



**FACULTAD DE POSTGRADO
TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN**

**PREFACTIBILIDAD GRANJA SOLAR FOTOVOLTAICA
VERSUS CAMBIO DE TURBINA Y SU UBICACIÓN EN LA
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA ZACAPA**

**SUSTENTADO POR:
CESAR AUGUSTO CUEVA SERRANO
PAOLA JAQUELINE ROMERO HERRERA**

**PREVIA INVESTIDURA AL TÍTULO DE
MÁSTER EN
GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES
SAN PEDRO SULA, CORTÉS, HONDURAS, C.A.**

NOVIEMBRE, 2021

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

UNITEC

FACULTAD DE POSTGRADO

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTOR

MARLON BREVÉ REYES

SECRETARIO GENERAL

ROGER MARTÍNEZ MIRALDA

VICERRECTORA CADEMICA

DESIREE TEJADA CALVO

DIRECTORA UNITEC CAMPUS S.P.S

MARIA ROXANA ESPINAL

DIRECTORA NACIONAL DE POSTGRADO

ANA DEL CARMEN RETTALLY

**PREFACTIBILIDAD GRANJA SOLAR FOTOVOLTAICA
VERSUS CAMBIO DE TURBINA Y SU UBICACIÓN EN LA
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA ZACAPA**

**TRABAJO PRESENTADO EN CUMPLIMIENTO DE LOS
REQUISITOS EXIGIDOS PARA OPTAR AL TÍTULO DE**

**MÁSTER EN
GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES**

ASESOR METODOLÓGICO

JOSÉ RODOLFO SORTO

ASESOR TEMÁTICO

**MARIO RUBEN ZELAYA AGUILAR
RONALD FRANCISCO MERLO ROMERO**

MIEMBROS DE LA TERNA

**ALICIA MARIA REYES DUKE
FABIO DIONICIO PONCE LAGOS
JOSÉ GABRIEL ZORTO AGUILERA**

DERECHOS DE AUTOR

© Copyright 2016

CESAR AUGUSTO CUEVA SERRANO
PAOLA JAQUELINE ROMERO HERRERA

Todos los derechos son reservados.



FACULTAD DE POSTGRADO

**PREFACTIBILIDAD GRANJA SOLAR FOTOVOLTAICA VERSUS CAMBIO
TURBINA Y SU UBICACION EN LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA ZACAPA**

NOMBRES DE LOS MAESTRANTES:

**CESAR AUGUSTO CUEVA SERRANO
PAOLA JAQUELINE ROMERO HERRERA**

Resumen

El presente trabajo de estudio de prefactibilidad se realizó con el propósito de investigar si es factible compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca de energía eléctrica en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa. La finalidad de la investigación fue realizar la selección de la alternativa técnica y financieramente factible que resultará más favorable para la problemática de compensación de energía entre las opciones de una granja solar fotovoltaica o el cambio de turbina y su ubicación. La hipótesis considera la alternativa de la granja solar como viable técnicamente y la que presenta mayor tasa interna de rendimiento (TIR) que supera el costo de capital. La metodología de la investigación tiene un enfoque mixto entre lo cualitativo y cuantitativo siendo este último el dominante y de forma no experimental, transversal y descriptivo. El cambio de ubicación y turbina resulto técnicamente no viable y la granja solar fue la alternativa técnicamente viable, con resultados financieros valor presente neto L1,491,486.73 y tasa interna de rendimiento del 16.92%. Una granja solar de 737 kWp es la opción que permitirá compensar las pérdidas anuales de generación y la diferencia entre temporada lluviosa y temporada seca. Se sugiere realizar diseño final de la granja solar y análisis del mercado de oportunidad para la venta de la energía producida por ésta.

Palabras Clave: Energía Hidroeléctrica, Energía Solar, Prefactibilidad.



