET. (2018). *Meteoroglosario Visual*. Obtenido de https://meteoroglosario.aemet.es/es/termino/436_balance-de-energia
- Ahmed, A., Bernardos, A., Fernandez, C., Solvang, S., & Branth, A. (2018). Is Concentrated Solar Power (CSP) a feasible option for Sub-Saharan Africa?: Investigating the techno-economic feasibility of CSP in Tanzania. *El Sevier*.
- APES. (17-22 de Noviembre de 2003). X Simposio Peruano de Energía Solar. Cusco, Peru.
- Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar. (2018). *Protermosolar*. Obtenido de <https://www.protermosolar.com/la-energia-termosolar/situacion-internacional/>
- Buck, R., & Pacheco, J. (2002). An Update on Solar Central Receiver, Projects and Technologies. *Research Gate*.
- Bueso, G. (2011). *ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR*. Madrid.
- Carrera, V. (2019). *TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE IMPLEMENTATION OF A CONCENTRATED SOLAR THERMAL POWER PLANT - PARABOLIC TROUGH COLLECTOR (CSP-PTC) AND ITS HYBRIDIZATION*. Lima.
- Carvajal, E. (2018). *Diseño y construcción de un heliostato con seguimiento solar en dos ejes para re-direccionar radiación incidente hacia un disco concentrador parabólico*. Valparaíso.
- Cerro Dominador. (2019). *Cerro Dominador*. Obtenido de <https://cerrodominador.com/noticia-3-cerro-dominador-primer-proyecto-termosolar-de-latinoamerica-inicia-su-ultima-fase-de-construccion/>

- Corvo, H. (2019). *Lifeder*. Obtenido de <https://www.lifeder.com/inversion-inicial/>
- CSP Today. (3 de octubre de 2016). *CSP Today*. Obtenido de <http://es.csptoday.com/tecnolog%C3%ADa/los-beneficios-de-la-csp-con-almacenamiento-dependen-del-dise%C3%B1o-espec%C3%ADfico-para-cada-merc>
- Diez, P. (2009). *PROCESOS TERMOSOLARES EN BAJA, MEDIA Y ALTA TEMPERATURA*. Cantabria.
- DIVAD. (2013). *GeoEnciclopedia*. Obtenido de <https://www.geoenciclopedia.com/equinoccios-y-solsticios/>
- Energía Solar. (04 de octubre de 2009). *Energía Solar*. Obtenido de <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar/irradiacion-solar>
- Energize. (29 de Mayo de 2018). *ee Publishers*. Obtenido de <https://www.ee.co.za/article/power-from-the-sun-an-overview-of-csp-in-south-africa.html>
- GeoEnciclopedia. (6 de Diciembre de 2014). *El Sol*. Obtenido de <https://www.geoenciclopedia.com/el-sol/>
- Godínez, G. (2018). *DISEÑO DE UN REFLECTOR FRESNEL DE FOCO LINEAL PARA APLICACIONES DE CALOR DE PROCESOS*. León.
- Gómez, Á. (2019). *Análisis de la tecnología solar térmica con almacenamiento y comparativa con otras tecnologías*. Alcalá.
- Grupo Villa Mir. (13 de Mayo de 2020). *Enérgya VM*. Obtenido de <https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/#:~:text=El%20LCOE%20es%20el%20valor,de%20toda%20su%20vida%20%C3%BAti>
- Guillamón, M. A. (2012). *Central Termosolar de 50MW en Murcia con colectores cilindro parabolicos*. Murcia.
- Gutierrez, J. L. (junio de 2009). *Impacto Ambiental*. Chimbote, Perú.

- Hernández Sampieri, R. F. (2014). *Metodología de la investigación: Roberto Hernández Sampieri, Carlos Fernández Collado y Pilar Baptista Lucio*. Mexico D.F: McGraw-Hill.
- IDEAM. (2014). *Radiación Solar*. Obtenido de <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion-solar-ultravioleta>
- IEA. (30 de junio de 2017). *International Energy Agency*. Obtenido de <https://www.iea.org/news/making-freshwater-from-the-sun>
- IRENA. (2012). *Concentrating Solar Power*. Masdar: IRENA working paper.
- IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Cost in 2019*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Javier V. (27 de Abril de 2017). *Energías del Presente y Futuro*. Obtenido de <https://energiasrenovables731.wordpress.com/2017/04/27/primer-entrada-de-blog/>
- Ledesma, J. (2016). Análisis dinámico estructural de un heliostato concentrador de energía solar. *Revista de Energía Química y Física*, 1-11.
- Lera, M. (2016). *Diseño y análisis de una central Termosolar de Torre Central operando con Sodio Fundido*. Madrid.
- Lorente, J. (2010). *La Radiación Solar*. Barcelona.
- Mamani, J. C. (2009). *Gestión Integral de Residuos Sólidos*.
- Muñoz, J., Rodríguez, C., & Abanadés, A. (2012). Concentrating Solar Power Technologies. The DESERTEC Megaproject. *Tenth LACCEI Latin American and Caribbean Conference*.
- Musi, R., Grange, B., Sgouridis, S., Guedez, R., Armstrong, P., Slocum, A., & Calvet, N. (2017). Techno-Economic Analysis of Concentrated Solar Power Plants in Terms of Levelized Cost of Electricity. *AIP Conference Proceedings*.
- Planas, O. (13 de julio de 2011). *Energía Solar*. Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-termica>

- Planas, O. (09 de Agosto de 2019). *Energía Nuclear*. Obtenido de <https://energia-nuclear.net/que-es-la-energia-nuclear/radioactividad/radiacion-electromagnetica>
- Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile. (2014). *Capacidad de localización de CSP*. Santiago.
- Protermosolar. (3 de Enero de 2011). *Protermosolar*. Obtenido de <https://energeticafutura.com/blog/espana-potencia-termosolar-unica-en-el-mundo/>
- Py, X., Sadiki, N., Olives, R., Goetz, ´., & Falcoz, Q. (2016). Thermal energy storage for CSP (Concentrating Solar Power). *EPJ Web of Conferences*.
- Qazi, S. (2017). Chapter 7 - Solar Thermal Electricity and Solar Insolation. En S. Qazi, *Standalone Photovoltaic (PV) Systems for Disaster Relief and Remote Areas*. New York.
- Răboacă, M., Badea, G., Enache, A., & Filote, C. (2019). Concentrating Solar Power Technologies. *Energies*, 1-17.
- Ragheb, M. (2017). *sciencedirect*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/levelized-cost-of-electricity>
- REN21. (2020). *Renewables 2020 Global Status Report*. Paris: Secretariat.
- Reyes, L., Ferrufino, J., & Alvarez, H. (2019). Situación de la Generación de la Energía Eléctrica a través de Energía Fotovoltaica en Honduras Julio 2015 - Marzo 2018. *Revista de la Escuela de Física*, 83-92.
- Romero, M., Buck, R., & Pacheco, J. (2002). An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies. *Journal of Solar Energy Engineering*.
- Rosales, M. (2011). *Comparativa tecnologías de Producción de Energía Solar Termoeléctrica*. Ciudad de México.
- Secretaría de Estado en el Despacho de Energía. (2018). *Balance Energético 2018 Energía y Cambio Climático: Hacia un sistema energético más resiliente*. Tegucigalpa.
- Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. (2020). *Informe quincenal de la SNMPE*. Lima.

- Solar Paces. (Abril de 2017). *SolarPaces*. Obtenido de <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-potential-solar-thermal-energy-by-member-nation/usa/>
- SOLARGIS. (7 de julio de 2020). *SOLARGIS*. Obtenido de <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/honduras>
- Solari San Martin, M. (2019). *FACTIBILIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SOLAR TÉRMICA Y FOTOVOLTAICA EN LA REGIÓN DE ATACAMA*. Santiago de Chile.
- SOPELIA. (21 de noviembre de 2017). *Plataforma Solar de America Latina*. Obtenido de <http://www.energiasolar.lat/solar-termica-honduras/>
- Sumart. (01 de julio de 2017). *Beneficios de la Energía Solar Termica*. Obtenido de <https://sumartvalencia.com/beneficios-la-energia-solar-termica>
- Tian, Y., & Zhao, C. (2012). A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. *Applied Energy*, 104.
- TMSG2. (31 de Marzo de 2012). *The Morning Star G2*. Obtenido de <https://themorningstarg2.wordpress.com/2012/03/31/discos-stirling/>
- Torresol Energy. (2017). *Torresol Energy*. Obtenido de <https://torresolenergy.com/>
- Xiaoru, Z., Xinhai, X., Wenrui, L., & Wenfu, X. (2019). LCOE Analysis of Tower Concentrating Solar Power Plants Using Different Molten-Salts for Thermal Energy Storage in China. *energies*.
- Zhu, G., & Libby, C. (2017). Review and future perspective of design and performance of Central Reciever Plants. *AIP Conference Proceedings*.

ANEXOS

Anexo 1. Centrales Termosolares en España

| Año | Propietario | Nombre | Población | Provincia | Potencia (MWe) | Tecnología | Almacenamiento |
|------|--|-----------------------------------|-------------------------|-------------|----------------|--------------------------|----------------|
| 2007 | Atlantica Yield | PS-10 | Sanlúcar la Mayor | Sevilla | 11 | Torre con vapor saturado | 1 |
| 2008 | Cubico Sustainable Investments Limited | ANDASOL I | Aldeire -La Calahorra | Granada | 50 | CCP | 7,5 |
| 2009 | Atlantica Yield | PS-20 | Sanlúcar la Mayor | Sevilla | 20 | Torre con vapor saturado | 1 |
| 2009 | Contour Global | Planta termoeléctrica de La Risca | Alvarado | Badajoz | 50 | CCP | n/a |
| 2009 | Cubico Sustainable Investments Limited | ANDASOL II | Aldeire -La Calahorra | Granada | 50 | CCP | 7,5 |
| 2009 | Ence Energía y Celulosa | Termollano | Puertollano | Ciudad Real | 50 | CCP | n/a |
| 2009 | Saeta Yield | Planta termosolar EXTRESOL I | Torre de Miguel Sesmero | Badajoz | 50 | CCP | 7,5 |
| 2009 | Tubosol PE2, s.l. | Puerto Errado I | Calasparra | Murcia | 1,4 | Fresnel | n/a |
| 2010 | Atlantica Yield | SOLNOVA I | Sanlúcar la Mayor | Sevilla | 50 | CCP | n/a |

| | | | | | | | |
|------|------------------------|---|-------------------------|-------------|------|--------------------------|-----|
| 2010 | Atlantica Yield | SOLNOVA III | Sanlúcar la Mayor | Sevilla | 50 | CCP | n/a |
| 2010 | Atlantica Yield | SOLNOVA IV | Sanlúcar la Mayor | Sevilla | 50 | CCP | n/a |
| 2010 | COBRA | MANCHASOL I | Alcázar de San Juan | Ciudad Real | 50 | CCP | 7,5 |
| 2010 | Contour Global | Planta termoeléctrica de Majadas | Majadas de Tiétar | Cáceres | 50 | CCP | n/a |
| 2010 | Contour Global | Planta termoeléctrica de Palma del Río II | Palma del Río | Córdoba | 50 | CCP | n/a |
| 2010 | Renovables SAMCA, S.A. | Central Solar termoeléctrica La Florida | La Garrovilla | Badajoz | 50 | CCP | 7,5 |
| 2010 | Renovables SAMCA, S.A. | Central Solar termoeléctrica La Dehesa | La Garrovilla | Badajoz | 50 | CCP | 7,5 |
| 2010 | Saeta Yield | Planta termosolar EXTRESOL II | Torre de Miguel Sesmero | Badajoz | 50 | CCP | 7,5 |
| 2010 | Torresol Energy | Gemasolar | Fuentes de Andalucía | Sevilla | 19,9 | Torre con sales fundidas | 15 |
| 2011 | Atlantica Yield | HELIOENERGY I | Écija | Sevilla | 50 | CCP | n/a |