**PRE-FEASIBILITY SOLAR PHOTOVOLTAIC FARM VERSUS CHANGE OF
TURBINE AND ITS UBICATION IN MINI HYDROELECTRIC POWER STATION
ZACAPA**

AUTHORS:

CESAR AUGUSTO CUEVA SERRANO

PAOLA JAQUELINE ROMERO HERRERA

Abstract

The present pre-feasibility study work was carried out with the purpose of investigating if it is feasible to compensate the annual and habitual loss during the dry season of electricity generation at the Zacapa Mini Hydroelectric Power Plant. The purpose of the research was to make the comparison and the selection of the technically and financially feasible alternative that would be more favorable for the problem of energy compensation between the options of a solar farm or the change of turbine and its location. The hypothesis considers the solar photovoltaic farm alternative as technically feasible and the one with the highest internal rate of return (IRR) that exceeds the cost of capital. The research methodology has a mixed approach between qualitative and quantitative, the last one being the dominant and non-experimental, cross-sectional and descriptive. The change of location and turbine was technically not viable and the solar farm was the technically viable alternative, with financial results net present value of L1,491,486.73 and internal rate of return of 16.92%. A 737 kWp solar farm is the option that will make it possible to compensate the annual energy loss and difference between rainy season and dry season. It is suggested to carry out a final design of the solar farm and an analysis of the opportunity market for the sale of the energy produced by it.

Key Words: Hydroelectric Energy, Solar Energy, Pre-feasibility.

DEDICATORIA

Primero dedico este proyecto de tesis a Dios que siempre me acompaña en cada reto que me propongo, siendo mi fortaleza para seguir adelante.

A mi madre Paula Herrera, que me ha motivado a luchar por mis sueños, me ha brindado su apoyo en los momentos más difíciles, nunca ha dejado de creer en mí y por su gran entusiasmo en cada uno de los logros que he obtenido en mi vida.

A mis compañeros por formar parte de este nuevo proceso de aprendizaje y por brindarme su apoyo en cada una de las clases que cursamos juntos.

Y a mi compañero de tesis Cesar Cueva, por su esfuerzo y dedicación en este proceso.

Paola Romero

Dedico el presente trabajo de tesis primeramente a Dios, porque siempre está de mi lado, y me ha regalado sabiduría durante todo este tiempo.

A mi esposa Perla Dubon, por su apoyo en todo momento y motivación para continuar mi preparación profesional.

A mis padres, Cesar Cueva y Glenda Serrano por los valores y principios inculcados en el hogar, por animarme a esforzarme para lograr mis objetivos, por sus consejos y apoyo incondicional en cualquier situación.

Y a mi compañera de tesis Paola Romero, por su esfuerzo y dedicación en este proceso.

Cesar Cueva

AGRADECIMIENTO

Primeramente, agradecemos a Dios por permitirnos culminar con éxito esta etapa de nuestras vidas y por guiar nuestros pasos durante todo este proceso.

A nuestros asesores temáticos Ronald Merlo y Mario Zelaya por guiarnos en el desarrollo de nuestra tesis y a nuestro asesor metodológico José Rodolfo Sorto.

A la empresa CENIT S.A. de C.V. por su apertura para el desarrollo de la tesis en su proyecto de generación de energía Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
1.1	Introducción 1
1.2	Antecedentes del problema 2
1.3	Definición del problema 6
1.3.1	Enunciado del problema 6
1.3.2	Formulación del problema 8
1.3.3	Preguntas de Investigación 8
1.4	Objetivos del proyecto 9
1.4.1	Objetivo general..... 9
1.4.2	Objetivos específicos 9
1.5	Justificación 10
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	11
2.1	Análisis de la situación actual..... 11
2.1.1	Análisis del macroentorno 11
2.1.1.1	Energía hidroeléctrica 11
2.1.1.2	Energía solar 15
2.1.2	Análisis del microentorno 19
2.1.2.1	Energía hidroeléctrica 19
2.1.2.2	Energía solar 21
2.1.3	Análisis local..... 23
2.1.3.1	Energía hidroeléctrica 23
2.1.3.2	Energía solar 26
2.1.4	Análisis interno 27
2.1.4.1	Energía hidroeléctrica 27

2.2 Teorías de sustento.....	28
2.2.1 Energía hidroeléctrica	28
2.2.2 Energía solar	34
2.2.3 Estudio de Prefactibilidad.....	38
2.2.3.1 Estudio técnico operativo.....	39
2.2.3.2 Estudio económico-financiero	41
2.3 Conceptualización.....	43
2.3.1 Variable dependiente	45
2.3.1.1 Tasa Interna de Rendimiento	45
2.3.2 Variables Independientes	46
2.3.2.1 Tipo de aprovechamiento hidroeléctrico	46
2.3.2.1.1 Centrales hidroeléctricas de embalse.....	46
2.3.2.1.2 Centrales hidroeléctricas de agua fluyente	46
2.3.2.1.3 Centrales hidroeléctricas mixtas	47
2.3.2.2 Salto Hidráulico	47
2.3.2.2.1 Salto bruto.....	47
2.3.2.2.2 Salto útil.....	48
2.3.2.2.3 Pérdidas de carga	48
2.3.2.2.4 Salto neto	48
2.3.2.3 Caudal	49
2.3.2.3.1 Curva de caudales medios diarios de un año tipo	49
2.3.2.3.2 Curva de caudales medios clasificados.....	49
2.3.2.3.3 Curva de caudales del año más seco	49
2.3.2.4 Turbina.....	50
2.3.2.4.1 Turbinas de grandes alturas y pequeños caudales.....	50

2.3.2.4.2 Turbinas de medianas alturas y medianos caudales.....	50
2.3.2.4.3 Turbinas de pequeñas alturas y grandes caudales.....	50
2.3.2.4.4 Turbinas para altura cero	51
2.3.2.5 Tipo de energía solar.....	51
2.3.2.5.1 Energía solar fotovoltaica	51
2.3.2.5.2 Energía solar térmica	51
2.3.2.6 Paneles solares fotovoltaicos	52
2.3.2.6.1 Paneles solares monocristalinos.....	52
2.3.2.6.2 Paneles solares policristalinos.....	53
2.3.2.6.3 Paneles solares amorfos	54
2.3.2.7 Irradiancia.....	55
2.3.2.7.1 Radiación Directa.....	56
2.3.2.7.2 Radiación difusa.....	56
2.3.2.7.3 Radiación reflejada o albedo.....	56
2.3.2.8 Localización	56
2.3.2.9 Tamaño	57
2.3.2.10 Equipo.....	57
2.3.2.11 Insumos.....	57
2.3.2.12 Organización Humana	58
2.3.2.13 Inversión inicial	58
2.3.2.14 Ingresos	58
2.3.2.15 Costos.....	59
2.3.2.16 Utilidad	60
2.3.2.17 Impuestos	60
2.3.2.18 Depreciación	61

2.3.2.19 Inflación	61
2.4 Instrumentos utilizados	62
2.4.1 Instrumentos para determinar salto hidráulico y caudal	62
2.4.2 Instrumentos para medir radiación solar	64
2.4.3. Instrumentos de evaluación económica-financiera	65
2.5 Marco Legal	67
2.5.1 Constitución de la Republica	67
2.5.2 Ley General de la Industria Eléctrica.....	67
2.5.3 Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables. .	68
2.5.4 Reforma a la ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables	69
2.5.5 Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.....	70
2.5.6 Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista	71
CAPITULO III. METODOLOGÍA	72
3.1 Congruencia metodológica	72
3.1.1 Matriz metodológica	73
3.1.2 Esquemas de variables de estudio.....	77
3.1.3 Operacionalización de las variables.....	81
3.1.4 Hipótesis	92
3.2 Enfoque y Métodos	92
3.3 Diseño de la Investigación	93
3.4 Técnicas e instrumentos aplicados.....	94
3.4.1 Instrumentos.....	94
3.5 Fuentes de Información.....	96
3.5.1 Fuentes primarias	96