| | | | | | | | |
|------|------------------------|--|-----------------------------------|-------------|----|-----|-----|
| 2011 | Contour Global | Planta termoeléctrica de Palma del Río I | Palma del Río | Córdoba | 50 | CCP | n/a |
| 2011 | Marquesado Solar, s.l. | ANDASOL III | Aldeire -La Calahorra (Andalucía) | Granada | 50 | CCP | 8 |
| 2011 | Plenium Partners | LEBRIJA I | Lebrija | Sevilla | 50 | CCP | n/a |
| 2011 | Saeta Yield | MANCHASOL II | Alcázar de San Juan | Ciudad Real | 50 | CCP | 7,5 |
| 2011 | Torresol Energy | ARCOSOL-50 | San José del Valle | Cádiz | 50 | CCP | 7,5 |
| 2011 | Torresol Energy | TERMESOL-50 | San José del Valle | Cádiz | 50 | CCP | 7,5 |
| 2012 | Africana Energía, s.l. | Central termosolar La Africana | Posadas | Córdoba | 50 | CCP | 7,5 |
| 2012 | Atlantica Yield | HELIOENERGY II | Écija | Sevilla | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Atlantica Yield | HELIOS I | Puerto Lápice | Ciudad Real | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Atlantica Yield | HELIOS II | Puerto Lápice | Ciudad Real | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Atlantica Yield | SOLABEN II | Logrosán | Cáceres | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Atlantica Yield | SOLABEN III | Logrosán | Cáceres | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Atlantica Yield | Solacor I | El Carpio | Córdoba | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Atlantica Yield | Solacor II | El Carpio | Córdoba | 50 | CCP | n/a |

| | | | | | | | |
|------|---|--|-------------------------|-------------|------|-------------------------------|-----|
| 2012 | Celeo Concesiones e Inversiones, s.l.u. (Elecnor) | Central Solar termoeléctrica ASTE 1A | Alcázar de San Juan | Ciudad Real | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Celeo Concesiones e Inversiones, s.l.u. (Elecnor) | Central solar termoeléctrica ASTE 1B | Alcázar de San Juan | Ciudad Real | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Celeo Concesiones e Inversiones, s.l.u. (Elecnor) | Central solar termoeléctrica ASTEXOL II | Olivenza | Badajoz | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Contour Global | Planta Termoeléctrica de Consol Orellana | Orellana | Badajoz | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Plenium Partners | Termosolar SoluzGuzman | Palma del Río | Córdoba | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Saeta Yield | Planta termosolar EXTRESOL III | Torre de Miguel Sesmero | Badajoz | 50 | CCP | 7,5 |
| 2012 | Saeta Yield | TERMOSOL I | Navalvillar de Pela | Badajoz | 50 | CCP | 9 |
| 2012 | Termosolar Borges, s.l. | Termosolar Borges | Borges Blanques | Lérida | 22,5 | CCP + Hibridación con Biomasa | n/a |

| | | | | | | | |
|------|------------------------|---|----------------------|----------|----|---------|-----|
| 2012 | T-Solar | Planta termosolar de Morón | Morón de la Frontera | Sevilla | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | T-Solar | Planta termosolar de Olivenza I | Olivenza | Badajoz | 50 | CCP | n/a |
| 2012 | Tubosol PE2, s.l. | Puerto Errado II | Calasparra | Murcia | 30 | Fresnel | n/a |
| 2013 | Arenales Solar PS s.l. | Arenales | Morón de la Frontera | Sevilla | 50 | CCP | 7 |
| 2013 | Atlantica Yield | SOLABEN I | Logrosán | Cáceres | 50 | CCP | n/a |
| 2013 | Atlantica Yield | SOLABEN VI | Logrosán | Cáceres | 50 | CCP | n/a |
| 2013 | Plenium Partners | Central solar termoeléctrica Enerstar Villena | Villena | Alicante | 50 | CCP | n/a |
| 2013 | Saeta Yield | TERMOSOL II | Navalvillar de Pela | Badajoz | 50 | CCP | 9 |
| 2013 | Saeta Yield | Casablanca | Talarrubias | Badajoz | 50 | CCP | 7,5 |

Anexo 2. Flujo de efectivo del proyecto sin considerar el valor del terreno en Valle

| Modelado | año | año |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----|
| Año | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
| Generación [kWh] | | 218,903,000.00 | 216,469,000.00 | 218,036,000.00 | 215,604,000.00 | 215,172,000.00 | 214,742,000.00 | 214,313,000.00 | 213,884,000.00 | 213,456,000.00 | 213,029,000.00 | |
| Ingresos | | | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energía eléctrica [\$/kWh] | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | |
| Total de ingresos por venta de energía [\$/] | | 31,403,062.00 | 35,790,810.90 | 34,183,700.33 | 34,581,797.65 | 34,985,008.51 | 35,393,725.62 | 35,807,856.87 | 36,227,305.71 | 36,652,308.22 | 37,082,937.23 | |
| Egresos | | | | | | | | | | | | |
| Costo O&M [\$/] | | 3,298,750.00 | 3,348,231.25 | 3,398,454.72 | 3,449,451.54 | 3,501,173.01 | 3,553,890.61 | 3,606,995.97 | 3,661,100.91 | 3,716,017.42 | 3,771,757.68 | |
| Seguros [\$/] | 1,395,861.62 | 1,619,799.54 | 1,844,096.53 | 1,888,757.88 | 1,893,789.35 | 1,719,196.19 | 1,744,984.14 | 1,771,158.90 | 1,797,726.28 | 1,824,892.17 | 1,852,062.56 | |
| Total de costos [\$/] | | 4,918,549.54 | 4,992,127.78 | 5,067,212.70 | 5,143,220.89 | 5,220,369.21 | 5,298,674.74 | 5,378,154.86 | 5,458,827.19 | 5,540,709.60 | 5,623,820.24 | |
| Análisis Económico sin financiamiento | | | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$/] | | 28,484,512.46 | 28,798,483.12 | 29,116,487.63 | 29,438,576.76 | 29,764,639.30 | 30,095,050.28 | 30,429,702.01 | 30,768,478.52 | 31,111,598.62 | 31,459,116.99 | |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | | 28,484,512.46 | 28,798,483.12 | 29,116,487.63 | 29,438,576.76 | 29,764,639.30 | 30,095,050.28 | 30,429,702.01 | 30,768,478.52 | 31,111,598.62 | 31,459,116.99 | |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | -241,887,025.09 | 28,484,512.46 | 28,798,483.12 | 29,116,487.63 | 29,438,576.76 | 29,764,639.30 | 30,095,050.28 | 30,429,702.01 | 30,768,478.52 | 31,111,598.62 | 31,459,116.99 | |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | -241,887,025.09 | -213,402,512.63 | -184,604,029.52 | -155,487,541.88 | -126,048,965.12 | -96,284,325.82 | -66,189,275.55 | -35,759,573.54 | -4,991,095.02 | 26,120,503.61 | 57,579,620.60 | |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | -241,887,025.09 | 25,895,011.33 | 23,800,399.27 | 21,875,648.11 | 20,106,944.03 | 18,481,499.22 | 16,987,871.30 | 15,615,248.62 | 14,353,722.31 | 13,194,354.88 | 12,128,851.45 | |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -241,887,025.09 | -215,992,013.76 | -192,191,614.50 | -170,315,966.39 | -150,209,022.35 | -131,727,523.14 | -114,739,651.83 | -99,124,403.21 | -84,770,680.90 | -71,576,326.02 | -59,447,474.58 | |
| Ultimo año acumulado negativo [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Porción del año siguiente [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.16 | 0.00 | 0.00 | |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | |
| LCOE [\$/kWh] | | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | |
| calculo para el LCOE ponderado [\$/] | | 12,981,450.38 | 13,055,228.62 | 13,130,113.54 | 13,206,121.73 | 13,283,270.04 | 13,361,575.58 | 13,441,055.70 | 13,521,728.02 | 13,603,610.43 | 13,686,721.08 | |
| Análisis económico con financiamiento | | | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$/] | | 28,484,512.46 | 28,798,483.12 | 29,116,487.63 | 29,438,576.76 | 29,764,639.30 | 30,095,050.28 | 30,429,702.01 | 30,768,478.52 | 31,111,598.62 | 31,459,116.99 | |
| Interés [\$/] | | 14,392,277.99 | 13,422,127.56 | 12,569,514.34 | 11,227,429.00 | 9,988,266.41 | 8,843,774.99 | 7,185,001.81 | 5,602,232.90 | 3,884,928.64 | 2,021,653.51 | |
| Costo nivelado [\$/] | | 25,805,812.47 | 25,805,812.47 | 25,805,812.47 | 25,805,812.47 | 25,805,812.47 | 25,805,812.47 | 25,805,812.47 | 25,805,812.47 | 25,805,812.47 | 25,805,812.47 | |
| Pago a Capital [\$/] | | 11,413,534.48 | 12,383,684.91 | 13,456,298.13 | 14,578,385.47 | 15,817,546.06 | 17,162,037.48 | 18,620,810.87 | 20,203,579.57 | 21,920,883.84 | 23,784,158.96 | |
| Salenace [\$/] | -168,320,917.56 | -157,907,383.08 | -145,523,698.17 | -132,087,400.04 | -117,509,016.58 | -101,691,470.51 | -84,529,433.05 | -65,908,622.37 | -45,705,042.80 | -23,784,158.96 | 0.00 | |
| Utilidad antes de impuestos [\$/] | | 14,092,234.47 | 15,376,355.55 | 16,746,973.29 | 18,211,147.76 | 19,776,372.89 | 21,451,275.28 | 23,244,700.20 | 25,166,245.62 | 27,226,669.99 | 29,437,463.48 | |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | | 14,092,234.47 | 15,376,355.55 | 16,746,973.29 | 18,211,147.76 | 19,776,372.89 | 21,451,275.28 | 23,244,700.20 | 25,166,245.62 | 27,226,669.99 | 29,437,463.48 | |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | -168,320,917.56 | 2,678,899.99 | 2,992,670.64 | 3,310,675.16 | 3,632,764.29 | 3,958,826.83 | 4,289,237.80 | 4,623,889.53 | 4,962,666.95 | 5,305,786.15 | 5,653,304.52 | |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | -168,320,917.56 | -166,642,217.58 | -163,649,546.93 | -160,338,871.77 | -156,706,107.49 | -152,747,280.66 | -148,458,042.86 | -143,834,153.32 | -138,871,483.27 | -133,565,701.12 | -127,912,396.60 | |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | -168,320,917.56 | 2,458,650.74 | 2,521,183.49 | 2,559,969.95 | 2,578,269.32 | 2,578,875.24 | 2,564,582.75 | 2,537,562.85 | 2,499,753.44 | 2,453,040.00 | 2,398,998.82 | |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -168,320,917.56 | -166,862,266.82 | -164,341,083.33 | -161,781,113.39 | -159,202,844.06 | -156,623,968.83 | -154,056,386.07 | -151,521,813.22 | -149,022,069.78 | -146,569,029.78 | -144,170,030.96 | |
| Ultimo año acumulado negativo [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Porción del año siguiente [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | |
| LCOE [\$/kWh] | | 0.00 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | |
| calculo para el LCOE ponderado [\$/] | | 0.00 | 38,787,262.85 | 38,861,041.09 | 38,935,826.01 | 39,011,954.20 | 39,089,082.51 | 39,167,388.05 | 39,246,868.17 | 39,327,540.50 | 39,409,422.90 | |