3.5.2 Fuentes secundarias	96
CAPITULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS	98
4.1 Determinación de energía eléctrica a compensar.....	98
4.2 Resultados y análisis granja solar	99
4.2.1 Localización de granja solar	99
4.2.2 Tamaño de granja solar	100
4.2.3 Equipo de granja solar	101
4.2.3.1 Paneles solares	101
4.2.3.2 Inversor centralizado.....	101
4.2.3.3 Transformador.....	102
4.2.3.4 Línea de transmisión.....	102
4.2.3.5 Costos de operación y mantenimiento	102
4.2.4 Insumos granja solar	104
4.2.5 Inversión inicial	105
4.2.6 Estudio económico financiero.....	106
4.2.7 Análisis de sensibilidad.....	113
4.3 Resultados cambio de turbina y su ubicación.....	114
4.3.1 Nueva localización de casa de máquinas	114
4.3.2 Tamaño de minicentral	116
4.3.3 Selección de nueva turbina	116
4.3.4 Generación de energía con el cambio de turbina y su ubicación.....	117
4.4 Comprobación de hipótesis.....	117
CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	119
5.1 Conclusiones.....	119
5.2 Recomendaciones	121

CAPÍTULO VI. APLICABILIDAD	123
6.1 Nombre de la propuesta	123
6.2 Justificación de la propuesta	123
6.3 Objetivos de la propuesta.....	124
6.3.1 Objetivo general.....	124
6.3.2 Objetivos específicos	124
6.4 Descripción y desarrollo de la propuesta	124
6.4.1 Plan de acción para desarrollo de la propuesta	124
6.4.2 Instrumentos necesarios para operación y mantenimiento	128
6.4.3 Medidas de Control.....	128
6.5 Cronograma y presupuesto	130
6.6 Tabla de Concordancia	136
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	141
ANEXOS	149
Anexo 1. Saltos Hidráulicos	149
Anexo 2. Ficha de evaluación técnica de campo, selección de localización para granja solar en Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.	150
Anexo 3. Ficha de evaluación técnica de campo, selección de localización para nueva casa de máquinas y su turbina en Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.	151
Anexo 4. Hoja técnica de fabricante panel solar HiKu7.....	152
Anexo 5. Especificaciones técnicas de inversor	154
Anexo 6. Especificaciones técnicas de transformador.....	156
Anexo 7. Costos fijos de administración y costos de operación y mantenimiento.....	157
Anexo 8. Cotización granja solar 737 kWp.....	158
Anexo 9. Gráfico selección de turbina.....	159

Anexo 10. Figura eficiencia de turbinas	160
Anexo 11. Carta de autorización empresa	161
Anexo 12. Carta de autorización asesores temáticos	162

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Generación de Energía Eléctrica (GWh), Minicentral Hidroeléctrica Zacapa 2007-2021	14
Tabla 2. Categorías de Hidroeléctricas en Honduras	24
Tabla 3. Matriz metodológica	73
Tabla 4. Operacionalización de las variables	81
Tabla 5. Plan Estratégico de la Investigación	94
Tabla 6. Estimación de energía eléctrica a compensar	99
Tabla 7. Datos localización de granja solar	100
Tabla 8. Especificaciones de panel solar	101
Tabla 9. Irradiancia anual localización de granja solar	105
Tabla 10. Inversión inicial granja solar	105
Tabla 11. Proyección de generación solar	107
Tabla 12. Datos de referencia análisis financiero	108
Tabla 13. Estado de resultados granja solar fotovoltaica	109
Tabla 14. Flujo de efectivo granja solar fotovoltaica	111
Tabla 15. Técnicas de capital granja solar fotovoltaica	113
Tabla 16. Análisis de sensibilidad	113
Tabla 17. Elevaciones de instalación actual y nueva ubicación de casa de máquinas y turbina	115
Tabla 18. Datos de referencia para nueva ubicación de turbina	116
Tabla 19. Generación anual cambio de turbina y su ubicación	117
Tabla 20. Desglose de actividades Granja Solar Zacapa	126
Tabla 21. Presupuesto Granja Solar Zacapa	135
Tabla 22. Tabla de concordancia	136

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Generación Bruta Minicentral Hidroeléctrica Zacapa años 2007 al 2020	5
Figura 2. Brecha de Generación Temporada Seca y Temporada Lluviosa.....	7
Figura 3. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica a Nivel Mundial	11
Figura 4. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica en Europa	12
Figura 5. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica en Asia	13
Figura 6. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica en EEUU	13
Figura 7. Tendencia de Costos Energía Hidroeléctrica	15
Figura 8. Capacidad Instalada Energía Solar Fotovoltaica a Nivel Mundial.....	16
Figura 9. Capacidad Instalada Energía Solar Fotovoltaica en Europa.....	17
Figura 10. Capacidad Instalada Energía Solar Fotovoltaica en Asia.....	17
Figura 11. Capacidad Instalada Energía Solar Fotovoltaica en EEUU	18
Figura 12. Tendencia de Costos Energía Solar Fotovoltaica.....	19
Figura 13. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica en Suramérica	20
Figura 14. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica en Centroamérica y el Caribe.....	21
Figura 15. Capacidad Instalada Energía Solar Fotovoltaica en Suramérica.....	22
Figura 16. Capacidad Instalada de Energía Solar Fotovoltaica en Centroamérica y el Caribe	23
Figura 17. Capacidad Total Instalada en Plantas de Honduras (MW).....	24
Figura 18. Mapa Centrales Hidroeléctricas	25
Figura 19. Capacidad en Plantas Fotovoltaica Privada (MW).....	26
Figura 20. Mapa de Potencial Solar Fotovoltaico de Honduras.	27
Figura 21. Generación Bruta Minicentral Hidroeléctrica Zacapa 2018-2020	28
Figura 22. Aplicación de los diferentes tipos de turbinas según altura y caudal	31
Figura 23. Esquema central hidroeléctrica de embalse.....	32
Figura 24. Esquema central hidroeléctrica de agua fluyente	33
Figura 25. Composición de una instalación solar fotovoltaica.	37
Figura 26. Estructura general de la evaluación de proyectos.....	39
Figura 27. Estructura del Estudio Técnico.....	40
Figura 28. Estructura Estudio Económico-Financiero.....	41
Figura 29. Relación entre variable dependiente y variables independientes	44

Figura 30. Panel solar fotovoltaico monocristalino	53
Figura 31. Panel solar fotovoltaico policristalino	54
Figura 32. Paneles solares amorfos sobre tejado.	55
Figura 33. Tipos de radiación	55
Figura 34. Nivel topográfico y estadia.....	62
Figura 35. Nivel de Abney.....	63
Figura 36. Esquema de Variables de Energía Hidroeléctrica	77
Figura 37. Esquema de Variables de Energía Solar.....	78
Figura 38. Esquema de Variables del Estudio Técnico	79
Figura 39. Esquema de Variables del Estudio Económico	80
Figura 40. Diseño del Esquema Metodológico.....	93
Figura 41. Fuentes secundarias	97
Figura 42. Imagen satelital localización de granja solar.....	100
Figura 43. Organigrama CENIT S.A. con granja solar.....	104
Figura 44. Generación anual de energía eléctrica granja solar	106
Figura 45. Imagen satelital nueva ubicación de turbina	115
Figura 46. Triangulo de hierro de proyectos.....	128
Figura 47. Diagrama de Gantt Granja Solar Zacapa.....	131

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

En el presente capítulo se desarrollará el planteamiento de la investigación, con la finalidad de obtener una mejor comprensión del problema a tratar. Se incluye la introducción, antecedentes del problema, el enunciado del problema, su formulación y preguntas de investigación. Los objetivos de la investigación y su justificación también forman parte de este capítulo.