| Modelado | año |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Año | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Generación [kWh] | 212,603,000.00 | 212,178,000.00 | 211,754,000.00 | 211,330,000.00 | 210,908,000.00 | 210,486,000.00 | 210,065,000.00 | 209,645,000.00 | 209,225,000.00 | 208,807,000.00 |
| Ingresos | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energía eléctrica [\$/kW] | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 |
| Total de ingresos por venta de energía [\$] | 33,187,328.30 | 33,573,243.21 | 33,964,277.01 | 34,360,334.28 | 34,761,806.06 | 32,221,629.84 | 32,639,540.03 | 33,062,895.36 | 33,491,607.46 | 33,926,066.73 |
| Egresos | | | | | | | | | | |
| Costo O&M [\$] | 3,828,334.05 | 3,885,759.06 | 3,944,045.44 | 4,003,206.12 | 4,063,254.22 | 4,124,203.03 | 4,186,066.08 | 4,248,857.07 | 4,312,589.92 | 4,377,278.77 |
| Seguros [\$] | 1,879,843.50 | 1,908,041.15 | 1,936,661.77 | 1,965,711.69 | 1,995,197.37 | 2,025,125.33 | 2,055,502.21 | 2,086,334.74 | 2,117,629.76 | 2,149,394.21 |
| Total de costos [\$] | 5,708,177.54 | 5,793,800.21 | 5,880,707.21 | 5,968,917.82 | 6,058,451.58 | 6,149,328.36 | 6,241,568.28 | 6,335,191.81 | 6,430,219.68 | 6,526,672.98 |
| Análisis Económico sin Financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$] | 27,479,150.76 | 27,779,443.00 | 28,083,569.80 | 28,391,416.46 | 28,703,354.47 | 26,072,301.48 | 26,397,971.74 | 26,727,703.56 | 27,061,387.78 | 27,399,393.75 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$] | 6,869,787.69 | 6,944,860.75 | 7,020,892.45 | 7,097,854.12 | 7,175,838.62 | 6,518,075.37 | 6,599,492.94 | 6,681,925.89 | 6,765,346.94 | 6,849,848.44 |
| Utilidad del Proyecto [\$] | 20,609,363.07 | 20,834,582.25 | 21,062,677.35 | 21,293,562.35 | 21,527,515.85 | 19,554,226.11 | 19,798,478.81 | 20,045,777.67 | 20,296,040.83 | 20,549,545.31 |
| Flujos de efectivo anual [\$] | 20,609,363.07 | 20,834,582.25 | 21,062,677.35 | 21,293,562.35 | 21,527,515.85 | 19,554,226.11 | 19,798,478.81 | 20,045,777.67 | 20,296,040.83 | 20,549,545.31 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$] | 78,188,983.67 | 99,023,565.92 | 120,086,243.27 | 141,379,805.61 | 162,907,321.47 | 182,461,547.58 | 202,260,026.39 | 222,305,804.06 | 242,601,844.89 | 263,151,390.20 |
| Flujo de efectivo descontado [\$] | 7,223,456.03 | 6,638,539.98 | 6,101,107.37 | 5,607,260.48 | 5,153,516.14 | 4,255,569.33 | 3,917,023.48 | 3,605,409.31 | 3,318,564.86 | 3,054,558.97 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$] | -52,224,018.55 | -45,585,478.57 | -39,484,371.20 | -33,877,110.72 | -28,723,594.58 | -24,468,025.25 | -20,551,001.77 | -16,945,592.45 | -13,627,027.59 | -10,572,468.62 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$] | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.06 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$] | 13,771,078.38 | 13,856,701.04 | 13,943,608.05 | 14,031,818.65 | 14,121,352.42 | 14,212,229.19 | 14,304,469.12 | 14,398,092.64 | 14,493,120.52 | 14,589,573.82 |
| Análisis económico con financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad bruta del proyecto [\$] | 27,479,150.76 | 27,779,443.00 | 28,083,569.80 | 28,391,416.46 | 28,703,354.47 | 26,072,301.48 | 26,397,971.74 | 26,727,703.56 | 27,061,387.78 | 27,399,393.75 |
| Interés [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Cuota nivelada [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Pago a Capital [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Balance [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Utilidad antes de impuestos [\$] | 27,479,150.76 | 27,779,443.00 | 28,083,569.80 | 28,391,416.46 | 28,703,354.47 | 26,072,301.48 | 26,397,971.74 | 26,727,703.56 | 27,061,387.78 | 27,399,393.75 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$] | 6,869,787.69 | 6,944,860.75 | 7,020,892.45 | 7,097,854.12 | 7,175,838.62 | 6,518,075.37 | 6,599,492.94 | 6,681,925.89 | 6,765,346.94 | 6,849,848.44 |
| Utilidad del Proyecto [\$] | 20,609,363.07 | 20,834,582.25 | 21,062,677.35 | 21,293,562.35 | 21,527,515.85 | 19,554,226.11 | 19,798,478.81 | 20,045,777.67 | 20,296,040.83 | 20,549,545.31 |
| Flujos de efectivo anual [\$] | 20,609,363.07 | 20,834,582.25 | 21,062,677.35 | 21,293,562.35 | 21,527,515.85 | 19,554,226.11 | 19,798,478.81 | 20,045,777.67 | 20,296,040.83 | 20,549,545.31 |
| Flujos de efectivo acumulado[\$] | -107,303,033.53 | -86,468,451.28 | -65,405,773.94 | -44,112,211.59 | -22,584,695.73 | -3,030,469.62 | 16,768,009.19 | 36,813,786.86 | 57,109,827.69 | 77,659,373.00 |
| Flujo de efectivo descontado [\$] | 8,027,216.75 | 7,448,314.09 | 6,911,296.51 | 6,413,085.64 | 5,950,937.64 | 4,961,407.28 | 4,610,720.91 | 4,284,821.03 | 3,981,932.29 | 3,700,475.43 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$] | -136,142,814.21 | -128,694,500.13 | -121,783,203.62 | -115,370,117.98 | -109,419,180.34 | -104,457,773.07 | -99,847,052.15 | -95,562,231.12 | -91,580,298.83 | -87,879,823.40 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.15 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$] | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 |
| LCOE[\$/kWh] | 0.06 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$] | 13,771,078.38 | 13,856,701.04 | 13,943,608.05 | 14,031,818.65 | 14,121,352.42 | 14,212,229.19 | 14,304,469.12 | 14,398,092.64 | 14,493,120.52 | 14,589,573.82 |

| Modelado | año | año |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----|
| Año | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | |
| Generación [kWh] | 208,389,000.00 | 207,973,000.00 | 207,557,000.00 | 207,141,000.00 | 206,727,000.00 | 206,314,000.00 | 205,901,000.00 | 205,489,000.00 | 205,078,000.00 | 204,668,000.00 | |
| Ingresos | | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energia electrica [\$/kW] | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 | |
| Total de ingresos por venta de energia [\$] | 34,366,024.16 | 34,811,881.72 | 35,263,382.65 | 35,720,595.93 | 36,183,941.42 | 36,653,327.80 | 37,128,654.38 | 37,610,176.79 | 38,097,976.69 | 38,592,136.87 | |
| Egresos | | | | | | | | | | | |
| Costo O&M [\$] | 4,442,937.95 | 4,509,582.02 | 4,577,225.75 | 4,645,884.14 | 4,715,572.40 | 4,786,305.99 | 4,858,100.58 | 4,930,972.09 | 5,004,936.67 | 5,080,010.72 | |
| Seguros [\$] | 2,181,635.12 | 2,214,359.65 | 2,247,575.04 | 2,281,288.67 | 2,315,508.00 | 2,350,240.62 | 2,385,494.23 | 2,421,276.64 | 2,457,595.79 | 2,494,459.73 | |
| Total de costos [\$] | 6,624,573.07 | 6,723,941.67 | 6,824,800.80 | 6,927,172.81 | 7,031,080.40 | 7,136,546.61 | 7,243,594.80 | 7,352,248.73 | 7,462,532.46 | 7,574,470.44 | |
| Análisis Económico sin Financiamiento | | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$] | 27,741,451.08 | 28,087,940.05 | 28,438,581.85 | 28,793,423.13 | 29,152,861.02 | 29,516,781.19 | 29,885,059.58 | 30,257,928.06 | 30,635,444.24 | 31,017,666.42 | |
| Impuesto Sobre la Renta [\$] | 6,935,362.77 | 7,021,985.01 | 7,109,645.46 | 7,198,355.78 | 7,288,215.26 | 7,379,195.30 | 7,471,264.89 | 7,564,482.02 | 7,658,861.06 | 7,754,416.61 | |
| Utilidad del Proyecto [\$] | 20,806,088.31 | 21,065,955.03 | 21,328,936.39 | 21,595,067.34 | 21,864,645.77 | 22,137,585.89 | 22,413,794.68 | 22,693,446.05 | 22,976,583.18 | 23,263,249.82 | |
| Flujos de efectivo anual [\$] | 20,806,088.31 | 21,065,955.03 | 21,328,936.39 | 21,595,067.34 | 21,864,645.77 | 22,137,585.89 | 22,413,794.68 | 22,693,446.05 | 22,976,583.18 | 23,263,249.82 | |
| Flujos de efectivo acumulado [\$] | 283,957,478.51 | 305,023,433.55 | 326,352,369.94 | 347,947,437.28 | 369,812,083.05 | 391,949,668.94 | 414,363,463.62 | 437,056,909.67 | 460,033,492.85 | 483,296,742.66 | |
| Flujo de efectivo descontado [\$] | 2,811,538.59 | 2,587,867.76 | 2,381,976.32 | 2,192,452.13 | 2,018,019.31 | 1,857,464.17 | 1,709,672.36 | 1,573,639.56 | 1,448,430.22 | 1,333,183.19 | |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$] | -7,760,930.03 | -5,173,062.28 | -2,791,085.95 | -598,633.83 | 1,419,385.48 | 3,276,849.65 | 4,986,522.01 | 6,560,161.57 | 8,008,591.78 | 9,341,774.98 | |
| Ultimo año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Porcion del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$] | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | |
| LCOE [\$/kWh] | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | |
| calculo para el LCOE ponderado [\$] | 14,687,473.91 | 14,786,842.51 | 14,887,701.63 | 14,990,073.64 | 15,093,981.24 | 15,199,447.44 | 15,306,495.64 | 15,415,149.56 | 15,525,433.29 | 15,637,371.28 | |
| Análisis económico con financiamiento | | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$] | 27,741,451.08 | 28,087,940.05 | 28,438,581.85 | 28,793,423.13 | 29,152,861.02 | 29,516,781.19 | 29,885,059.58 | 30,257,928.06 | 30,635,444.24 | 31,017,666.42 | |
| Interés [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Cuota nivelada [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Pago a Capital [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Balance [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Utilidad antes de impuestos [\$] | 27,741,451.08 | 28,087,940.05 | 28,438,581.85 | 28,793,423.13 | 29,152,861.02 | 29,516,781.19 | 29,885,059.58 | 30,257,928.06 | 30,635,444.24 | 31,017,666.42 | |
| Impuesto Sobre la Renta [\$] | 6,935,362.77 | 7,021,985.01 | 7,109,645.46 | 7,198,355.78 | 7,288,215.26 | 7,379,195.30 | 7,471,264.89 | 7,564,482.02 | 7,658,861.06 | 7,754,416.61 | |
| Utilidad del Proyecto [\$] | 20,806,088.31 | 21,065,955.03 | 21,328,936.39 | 21,595,067.34 | 21,864,645.77 | 22,137,585.89 | 22,413,794.68 | 22,693,446.05 | 22,976,583.18 | 23,263,249.82 | |
| Flujos de efectivo anual [\$] | 20,806,088.31 | 21,065,955.03 | 21,328,936.39 | 21,595,067.34 | 21,864,645.77 | 22,137,585.89 | 22,413,794.68 | 22,693,446.05 | 22,976,583.18 | 23,263,249.82 | |
| Flujos de efectivo acumulado[\$] | 98,465,461.31 | 119,531,416.35 | 140,860,352.73 | 162,455,420.08 | 184,320,065.85 | 206,457,651.74 | 228,871,446.42 | 251,564,892.47 | 274,541,475.65 | 297,804,725.46 | |
| Flujo de efectivo descontado [\$] | 3,438,891.80 | 3,195,817.66 | 2,969,906.68 | 2,759,948.21 | 2,564,847.70 | 2,383,538.44 | 2,215,032.26 | 2,058,438.43 | 1,912,914.87 | 1,777,679.02 | |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$] | -84,440,931.60 | -81,245,113.95 | -78,275,207.26 | -75,515,259.05 | -72,950,411.36 | -70,566,872.92 | -68,351,840.66 | -66,293,402.23 | -64,380,487.36 | -62,602,808.34 | |
| Ultimo año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Porcion del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$] | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | 8,062,900.84 | |
| LCOE[\$/kWh] | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | |
| calculo para el LCOE ponderado [\$] | 14,687,473.91 | 14,786,842.51 | 14,887,701.63 | 14,990,073.64 | 15,093,981.24 | 15,199,447.44 | 15,306,495.64 | 15,415,149.56 | 15,525,433.29 | 15,637,371.28 | |

Anexo 3. Flujo de efectivo del proyecto considerando el valor del terreno en Valle

| Modelado | año |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Año | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Generación (kWh) | | 216,903,000.00 | 216,489,000.00 | 216,036,000.00 | 215,504,000.00 | 215,172,000.00 | 214,742,000.00 | 214,313,000.00 | 213,884,000.00 | 213,456,000.00 | 213,029,000.00 |
| Ingresos | | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energía eléctrica [\$/kWh] | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.17 |
| Total de ingresos por venta de energía [\$/] | | 33,403,062.00 | 33,790,810.90 | 34,183,700.33 | 34,581,797.65 | 34,985,008.51 | 35,393,725.02 | 35,807,856.87 | 36,227,305.71 | 36,652,308.22 | 37,082,937.23 |
| Egresos | | | | | | | | | | | |
| Costo O&M [\$/] | | 3,298,750.00 | 3,348,231.25 | 3,398,454.72 | 3,449,431.54 | 3,501,173.01 | 3,553,690.61 | 3,606,995.97 | 3,661,100.91 | 3,716,017.42 | 3,771,757.68 |
| Seguros [\$/] | 1,595,861.62 | 1,619,799.34 | 1,644,096.53 | 1,668,757.98 | 1,693,789.35 | 1,719,196.19 | 1,744,984.14 | 1,771,158.90 | 1,797,736.38 | 1,824,692.17 | 1,852,062.56 |
| Total de costos [\$/] | | 4,918,549.34 | 4,992,327.78 | 5,067,212.70 | 5,143,220.89 | 5,220,369.21 | 5,298,674.74 | 5,378,154.86 | 5,458,827.39 | 5,540,709.60 | 5,623,820.24 |
| Análisis Económico sin financiamiento | | | | | | | | | | | |
| Utilidad bruta del proyecto [\$/] | | 28,484,512.46 | 28,798,483.12 | 29,116,487.63 | 29,438,576.76 | 29,764,639.30 | 30,095,050.28 | 30,429,702.01 | 30,768,478.52 | 31,111,598.62 | 31,459,116.99 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | | 28,484,512.46 | 28,798,483.12 | 29,116,487.63 | 29,438,576.76 | 29,764,639.30 | 30,095,050.28 | 30,429,702.01 | 30,768,478.52 | 31,111,598.62 | 31,459,116.99 |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | -247,487,025.09 | 28,484,512.46 | 28,798,483.12 | 29,116,487.63 | 29,438,576.76 | 29,764,639.30 | 30,095,050.28 | 30,429,702.01 | 30,768,478.52 | 31,111,598.62 | 31,459,116.99 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | -247,487,025.09 | -219,002,512.63 | -190,204,029.52 | -161,087,541.88 | -131,648,965.12 | -101,884,325.82 | -71,789,275.55 | -41,359,573.54 | -10,591,095.02 | 20,520,503.61 | 51,979,620.60 |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | -247,487,025.09 | 25,895,011.33 | 23,800,399.27 | 21,875,648.11 | 20,106,944.03 | 18,481,499.22 | 16,987,871.30 | 15,615,248.62 | 14,353,732.31 | 13,194,354.88 | 12,128,851.45 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -247,487,025.09 | -221,592,013.76 | -197,791,614.50 | -175,915,966.39 | -155,809,022.35 | -137,327,523.14 | -120,339,651.83 | -104,724,403.21 | -90,370,680.90 | -77,176,326.02 | -65,047,474.58 |
| Ultimo año acumulado negativo [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.34 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 |
| LCOE [\$/kWh] | | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.07 |
| Calculo para el LCOE ponderado [\$/] | | 13,188,117.04 | 13,241,895.29 | 13,316,780.20 | 13,392,788.39 | 13,469,936.71 | 13,548,242.25 | 13,627,722.37 | 13,708,394.89 | 13,790,277.10 | 13,873,387.74 |
| Análisis económica con financiamiento | | | | | | | | | | | |
| Utilidad bruta del proyecto [\$/] | | 28,484,512.46 | 28,798,483.12 | 29,116,487.63 | 29,438,576.76 | 29,764,639.30 | 30,095,050.28 | 30,429,702.01 | 30,768,478.52 | 31,111,598.62 | 31,459,116.99 |
| Interés [\$/] | | 14,725,477.99 | 13,732,867.31 | 12,655,884.73 | 11,487,358.62 | 10,219,507.80 | 8,845,889.65 | 7,351,343.97 | 5,731,931.90 | 3,974,869.80 | 2,068,457.43 |
| Cuota nivelada [\$/] | | 26,403,250.68 | 26,403,250.68 | 26,403,250.68 | 26,403,250.68 | 26,403,250.68 | 26,403,250.68 | 26,403,250.68 | 26,403,250.68 | 26,403,250.68 | 26,403,250.68 |
| Pago a Capital [\$/] | | 11,677,772.68 | 12,670,383.36 | 13,747,365.95 | 14,915,892.05 | 16,183,742.88 | 17,559,361.02 | 19,051,906.71 | 20,671,318.78 | 22,428,380.88 | 24,334,793.25 |
| Balance [\$/] | -173,240,917.56 | -161,563,144.88 | -148,892,761.52 | -135,145,395.57 | -120,229,503.52 | -104,045,760.64 | -86,486,399.62 | -67,434,482.91 | -46,763,174.13 | -24,334,793.25 | 0.00 |
| Utilidad antes de impuestos [\$/] | | 13,759,034.47 | 15,065,615.80 | 16,460,602.90 | 17,951,218.14 | 19,545,131.50 | 21,251,160.62 | 23,078,358.04 | 25,036,546.62 | 27,136,728.82 | 29,390,659.56 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | | 13,759,034.47 | 15,065,615.80 | 16,460,602.90 | 17,951,218.14 | 19,545,131.50 | 21,251,160.62 | 23,078,358.04 | 25,036,546.62 | 27,136,728.82 | 29,390,659.56 |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | -173,240,917.56 | 2,081,261.78 | 2,395,232.44 | 2,713,236.96 | 3,035,326.08 | 3,361,388.63 | 3,691,799.60 | 4,026,451.33 | 4,365,227.85 | 4,708,347.95 | 5,055,866.31 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | -173,240,917.56 | -171,159,655.78 | -168,764,423.34 | -166,051,186.39 | -163,015,860.30 | -159,654,471.68 | -155,962,672.08 | -151,936,220.75 | -147,570,992.90 | -142,862,644.96 | -137,806,778.64 |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | -173,240,917.56 | 1,910,290.76 | 2,017,870.06 | 2,098,002.59 | 2,154,251.56 | 2,189,689.59 | 2,207,367.84 | 2,209,692.35 | 2,198,816.77 | 2,176,824.61 | 2,145,473.90 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -173,240,917.56 | -171,330,626.80 | -169,312,756.75 | -167,214,754.16 | -165,060,502.60 | -162,870,813.01 | -160,663,445.17 | -158,453,752.83 | -156,254,936.06 | -154,078,111.45 | -151,932,637.55 |
| Ultimo año acumulado negativo [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.00 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 | 0.19 | 0.19 | 0.19 | 0.19 |
| Calculo para el LCOE ponderado [\$/] | 0.00 | 39,571,367.72 | 39,645,145.96 | 39,720,030.88 | 39,796,039.07 | 39,873,187.38 | 39,951,492.92 | 40,030,979.04 | 40,111,645.37 | 40,193,527.77 | 40,276,638.42 |