1.1 Introducción

Para las centrales hidroeléctricas del tipo filo de agua su generación disminuye drásticamente en la temporada seca en comparación a la temporada lluviosa. Las centrales hidroeléctricas con embalses permiten almacenar el agua como energía potencial, en las centrales hidroeléctricas a filo de agua se depende del flujo o caudal del río que se pueda derivar. El caudal varía en dependencia de la estación del año y el comportamiento de las precipitaciones en el devenir de los años en el área de la cuenca. El presente trabajo de tesis tiene como finalidad resolver la problemática que se presenta en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa, propiedad de la empresa CENIT S.A. de C.V., en relación a su caída en la producción de energía eléctrica anual y pérdidas habituales durante los meses de temporada seca (diciembre-abril).

Se presentan dos alternativas para compensar la reducción en la producción de energía eléctrica (despacho anual), siendo estas:

1. Sumar a la generación actual de la minicentral hidroeléctrica la energía producida por una granja solar a dimensionar de acuerdo al promedio de pérdidas en producción de energía anuales y que a su vez permita compensar la diferencia de generación entre la temporada lluviosa y la temporada seca.

2. El cambio de turbina y de su ubicación que permitan, con una mayor diferencia de altura (salto) y con el mismo caudal, producir más energía de la misma fuente hídrica para suplir las pérdidas en producción de energía anuales y que a su vez permita compensar la diferencia de generación entre la temporada lluviosa y la temporada seca.

De ambas opciones se desarrollarán estudios de prefactibilidad técnica y financiera que permitan compararlas y evaluar si son viables y cuál es la más favorable para el propietario. El estudio se desarrollará en los meses de abril a septiembre del 2021 tomando de referencia los registros de generación del proyecto desde enero del 2007 a febrero 2021.

Con una de las dos alternativas planteadas la empresa CENIT S.A. de C.V. podrá generar más energía, mejorar así su factor de planta y recibir mayores ingresos anuales en su proyecto Minicentral Hidroeléctrica Zacapa, ubicada en el municipio San Pedro Zacapa, en la Aldea Agua Zarca al sur del departamento de Santa Bárbara.

1.2 Antecedentes del problema

La Minicentral Hidroeléctrica Zacapa inició su operación comercial en el 14 de noviembre del 2005. La energía generada en la central es vendida a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), participando como un agente del mercado eléctrico de oportunidad regulado anteriormente por el Centro Nacional de Despacho y actualmente por el Operador del Sistema (ODS), mediante contrato con ENEE Distribución para el uso de las líneas del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La venta de energía se hace de la forma antes expuesta porque el Contrato de Suministro de Energía Eléctrica entre la empresa CENIT S.A. de C.V. y ENEE venció en noviembre del 2020.

El aprovechamiento hidroeléctrico se hace aproximadamente 500 metros aguas abajo del nacimiento del Río Zacapa. Al margen izquierdo del río se encuentra la obra de derivación, desde este punto un caudal de $3.2 \text{ m}^3/\text{s}$ se conduce por un canal abierto de forma trapezoidal por una longitud de 373 m. Al final del canal se encuentra la cámara de carga desde donde el agua es conducida por tubería de presión en dos secciones, con diámetro de 1.83 m y longitud de 48.00 m, diámetro de 1.23 m y longitud de 11.50 m respectivamente. Luego está ubicada la casa de máquinas que cuenta con una turbina de tipo flujo cruzado de eje horizontal, el multiplicador de velocidad, generador y equipos auxiliares con una capacidad instalada de 500 kW.