| Modelado | año | año | año |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|
| Año | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Generación [kWh] | 212,603,000.00 | 212,178,000.00 | 211,754,000.00 | 211,330,000.00 | 210,908,000.00 | 210,486,000.00 | 210,065,000.00 | 209,645,000.00 | 209,225,000.00 | 208,807,000.00 |
| Ingresos | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energía eléctrica [\$/kWh] | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 |
| Total de ingresos por venta de energía [\$/] | 33,187,328.30 | 33,573,243.21 | 33,964,277.01 | 34,360,334.28 | 34,761,806.06 | 32,221,629.84 | 32,639,540.03 | 33,062,895.36 | 33,491,607.46 | 33,926,066.73 |
| Egresos | | | | | | | | | | |
| Costo O&M [\$/] | 3,828,334.05 | 3,885,739.06 | 3,944,045.44 | 4,003,208.12 | 4,063,254.22 | 4,124,203.03 | 4,186,066.08 | 4,248,857.07 | 4,312,589.92 | 4,377,278.77 |
| Seguros [\$/] | 1,879,843.30 | 1,908,041.15 | 1,936,661.77 | 1,965,711.89 | 1,995,197.37 | 2,025,125.33 | 2,055,502.21 | 2,086,334.74 | 2,117,629.76 | 2,149,394.21 |
| Total de costos [\$/] | 5,708,177.54 | 5,793,800.21 | 5,880,707.21 | 5,968,917.82 | 6,058,451.58 | 6,149,328.36 | 6,241,568.28 | 6,335,191.81 | 6,430,219.68 | 6,526,672.98 |
| Análisis Económico sin Financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$/] | 27,479,150.76 | 27,779,443.00 | 28,083,569.80 | 28,391,416.46 | 28,703,354.47 | 26,072,301.48 | 26,397,971.74 | 26,727,703.56 | 27,061,387.78 | 27,399,393.75 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | 6,869,787.69 | 6,944,860.75 | 7,020,892.45 | 7,097,854.12 | 7,175,838.82 | 6,518,075.37 | 6,599,492.94 | 6,681,925.89 | 6,765,346.94 | 6,849,848.44 |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | 20,609,363.07 | 20,834,582.25 | 21,062,677.35 | 21,293,562.35 | 21,527,515.85 | 19,554,226.11 | 19,798,478.81 | 20,045,777.67 | 20,296,040.83 | 20,549,545.31 |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | 20,609,363.07 | 20,834,582.25 | 21,062,677.35 | 21,293,562.35 | 21,527,515.85 | 19,554,226.11 | 19,798,478.81 | 20,045,777.67 | 20,296,040.83 | 20,549,545.31 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | 72,388,983.67 | 93,423,565.92 | 114,486,243.27 | 135,779,805.61 | 157,307,321.47 | 178,861,547.58 | 196,660,026.39 | 216,705,804.06 | 237,001,844.89 | 257,551,390.20 |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | 7,223,456.03 | 6,638,539.88 | 6,101,107.37 | 5,607,260.48 | 5,153,516.14 | 4,255,569.33 | 3,917,023.48 | 3,605,409.31 | 3,318,564.86 | 3,054,558.97 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -57,834,018.55 | -51,185,478.57 | -45,084,371.20 | -39,477,110.72 | -34,323,594.58 | -30,068,025.25 | -26,151,001.77 | -22,545,592.45 | -19,227,027.59 | -16,172,468.62 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$/] | 13,957,745.05 | 14,043,367.71 | 14,130,274.71 | 14,218,485.32 | 14,308,019.09 | 14,398,895.86 | 14,491,135.79 | 14,584,759.31 | 14,679,787.19 | 14,776,240.48 |
| Análisis económico con financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad bruta del proyecto [\$/] | 27,479,150.76 | 27,779,443.00 | 28,083,569.80 | 28,391,416.46 | 28,703,354.47 | 26,072,301.48 | 26,397,971.74 | 26,727,703.56 | 27,061,387.78 | 27,399,393.75 |
| Interés [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Cuota nivelada [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Pago a Capital [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Balance [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Utilidad antes de impuestos [\$/] | 27,479,150.76 | 27,779,443.00 | 28,083,569.80 | 28,391,416.46 | 28,703,354.47 | 26,072,301.48 | 26,397,971.74 | 26,727,703.56 | 27,061,387.78 | 27,399,393.75 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | 6,869,787.69 | 6,944,860.75 | 7,020,892.45 | 7,097,854.12 | 7,175,838.82 | 6,518,075.37 | 6,599,492.94 | 6,681,925.89 | 6,765,346.94 | 6,849,848.44 |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | 20,609,363.07 | 20,834,582.25 | 21,062,677.35 | 21,293,562.35 | 21,527,515.85 | 19,554,226.11 | 19,798,478.81 | 20,045,777.67 | 20,296,040.83 | 20,549,545.31 |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | 20,609,363.07 | 20,834,582.25 | 21,062,677.35 | 21,293,562.35 | 21,527,515.85 | 19,554,226.11 | 19,798,478.81 | 20,045,777.67 | 20,296,040.83 | 20,549,545.31 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | -117,197,415.58 | -96,362,833.32 | -75,300,155.98 | -54,006,593.63 | -32,479,077.77 | -12,924,851.66 | 6,873,627.15 | 26,919,404.81 | 47,213,445.65 | 67,764,990.96 |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | 8,027,216.75 | 7,448,314.09 | 6,911,296.51 | 6,413,085.64 | 5,950,937.64 | 4,961,407.28 | 4,610,720.91 | 4,284,821.03 | 3,981,932.29 | 3,700,475.43 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -143,905,420.80 | -136,457,106.72 | -129,545,810.21 | -123,132,724.57 | -117,181,786.93 | -112,220,379.65 | -107,609,858.74 | -103,324,837.71 | -99,342,905.42 | -95,642,429.99 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.65 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$/] | 13,957,745.05 | 14,043,367.71 | 14,130,274.71 | 14,218,485.32 | 14,308,019.09 | 14,398,895.86 | 14,491,135.79 | 14,584,759.31 | 14,679,787.19 | 14,776,240.48 |

| Modelado | año |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Año | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| Generación [kWh] | 208,389,000.00 | 207,973,000.00 | 207,557,000.00 | 207,141,000.00 | 206,727,000.00 | 206,314,000.00 | 205,901,000.00 | 205,489,000.00 | 205,078,000.00 | 204,668,000.00 |
| Ingresos | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energía eléctrica [\$/kWh] | 0.18 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 |
| Total de ingresos por venta de energía [\$] | 34,366,024.16 | 34,811,881.72 | 35,263,382.65 | 35,720,595.93 | 36,183,941.42 | 36,653,327.80 | 37,128,654.38 | 37,610,176.79 | 38,097,976.69 | 38,592,136.87 |
| Egresos | | | | | | | | | | |
| Costo O&M [\$] | 4,442,937.95 | 4,509,582.02 | 4,577,225.75 | 4,645,884.14 | 4,715,572.40 | 4,786,305.99 | 4,858,100.58 | 4,930,972.09 | 5,004,936.67 | 5,080,030.72 |
| Seguros [\$] | 2,181,635.12 | 2,214,359.65 | 2,247,575.04 | 2,281,288.67 | 2,315,508.00 | 2,350,240.62 | 2,385,494.23 | 2,421,276.64 | 2,457,595.79 | 2,494,459.73 |
| Total de costos [\$] | 6,624,573.07 | 6,723,941.67 | 6,824,800.80 | 6,927,172.81 | 7,031,080.40 | 7,136,546.61 | 7,243,594.80 | 7,352,248.73 | 7,462,532.46 | 7,574,470.44 |
| Análisis Económico sin Financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$] | 27,741,451.08 | 28,087,940.05 | 28,438,581.85 | 28,793,423.13 | 29,152,861.02 | 29,516,781.19 | 29,885,059.58 | 30,257,928.06 | 30,635,444.24 | 31,017,666.42 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$] | 6,935,362.77 | 7,021,985.01 | 7,109,645.46 | 7,198,355.78 | 7,288,215.26 | 7,379,195.30 | 7,471,264.89 | 7,564,482.02 | 7,658,861.06 | 7,754,416.61 |
| Utilidad del Proyecto [\$] | 20,806,088.31 | 21,065,955.03 | 21,328,936.39 | 21,595,067.34 | 21,864,645.77 | 22,137,585.89 | 22,413,794.68 | 22,693,446.05 | 22,976,583.18 | 23,263,249.82 |
| Flujos de efectivo anual [\$] | 20,806,088.31 | 21,065,955.03 | 21,328,936.39 | 21,595,067.34 | 21,864,645.77 | 22,137,585.89 | 22,413,794.68 | 22,693,446.05 | 22,976,583.18 | 23,263,249.82 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$] | 278,357,478.51 | 299,423,433.55 | 320,752,369.94 | 342,347,437.28 | 364,212,083.05 | 386,349,668.94 | 408,763,463.62 | 431,456,909.67 | 454,433,492.85 | 477,696,742.66 |
| Flujo de efectivo descontado [\$] | 2,811,538.59 | 2,587,867.76 | 2,381,976.32 | 2,192,452.13 | 2,018,019.31 | 1,857,464.17 | 1,709,672.36 | 1,573,639.56 | 1,448,430.22 | 1,333,185.19 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$] | -13,360,930.03 | -10,779,062.28 | -8,391,085.95 | -6,198,635.83 | -4,180,614.52 | -2,323,150.35 | -613,477.99 | 960,161.57 | 2,408,591.78 | 3,741,774.98 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$] | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$] | 14,874,140.58 | 14,973,509.17 | 15,074,368.30 | 15,176,740.31 | 15,280,647.90 | 15,386,114.11 | 15,493,162.31 | 15,601,816.23 | 15,712,099.96 | 15,824,037.95 |
| Análisis económico con financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad bruta del proyecto [\$] | 27,741,451.08 | 28,087,940.05 | 28,438,581.85 | 28,793,423.13 | 29,152,861.02 | 29,516,781.19 | 29,885,059.58 | 30,257,928.06 | 30,635,444.24 | 31,017,666.42 |
| Interés [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Cuota nivelada [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Pago a Capital [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Balance [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Utilidad antes de impuestos [\$] | 27,741,451.08 | 28,087,940.05 | 28,438,581.85 | 28,793,423.13 | 29,152,861.02 | 29,516,781.19 | 29,885,059.58 | 30,257,928.06 | 30,635,444.24 | 31,017,666.42 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$] | 6,935,362.77 | 7,021,985.01 | 7,109,645.46 | 7,198,355.78 | 7,288,215.26 | 7,379,195.30 | 7,471,264.89 | 7,564,482.02 | 7,658,861.06 | 7,754,416.61 |
| Utilidad del Proyecto [\$] | 20,806,088.31 | 21,065,955.03 | 21,328,936.39 | 21,595,067.34 | 21,864,645.77 | 22,137,585.89 | 22,413,794.68 | 22,693,446.05 | 22,976,583.18 | 23,263,249.82 |
| Flujos de efectivo anual [\$] | 20,806,088.31 | 21,065,955.03 | 21,328,936.39 | 21,595,067.34 | 21,864,645.77 | 22,137,585.89 | 22,413,794.68 | 22,693,446.05 | 22,976,583.18 | 23,263,249.82 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$] | 88,571,079.27 | 109,637,034.31 | 130,965,970.69 | 152,561,038.04 | 174,425,683.81 | 196,563,269.70 | 218,977,064.38 | 241,670,510.43 | 264,647,093.61 | 287,910,343.42 |
| Flujo de efectivo descontado [\$] | 3,438,891.80 | 3,195,817.66 | 2,969,906.68 | 2,759,948.21 | 2,564,847.70 | 2,383,538.44 | 2,215,032.26 | 2,058,438.43 | 1,912,914.87 | 1,777,679.02 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$] | -92,203,538.19 | -89,007,720.55 | -86,037,813.85 | -83,277,865.64 | -80,713,017.94 | -78,329,479.50 | -76,114,447.25 | -74,056,008.82 | -72,143,093.95 | -70,365,414.93 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$] | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 | 8,249,567.50 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$] | 14,874,140.58 | 14,973,509.17 | 15,074,368.30 | 15,176,740.31 | 15,280,647.90 | 15,386,114.11 | 15,493,162.31 | 15,601,816.23 | 15,712,099.96 | 15,824,037.95 |