La diferencia de altura o caída bruta máxima desde la cámara de carga a la turbina es de 21.40 m. Luego de pasar por la turbina el agua retorna al río a través de un canal de descarga. Según diseños originales de la central su producción bruta anual de energía es de 2.84 GWh, con un factor de planta según diseño de 0.60. Según los registros de la generación de energía eléctrica mensual de la minicentral desde enero del año 2007 a febrero del año 2021, se puede notar que la generación bruta promedio anual es de 2.53 GWh, valor menor al del diseño original por 0.31 GWh. En temporada seca el mes de menor producción es el mes de abril y el mes de mayor producción se presenta en octubre durante la temporada lluviosa. En los meses de octubre del 2007, julio del 2019 y junio del 2020 no se generó energía por mantenimiento de equipos e instalaciones de la minicentral que demora más tiempo de lo habitual. Los meses de temporada seca son para la empresa los que representan una disminución de ingresos económicos por la caída en producción y facturación de energía vendida a la ENEE. Todo lo anterior se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Generación de Energía Eléctrica (GWh), Minicentral Hidroeléctrica Zacapa 2007-2021

Año / Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
2007	0.20	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.20	0.30		0.40	0.20	2.00
2008	0.20	0.10	0.10	0.00	0.20	0.30	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.30	3.20
2009	0.20	0.20	0.20	0.10	0.10	0.20	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.20	3.20
2010	0.20	0.20	0.10	0.20	0.20	0.20	0.30	0.40	0.40	0.40	0.20	0.20	3.00
2011	0.20	0.20	0.10	0.10	0.20	0.20	0.30	0.30	0.40	0.40	0.30	0.20	2.90
2012	0.20	0.40	0.10	0.10	0.10	0.20	0.30	0.20	0.20	0.40	0.30	0.20	2.70
2013	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10	0.20	0.30	0.30	0.40	0.30	0.30	0.30	2.70
2014	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.20	0.30	0.40	0.40	0.30	2.40
2015	0.20	0.20	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.20	0.30	0.30	0.20	2.10
2016	0.10	0.10	0.10	0.10	0.00	0.10	0.10	0.10	0.20	0.20	0.20	0.20	1.50
2017	0.20	0.00	0.10	0.10	0.10	0.30	0.40	0.40	0.30	0.20	0.30	0.20	2.60
2018	0.25	0.25	0.14	0.10	0.10	0.17	0.13	0.23	0.19	0.36	0.23	0.17	2.32
2019	0.16	0.09	0.08	0.07	0.07	0.08		0.18	0.11	0.31	0.25	0.17	1.58
2020	0.15	0.10	0.10	0.07	0.08		0.20	0.32	0.36	0.38	0.22	0.40	2.37
2021	0.31	0.22											0.53
Promedio	0.20	0.16	0.12	0.10	0.11	0.17	0.24	0.27	0.30	0.34	0.30	0.23	2.53

 Paro por mantenimiento

Fuente: Elaboración Propia con datos de (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2021)

En la Figura 1 se muestra gráficamente la generación anual de energía eléctrica desde el año 2007 al 2020. Se nota como únicamente durante los años 2008 al 2011 se superó la generación bruta anual según diseño (2.84 GWh). La máxima generación que la minicentral ha logrado es de 3.20 GWh en los años 2008 y 2009. El año de menor generación bruta anual fue en el 2016 con 1.50 GWh.