Anexo 4. Flujo de efectivo del proyecto sin considerar el valor del terreno en Choluteca

| Modificado | año | año | año | año | año | año | año | año | año | año | año | año |
|--|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------|
| Año | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
| Generación (kWh) | | 197,377,000.00 | 196,983,000.00 | 196,589,000.00 | 196,196,000.00 | 195,803,000.00 | 195,412,000.00 | 195,021,000.00 | 194,631,000.00 | 194,241,000.00 | 193,853,000.00 | |
| Ingresos | | | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energía eléctrica (\$/kWh) | 0.141 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.17 |
| Total de Ingresos por venta de energía (\$) | 0.00 | 30,396,058.00 | 30,749,046.30 | 31,106,572.35 | 31,468,852.02 | 31,835,795.42 | 32,207,759.85 | 32,584,509.83 | 32,966,265.53 | 33,352,920.51 | 33,744,882.77 | |
| Egresos | | | | | | | | | | | | |
| Costo O&M (\$) | | 3298750 | 3348231.25 | 3398454.719 | 3449431.54 | 3501173.013 | 3553690.608 | 3606995.967 | 3661100.906 | 3716017.42 | 3771757.681 | |
| Seguros (\$) | 1583635.025 | 1607389.55 | 1631500.39 | 1655972.90 | 1680812.49 | 1706024.68 | 1731615.85 | 1757589.28 | 1783953.12 | 1810712.41 | 1837873.10 | |
| Total de costos (\$) | | 4906139.55 | 4979731.644 | 5054427.618 | 5130244.033 | 5207197.693 | 5285305.658 | 5364585.243 | 5445054.022 | 5526729.832 | 5609630.78 | |
| Análisis Económico sin Financiamiento | | | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto (\$) | | 25,489,918.45 | 25,769,314.66 | 26,052,144.74 | 26,338,607.99 | 26,528,587.73 | 26,822,453.39 | 27,219,924.59 | 27,521,211.51 | 27,826,190.68 | 28,135,251.99 | |
| Impuesto Sobre la Renta (\$) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Utilidad del Proyecto (\$) | | 25489918.45 | 25769314.66 | 26052144.74 | 26338607.99 | 26628587.73 | 26922453.39 | 27219924.59 | 27521211.51 | 27826190.68 | 28135251.99 | |
| Flujos de efectivo anual (\$) | -240,033,823 | 25489918.45 | 25769314.66 | 26052144.74 | 26338607.99 | 26628587.73 | 26922453.39 | 27219924.59 | 27521211.51 | 27826190.68 | 28135251.99 | |
| Flujos de efectivo acumulado (\$) | -240,033,823 | -214543904.65 | -188774589.97 | -162722445.23 | -136383837.24 | -109755249.51 | -82832796.12 | -5612871.54 | -28091660.03 | -25469.35 | 27869782.64 | |
| Flujo de efectivo descontado (\$) | -240,033,823 | 23267839.75 | 21472277.18 | 19815559.38 | 18287034.78 | 16876649.25 | 15575440.65 | 14374748.15 | 13266870.59 | 12244535.64 | 11301283.22 | |
| Flujo de efectivo descontado acumulado (\$) | -240,033,823 | -216785983.32 | -195293706.14 | -175478148.77 | -157191111.98 | -140314462.74 | -124739022.08 | -110364273.94 | -97097405.35 | -84852867.70 | -73551604.49 | |
| Ultimo año acumulado negativo [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 9.00 | 0.00 | |
| Porción del año siguiente [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.01 | 0.00 | |
| Costo de Capital distribuido a 30 años (\$) | 8,001,127 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | |
| LCOE (\$/kWh) | | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | |
| calculo para el LCOE ponderado (\$) | | 12907266.99 | 12980859.08 | 13055555.05 | 13131371.47 | 13208325.13 | 13286433.09 | 13365712.68 | 13446181.46 | 13527857.27 | 13610758.22 | |
| Análisis económico con financiamiento | | | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto (\$) | | 25489918.45 | 25769314.66 | 26052144.74 | 26338607.99 | 26628587.73 | 26922453.39 | 27219924.59 | 27521211.51 | 27826190.68 | 28135251.99 | |
| Interés (\$) | | 14282012.47 | 13319294.79 | 12274748.10 | 11241410.77 | 9911741.94 | 8577951.26 | 7129954.37 | 5559311.79 | 3855164.50 | 2006164.74 | |
| Cuota revisada (\$) | | 25608102.89 | 25608102.89 | 25608102.89 | 25608102.89 | 25608102.89 | 25608102.89 | 25608102.89 | 25608102.89 | 25608102.89 | 25608102.89 | |
| Pago a Capital (\$) | | 11526090.41 | 12288808.10 | 13333356.79 | 14666952.11 | 15496360.94 | 17030951.62 | 18478148.51 | 20048791.14 | 21752938.38 | 23601938.14 | |
| Balance (\$) | -168023676.2 | -156667585.74 | -144408777.64 | -131075420.85 | -116608728.74 | -100912367.80 | -83881816.17 | -65403667.66 | -45354876.53 | -23601938.14 | 0.00 | |
| Utilidad antes de impuestos (\$) | | 11207905.98 | 12450019.87 | 13777398.64 | 15197197.22 | 16716845.79 | 18344902.13 | 20089970.21 | 21961899.76 | 23971026.17 | 26129087.24 | |
| Impuesto Sobre la Renta (\$) | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Utilidad del Proyecto (\$) | | 11207905.98 | 12450019.87 | 13777398.64 | 15197197.22 | 16716845.79 | 18344902.13 | 20089970.21 | 21961899.76 | 23971026.17 | 26129087.24 | |
| Flujos de efectivo anual (\$) | -168023676.2 | -118184.44 | 161211.77 | 444041.85 | 730505.11 | 1020484.84 | 1314350.50 | 1611821.70 | 1913108.63 | 2238087.79 | 2527148.10 | |
| Flujos de efectivo acumulado(\$) | -168023676.2 | -168141860.59 | -167980648.82 | -167536606.97 | -166806101.86 | -165785617.02 | -164471266.52 | -162859444.82 | -160946336.19 | -158728248.40 | -156201096.30 | |
| Flujo de efectivo descontado (\$) | -168023676.2 | -108475.85 | 135813.29 | 343354.07 | 518458.88 | 664768.43 | 785864.71 | 884558.08 | 963655.39 | 1025495.17 | 1072404.23 | |
| Flujos de efectivo descontado acumulado (\$) | -168023676.2 | -168132152.00 | -167996338.71 | -167852984.64 | -167134525.76 | -166449757.33 | -165683892.62 | -164799334.53 | -163835679.15 | -162830183.97 | -16173779.74 | |
| Ultimo año acumulado negativo [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Porción del año siguiente [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| Costo de Capital distribuido a 30 años (\$) | 8,001,127 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | |
| LCOE(\$/kWh) | | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | |
| calculo para el LCOE ponderado (\$) | | 38115369.87 | 38588961.97 | 38663657.94 | 38739474.35 | 38816428.02 | 38894335.98 | 38973823.57 | 39054284.34 | 39135960.15 | 39218861.10 | |

| Modelado | año |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Año | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Generación [kWh] | 195,465,000.00 | 193,078,000.00 | 192,892,000.00 | 192,307,000.00 | 191,922,000.00 | 191,538,000.00 | 191,155,000.00 | 190,773,000.00 | 190,391,000.00 | 190,011,000.00 |
| Ingresos | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energía eléctrica [\$/kWh] | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 |
| Total de ingresos por venta de energía [\$] | 30,199,886.50 | 30,551,021.56 | 30,906,828.04 | 31,267,367.65 | 31,632,538.08 | 29,321,011.02 | 29,701,336.61 | 30,086,611.83 | 30,476,762.51 | 30,872,173.18 |
| Egresos | | | | | | | | | | |
| Costo O&M [\$] | 3828334.047 | 3885739.057 | 3944045.443 | 4003206.125 | 4063254.217 | 4124203.03 | 4186066.075 | 4248857.066 | 4312589.922 | 4377278.771 |
| Seguros [\$] | 1865441.19 | 1893422.81 | 1921824.16 | 1950651.52 | 1979911.29 | 2009609.96 | 2039754.11 | 2070350.42 | 2101405.68 | 2132926.78 |
| Total de costos [\$] | 5693775.241 | 5779181.87 | 5865869.598 | 5953857.642 | 6043165.507 | 6133812.989 | 6225820.184 | 6319207.487 | 6413995.599 | 6510205.533 |
| Análisis Económico sin Financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$] | 24,506,111.26 | 24,771,839.69 | 25,040,958.44 | 25,311,510.00 | 25,589,372.58 | 23,187,218.04 | 23,475,516.42 | 23,767,404.34 | 24,062,766.91 | 24,361,967.65 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$] | 6126527.815 | 6192959.922 | 6260239.611 | 6328377.501 | 6397343.144 | 5796804.509 | 5868879.105 | 5941851.086 | 6015691.728 | 6090491.911 |
| Utilidad del Proyecto [\$] | 18379583.44 | 18578879.77 | 18780718.83 | 18985132.50 | 19192029.43 | 17390413.53 | 17606637.32 | 17825553.26 | 18047075.19 | 18271475.73 |
| Flujos de efectivo anual [\$] | 18379583.44 | 18578879.77 | 18780718.83 | 18985132.50 | 19192029.43 | 17390413.53 | 17606637.32 | 17825553.26 | 18047075.19 | 18271475.73 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$] | 46249366.08 | 64828245.85 | 83608964.68 | 102594097.18 | 121786126.62 | 139176540.14 | 156783177.46 | 174608730.72 | 192655805.90 | 210927281.64 |
| Flujo de efectivo descontado [\$] | 6739062.18 | 6218289.56 | 5737877.16 | 5294686.93 | 4885794.23 | 4041213.53 | 3734787.75 | 3451597.49 | 3188859.62 | 2947989.87 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$] | -66812542.51 | -60594252.75 | -54856575.59 | -49561688.66 | -44675894.43 | -40634680.89 | -36899893.14 | -33448295.65 | -30258456.05 | -27330446.15 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$] | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| Calculo para el LCOE ponderado [\$] | 13694902.68 | 13780309.31 | 13866997.03 | 13954985.08 | 14044292.94 | 14134940.43 | 14226947.62 | 14320334.92 | 14415123.04 | 14511332.97 |
| Análisis económica con financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$] | 24506111.26 | 24771839.69 | 25040958.44 | 25313510.00 | 25589372.58 | 23187218.04 | 23475516.42 | 23767404.34 | 24062766.91 | 24361967.65 |
| Interés [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo nivelado [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Pago a Capital [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Balance [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Utilidad antes de impuestos [\$] | 24506111.26 | 24771839.69 | 25040958.44 | 25313510.00 | 25589372.58 | 23187218.04 | 23475516.42 | 23767404.34 | 24062766.91 | 24361967.65 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$] | 6126527.81 | 6182959.92 | 6260239.61 | 6328377.50 | 6397343.14 | 5796804.51 | 5868879.11 | 5941851.09 | 6015691.73 | 6090491.91 |
| Utilidad del Proyecto [\$] | 18379583.44 | 18578879.77 | 18780718.83 | 18985132.50 | 19192029.43 | 17390413.53 | 17606637.32 | 17825553.26 | 18047075.19 | 18271475.73 |
| Flujos de efectivo anual [\$] | 18379583.44 | 18578879.77 | 18780718.83 | 18985132.50 | 19192029.43 | 17390413.53 | 17606637.32 | 17825553.26 | 18047075.19 | 18271475.73 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$] | -137821515.86 | -119242636.09 | -100461917.26 | -81476784.76 | -62284755.32 | -44894341.80 | -27287704.48 | -9462151.22 | 8584923.96 | 26856399.69 |
| Flujo de efectivo descontado [\$] | 7158731.67 | 6641905.76 | 6182517.44 | 5717844.61 | 5305329.75 | 4412592.68 | 4100279.20 | 3810244.07 | 3540701.95 | 3290250.27 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$] | -154579048.07 | -147957142.32 | -141774624.88 | -136056780.27 | -130751450.52 | -126339057.84 | -122238778.64 | -118428534.57 | -114887832.61 | -111397582.34 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 18.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.52 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$] | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| Calculo para el LCOE ponderado [\$] | 13694902.68 | 13780309.31 | 13866997.03 | 13954985.08 | 14044292.94 | 14134940.43 | 14226947.62 | 14320334.92 | 14415123.04 | 14511332.97 |

| Modelado | año |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Año | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| Generación [kWh] | 189,631,000.00 | 189,251,000.00 | 188,873,000.00 | 188,495,000.00 | 188,118,000.00 | 187,742,000.00 | 187,366,000.00 | 186,992,000.00 | 186,618,000.00 | 186,244,000.00 |
| Ingresos | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energía eléctrica [\$/kW] | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 |
| Total de ingresos por venta de energía [\$/] | 31,272,588.89 | 31,678,070.84 | 32,089,020.71 | 32,505,171.50 | 32,926,761.83 | 33,353,863.86 | 33,786,370.42 | 34,224,713.62 | 34,668,605.19 | 35,118,112.94 |
| Egresos | | | | | | | | | | |
| Costo O&M [\$/] | 4442937.953 | 4509582.022 | 4577225.752 | 4645884.139 | 4715572.401 | 4786305.987 | 4858100.577 | 4930972.085 | 5004936.667 | 5080010.717 |
| Seguros [\$/] | 2164920.66 | 2197394.47 | 2230355.39 | 2263810.72 | 2297767.88 | 2332234.40 | 2367217.92 | 2402726.19 | 2438767.08 | 2475348.58 |
| Total de costos [\$/] | 6607858.616 | 6706976.495 | 6807581.143 | 6909694.86 | 7013340.283 | 7118540.387 | 7225318.493 | 7333698.27 | 7443703.744 | 7555359.301 |
| Análisis Económico sin Financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$/] | 24,664,730.28 | 24,971,094.54 | 25,281,439.56 | 25,595,476.64 | 25,913,421.55 | 26,235,523.47 | 26,561,051.93 | 26,891,015.35 | 27,224,901.44 | 27,562,753.64 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | 6166182.569 | 6242773.586 | 6320359.891 | 6398869.161 | 6478355.386 | 6558850.867 | 6640262.983 | 6722753.839 | 6806225.361 | 6890688.409 |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | 18498547.71 | 18728320.76 | 18961079.67 | 19196607.48 | 19435066.16 | 19676492.60 | 19920788.95 | 20168261.52 | 20418676.08 | 20672065.23 |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | 18498547.71 | 18728320.76 | 18961079.67 | 19196607.48 | 19435066.16 | 19676492.60 | 19920788.95 | 20168261.52 | 20418676.08 | 20672065.23 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | 229425829.34 | 248154150.10 | 267115229.77 | 286311837.26 | 305746903.42 | 325423396.02 | 345344184.97 | 365512446.48 | 385931122.56 | 406603187.79 |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | 2724442.30 | 2517830.19 | 2326903.00 | 2150439.95 | 1987359.69 | 1836647.27 | 1697355.20 | 1568634.53 | 1449667.84 | 1339714.97 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -24586003.86 | -22068173.66 | -19741270.66 | -17590830.72 | -15603471.03 | -13766823.76 | -12069470.56 | -10500836.03 | -9051168.19 | -7711453.22 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| cálculo para el LCOE ponderado [\$/] | 14608986.05 | 14708103.93 | 14808708.58 | 14910822.30 | 15014467.72 | 15119667.82 | 15226445.93 | 15334825.71 | 15444831.18 | 15556486.74 |
| Análisis económico con financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad bruta del proyecto [\$/] | 24664730.28 | 24971094.34 | 25281439.56 | 25595476.64 | 25913421.55 | 26235523.47 | 26561051.93 | 26891015.35 | 27224901.44 | 27562753.64 |
| Interés [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Cuota nivelada [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Pago a Capital [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Balance [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Utilidad antes de impuestos [\$/] | 24664730.28 | 24971094.34 | 25281439.56 | 25595476.64 | 25913421.55 | 26235523.47 | 26561051.93 | 26891015.35 | 27224901.44 | 27562753.64 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | 6166182.57 | 6242773.59 | 6320359.89 | 6398869.16 | 6478355.39 | 6558830.87 | 6640262.98 | 6722753.84 | 6806225.36 | 6890688.41 |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | 18498547.71 | 18728320.76 | 18961079.67 | 19196607.48 | 19435066.16 | 19676492.60 | 19920788.95 | 20168261.52 | 20418676.08 | 20672065.23 |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | 18498547.71 | 18728320.76 | 18961079.67 | 19196607.48 | 19435066.16 | 19676492.60 | 19920788.95 | 20168261.52 | 20418676.08 | 20672065.23 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | 45354947.40 | 64083268.16 | 83044347.83 | 102240955.32 | 121676021.47 | 141352514.08 | 161273303.02 | 181441564.54 | 201860240.62 | 222532305.85 |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | 3057494.66 | 2841186.08 | 2640199.03 | 2453414.09 | 2279844.15 | 2118554.24 | 1968662.19 | 1829388.29 | 1699956.38 | 1579671.67 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -108540087.68 | -105698901.60 | -103058702.57 | -100605288.48 | -98325444.33 | -96206890.09 | -94258227.90 | -92408839.61 | -90708883.23 | -89129211.56 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 | 8001127.44 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| cálculo para el LCOE ponderado [\$/] | 14608986.05 | 14708103.93 | 14808708.58 | 14910822.30 | 15014467.72 | 15119667.82 | 15226445.93 | 15334825.71 | 15444831.18 | 15556486.74 |

Anexo 5. Flujo de efectivo del proyecto considerando el valor del terreno en Choluteca

| Modelado | año | año | año | año | año | año | año | año | año | año | año |
|---|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Año | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Generación [kWh] | | 197,777,000.00 | 196,983,000.00 | 196,589,000.00 | 196,196,000.00 | 195,803,000.00 | 195,412,000.00 | 195,021,000.00 | 194,631,000.00 | 194,241,000.00 | 193,853,000.00 |
| Ingresos | | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energía eléctrica [\$/kWh] | 0.141 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.17 |
| Total de Ingresos por venta de energía [\$/] | 0.00 | 30,596,058.00 | 30,749,046.30 | 31,106,572.35 | 31,468,852.02 | 31,835,785.42 | 32,207,759.05 | 32,584,509.83 | 32,966,265.53 | 33,352,920.51 | 33,744,882.77 |
| Egresos | | | | | | | | | | | |
| Costo O&M [\$/] | | 3,298,750.00 | 3,348,231.25 | 3,398,454.72 | 3,448,431.54 | 3,501,173.01 | 3,553,690.61 | 3,606,995.97 | 3,661,100.91 | 3,716,017.42 | 3,771,757.68 |
| Seguros [\$/] | 1,583,635.03 | 1,607,389.55 | 1,631,500.39 | 1,655,972.90 | 1,680,812.49 | 1,706,024.68 | 1,731,615.05 | 1,757,589.28 | 1,783,953.12 | 1,810,712.41 | 1,837,873.10 |
| Total de costos [\$/] | | 4,906,139.55 | 4,979,731.64 | 5,054,427.62 | 5,130,244.03 | 5,207,197.69 | 5,285,305.66 | 5,364,585.24 | 5,445,054.02 | 5,526,729.83 | 5,609,630.78 |
| Análisis Económico sin Financiamiento | | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$/] | | 25,489,918.45 | 25,789,314.66 | 26,052,144.74 | 26,338,607.99 | 26,628,587.73 | 26,922,453.39 | 27,219,924.59 | 27,521,211.51 | 27,826,190.68 | 28,135,251.99 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | | 25,489,918.45 | 25,789,314.66 | 26,052,144.74 | 26,338,607.99 | 26,628,587.73 | 26,922,453.39 | 27,219,924.59 | 27,521,211.51 | 27,826,190.68 | 28,135,251.99 |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | -246,733.823 | 25,489,918.45 | 25,789,314.66 | 26,052,144.74 | 26,338,607.99 | 26,628,587.73 | 26,922,453.39 | 27,219,924.59 | 27,521,211.51 | 27,826,190.68 | 28,135,251.99 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | -246,733.823 | -221,243,904.53 | -195,474,589.97 | -169,422,445.23 | -143,083,837.24 | -116,455,248.51 | -89,512,796.12 | -62,312,871.54 | -34,791,660.03 | -6,965,469.35 | 21,169,782.64 |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | -246,733.823 | 231,72653.14 | 212,96954.26 | 195,73361.95 | 179,89623.65 | 163,34257.92 | 151,97023.07 | 139,68125.28 | 128,38848.28 | 118,01021.20 | 108,47357.60 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -246,733.823 | -213,541189.94 | -202,264215.88 | -182,930833.74 | -164,701230.09 | -148,186972.16 | -132,969949.09 | -119,001823.81 | -106,162975.55 | -94,361954.34 | -83,14596.74 |
| Último año acumulado negativo [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 9.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.25 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8,224,461 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 |
| LCOE [\$/kWh] | | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$/] | | 13130600.32 | 13204192.41 | 13278888.39 | 13354704.80 | 13431658.46 | 13509766.43 | 13589046.01 | 13669514.79 | 13751190.80 | 13834091.55 |
| Análisis económico con financiamiento | | | | | | | | | | | |
| Utilidad bruta del proyecto [\$/] | | 25,489,918.45 | 25,789,314.66 | 26,052,144.74 | 26,338,607.99 | 26,628,587.73 | 26,922,453.39 | 27,219,924.59 | 27,521,211.51 | 27,826,190.68 | 28,135,251.99 |
| Interés [\$/] | | 14680662.47 | 13691072.71 | 12617367.81 | 11452398.00 | 10188405.75 | 8816974.16 | 7328970.89 | 5714487.34 | 3962772.68 | 2062162.28 |
| Cuota nivelada [\$/] | | 26322895.02 | 26322895.02 | 26322895.02 | 26322895.02 | 26322895.02 | 26322895.02 | 26322895.02 | 26322895.02 | 26322895.02 | 26322895.02 |
| Pago a Capital [\$/] | | 11642232.55 | 12631822.32 | 13705527.21 | 14870497.03 | 16134489.27 | 17505920.86 | 18993924.14 | 20608407.69 | 22360122.34 | 24260732.74 |
| Balance [\$/] | -172713676.2 | -161071443.60 | -148439621.28 | -134734094.07 | -119863397.04 | -103729107.77 | -86223186.91 | -67229262.77 | -46620855.08 | -24260732.74 | 0.00 |
| Utilidad antes de impuestos [\$/] | | 10809255.98 | 12078241.95 | 13434776.93 | 14886210.00 | 16440181.98 | 18105479.23 | 19890953.70 | 21806724.18 | 23860418.00 | 26073089.70 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | | 10809255.98 | 12078241.95 | 13434776.93 | 14886210.00 | 16440181.98 | 18105479.23 | 19890953.70 | 21806724.18 | 23860418.00 | 26073089.70 |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | -172713676.2 | -812976.57 | -553580.37 | -270750.29 | 15712.97 | 305692.71 | 599558.37 | 807029.56 | 1198316.40 | 1503295.66 | 1812356.96 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | -172713676.2 | -173546632.73 | -174100233.09 | -174370983.38 | -174355270.41 | -174049577.71 | -173450019.34 | -172352989.78 | -171354673.29 | -169851377.63 | -168029020.67 |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | -172713676.2 | -764549.40 | -466365.28 | -209356.87 | 11151.91 | 199135.60 | 358482.58 | 492284.45 | 603606.15 | 695023.18 | 769079.79 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -172713676.2 | -173478225.55 | -173944590.83 | -174153947.71 | -174142795.80 | -173943660.20 | -173585177.62 | -173092893.17 | -172489287.02 | -171794263.83 | -171035184.05 |
| Último año acumulado negativo [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8,224,461 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 |
| LCOE [\$/kWh] | | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.21 | 0.21 | 0.21 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$/] | | 39455495.34 | 39527087.44 | 39601783.41 | 39677599.83 | 39754553.49 | 39832661.45 | 39911941.04 | 39992409.81 | 40074085.62 | 40156986.57 |

| Modelado | año |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Año | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Generación [kWh] | 193,465,000.00 | 193,078,000.00 | 192,692,000.00 | 192,307,000.00 | 191,922,000.00 | 191,538,000.00 | 191,155,000.00 | 190,773,000.00 | 190,391,000.00 | 190,011,000.00 |
| Ingresos | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energía eléctrica [\$/kWh] | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 |
| Total de ingresos por venta de energía [\$] | 30,959,888.50 | 30,551,021.56 | 30,906,828.04 | 31,267,567.65 | 31,632,518.08 | 29,321,031.02 | 29,701,336.61 | 30,086,611.83 | 30,476,762.51 | 30,872,173.18 |
| Egresos | | | | | | | | | | |
| Costo O&M [\$] | 3,828,334.05 | 3,885,759.06 | 3,944,045.44 | 4,003,206.12 | 4,063,254.22 | 4,124,203.03 | 4,186,066.08 | 4,248,857.07 | 4,312,589.92 | 4,377,278.77 |
| Seguros [\$] | 1,865,441.19 | 1,893,422.81 | 1,921,824.16 | 1,950,651.52 | 1,979,911.29 | 2,009,609.96 | 2,039,754.11 | 2,070,350.42 | 2,101,405.68 | 2,132,926.76 |
| Total de costos [\$] | 5,693,775.24 | 5,779,181.87 | 5,865,869.60 | 5,953,857.64 | 6,043,165.51 | 6,133,812.99 | 6,225,820.18 | 6,319,207.49 | 6,413,995.60 | 6,510,205.53 |
| Análisis Económico sin Financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$] | 24,506,111.26 | 24,771,839.69 | 25,040,958.44 | 25,313,510.00 | 25,589,372.58 | 23,187,218.04 | 23,475,516.42 | 23,767,404.34 | 24,062,766.91 | 24,361,967.65 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$] | 6126527.815 | 6192959.922 | 6260239.611 | 6328377.501 | 6397343.144 | 5796804.309 | 5868879.105 | 5941851.086 | 6015691.728 | 6090491.911 |
| Utilidad del Proyecto [\$] | 18379583.44 | 18578879.77 | 18780718.83 | 18985132.50 | 19192029.43 | 17390413.53 | 17606637.32 | 17825553.26 | 18047075.19 | 18271475.73 |
| Flujos de efectivo anual [\$] | 18379583.44 | 18578879.77 | 18780718.83 | 18985132.50 | 19192029.43 | 17390413.53 | 17606637.32 | 17825553.26 | 18047075.19 | 18271475.73 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$] | 39549366.08 | 58128245.85 | 76908994.68 | 95894097.18 | 115086126.62 | 132470540.14 | 150083177.46 | 167908730.72 | 185955805.90 | 204227281.64 |
| Flujo de efectivo descontado [\$] | 6441991.87 | 5919803.65 | 5440105.27 | 4999378.76 | 4594419.26 | 3784660.67 | 3483379.33 | 3206082.44 | 2950841.00 | 2715938.44 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$] | -77072664.86 | -71152861.21 | -65712755.94 | -60713377.19 | -56118957.93 | -52334297.26 | -48850917.93 | -45644835.49 | -42693994.49 | -39978056.05 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$] | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$] | 13918236.01 | 14003642.64 | 14090330.37 | 14178318.41 | 14267626.28 | 14358273.76 | 14450280.95 | 14543668.26 | 14638456.37 | 14734666.30 |
| Análisis económico con financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad bruta del proyecto [\$] | 24506111.26 | 24771839.69 | 25040958.44 | 25313510.00 | 25589372.58 | 23187218.04 | 23475516.42 | 23767404.34 | 24062766.91 | 24361967.65 |
| Interés [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Cuota nivelada [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Pago a Capital [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Balance [\$] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Utilidad antes de impuestos [\$] | 24506111.26 | 24771839.69 | 25040958.44 | 25313510.00 | 25589372.58 | 23187218.04 | 23475516.42 | 23767404.34 | 24062766.91 | 24361967.65 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$] | 6126527.81 | 6192959.92 | 6260239.61 | 6328377.50 | 6397343.14 | 5796804.51 | 5868879.11 | 5941851.09 | 6015691.73 | 6090491.91 |
| Utilidad del Proyecto [\$] | 18379583.44 | 18578879.77 | 18780718.83 | 18985132.50 | 19192029.43 | 17390413.53 | 17606637.32 | 17825553.26 | 18047075.19 | 18271475.73 |
| Flujos de efectivo anual [\$] | 18379583.44 | 18578879.77 | 18780718.83 | 18985132.50 | 19192029.43 | 17390413.53 | 17606637.32 | 17825553.26 | 18047075.19 | 18271475.73 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$] | -149659457.23 | -131080557.46 | -112299858.63 | -93514706.13 | -74122676.69 | -56732265.17 | -39125625.85 | -21500072.59 | -3252997.41 | 15018478.33 |
| Flujo de efectivo descontado [\$] | 7158731.67 | 6641905.76 | 6162517.44 | 5717844.61 | 5305329.75 | 4412992.68 | 4100279.20 | 3810244.07 | 3540701.95 | 3290250.27 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$] | -163866452.38 | -157224546.63 | -151062029.19 | -145044184.58 | -140038854.83 | -135626462.15 | -131526182.94 | -127715938.88 | -124175236.92 | -120884986.65 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 19.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.18 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$] | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$] | 13918236.01 | 14003642.64 | 14090330.37 | 14178318.41 | 14267626.28 | 14358273.76 | 14450280.95 | 14543668.26 | 14638456.37 | 14734666.30 |

| Modelado | año |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Año | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
| Generación [kWh] | 189,631,000.00 | 189,251,000.00 | 188,873,000.00 | 188,495,000.00 | 188,118,000.00 | 187,742,000.00 | 187,366,000.00 | 186,992,000.00 | 186,618,000.00 | 186,244,000.00 |
| Ingresos | | | | | | | | | | |
| Tarifa de energía eléctrica [\$/kW] | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 |
| Total de ingresos por venta de energía [\$/] | 31,272,588.89 | 31,678,070.84 | 32,089,020.71 | 32,505,171.50 | 32,926,761.83 | 33,353,863.86 | 33,786,370.42 | 34,224,713.62 | 34,668,605.19 | 35,118,112.94 |
| Egresos | | | | | | | | | | |
| Costo O&M [\$/] | 4,442,937.95 | 4,509,582.02 | 4,577,225.75 | 4,645,884.14 | 4,715,572.40 | 4,786,305.99 | 4,858,100.58 | 4,930,972.09 | 5,004,936.67 | 5,080,010.72 |
| Seguros [\$/] | 2,164,920.66 | 2,197,394.47 | 2,230,355.39 | 2,263,810.72 | 2,297,767.88 | 2,332,334.40 | 2,367,217.92 | 2,402,726.19 | 2,438,767.08 | 2,475,348.58 |
| Total de costos [\$/] | 6,607,858.62 | 6,706,976.50 | 6,807,581.14 | 6,909,694.86 | 7,013,340.28 | 7,118,540.39 | 7,225,318.49 | 7,333,698.27 | 7,443,703.74 | 7,555,359.30 |
| Análisis Económico sin Financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad Bruta del proyecto [\$/] | 24,664,730.28 | 24,971,094.34 | 25,281,439.56 | 25,595,476.64 | 25,913,421.55 | 26,235,323.47 | 26,561,051.93 | 26,891,015.35 | 27,224,901.44 | 27,562,753.64 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | 6166182.568 | 6242773.586 | 6320359.891 | 6398869.161 | 6478355.386 | 6558830.867 | 6640262.983 | 6722753.839 | 6806225.361 | 6890688.409 |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | 18498547.71 | 18728320.76 | 18961079.67 | 19196607.48 | 19435066.16 | 19676492.60 | 19920788.95 | 20168261.52 | 20418676.08 | 20672065.23 |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | 18498547.71 | 18728320.76 | 18961079.67 | 19196607.48 | 19435066.16 | 19676492.60 | 19920788.95 | 20168261.52 | 20418676.08 | 20672065.23 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | 222725829.34 | 241454150.10 | 260415229.77 | 279611837.26 | 299046903.42 | 318723396.02 | 338644184.97 | 358812446.48 | 379231122.56 | 399903187.79 |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | 2499719.31 | 2300698.80 | 2117538.45 | 1948947.05 | 1793778.83 | 1650965.02 | 1519511.65 | 1398534.81 | 1287181.27 | 1184686.15 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -37478336.73 | -35177637.94 | -33060099.49 | -31111152.44 | -29317373.60 | -27666408.58 | -26146896.93 | -24748362.12 | -23461180.86 | -22276494.70 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$/] | 14852319.39 | 14931437.26 | 15032041.91 | 15134155.63 | 15237801.05 | 15343001.16 | 15449779.26 | 15558159.04 | 15668164.51 | 15779820.07 |
| Análisis económico con financiamiento | | | | | | | | | | |
| Utilidad bruta del proyecto [\$/] | 24664730.28 | 24971094.34 | 25281439.56 | 25595476.64 | 25913421.55 | 26235323.47 | 26561051.93 | 26891015.35 | 27224901.44 | 27562753.64 |
| Interés [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Cuota nivelada [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Pago a Capital [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Balance [\$/] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Utilidad antes de impuestos [\$/] | 24664730.28 | 24971094.34 | 25281439.56 | 25595476.64 | 25913421.55 | 26235323.47 | 26561051.93 | 26891015.35 | 27224901.44 | 27562753.64 |
| Impuesto Sobre la Renta [\$/] | 6166182.57 | 6242773.59 | 6320359.89 | 6398869.16 | 6478355.39 | 6558830.87 | 6640262.98 | 6722753.84 | 6806225.36 | 6890688.41 |
| Utilidad del Proyecto [\$/] | 18498547.71 | 18728320.76 | 18961079.67 | 19196607.48 | 19435066.16 | 19676492.60 | 19920788.95 | 20168261.52 | 20418676.08 | 20672065.23 |
| Flujos de efectivo anual [\$/] | 18498547.71 | 18728320.76 | 18961079.67 | 19196607.48 | 19435066.16 | 19676492.60 | 19920788.95 | 20168261.52 | 20418676.08 | 20672065.23 |
| Flujos de efectivo acumulado [\$/] | 33517026.03 | 52245346.79 | 71206426.46 | 90403033.95 | 109838100.11 | 129514592.71 | 149435381.66 | 169603643.17 | 190022319.25 | 210694384.48 |
| Flujo de efectivo descontado [\$/] | 3057494.66 | 2841186.08 | 2640199.03 | 2453414.09 | 2279844.15 | 2118554.24 | 1968662.19 | 1829388.29 | 1699956.38 | 1579671.67 |
| Flujos de efectivo descontado acumulado [\$/] | -117827491.99 | -114986305.91 | -112346106.87 | -109892892.79 | -107612848.64 | -105494294.40 | -103525632.21 | -101696243.92 | -99996287.54 | -98416615.87 |
| Último año acumulado negativo [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Porción del año siguiente [años] | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Costo de Capital distribuido a 30 años [\$/] | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 | 8224460.77 |
| LCOE [\$/kWh] | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| calculo para el LCOE ponderado [\$/] | 14852319.39 | 14931437.26 | 15032041.91 | 15134155.63 | 15237801.05 | 15343001.16 | 15449779.26 | 15558159.04 | 15668164.51 | 15779820.07 |