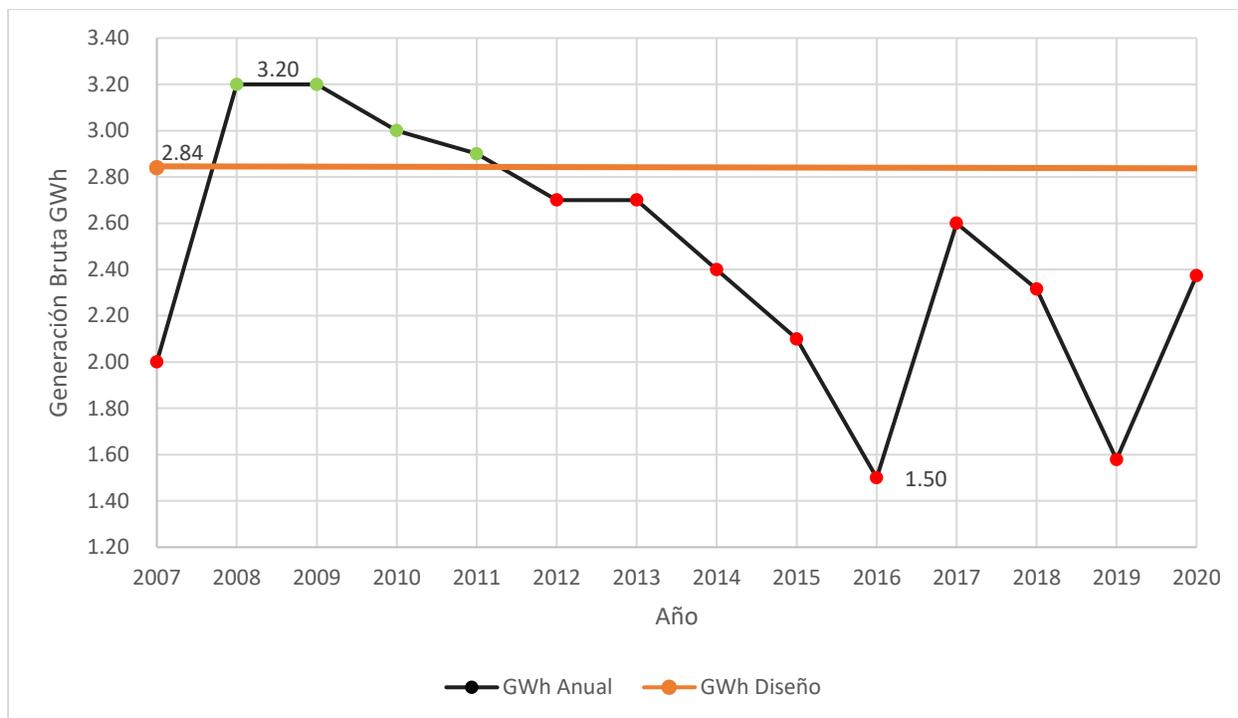


Figura 1. Generación Bruta Minicentral Hidroeléctrica Zacapa años 2007 al 2020
 Fuente: Elaboración Propia con datos de (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2021)

La energía solar e hidráulica son ambas energías renovables con características particulares cada una de ellas. Individualmente, se han realizado estudios previos de cada tipo de energía, pero estudios comparativos de ambas opciones de generación de energía eléctrica en el mismo sitio no ha sido evaluado previamente. Como referencia al problema actual de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa se han realizado estudios de la influencia del cambio climático en los proyectos hidroeléctricos de gran escala.

En el año 2017 se publicó un estudio denominado Impactos Potenciales del Cambio Climático en el ámbito Hidroeléctrico en Panamá y la República Dominicana. El estudio consiste en una simulación matemática de los impactos esperados del cambio climático en la central hidroeléctrica Fortuna en Panamá (capacidad instalada 300 MW) y Sabán Yegua de República Dominicana (capacidad instalada 13 MW). Del modelo matemático se realizaron cortes desde el

año 2020 al 2100. Algunos de los impactos del cambio climático son el aumento de la temperatura, la variación de los niveles de precipitación, patrones y eventos extremos, mayor evapotranspiración, cambios morfológicos de las cuencas (dirección de caudales y capacidad de los embalses). El estudio concluye lo siguiente:

1. No hay industria hidroeléctrica inmune a riesgos del cambio climático en cualquier parte del mundo.
2. De las energías renovables, la energía hídrica continúa siendo una de las fuentes de energía más limpia y más eficiente en costo por KW.
3. En los diseños de aprovechamientos hídricos debe considerarse la evaporación de la superficie.
4. Los altibajos del recurso hídrico disponible se ven afectados por los fenómenos El Niño y La Niña. (NU. CEPAL, 2017)

1.3 Definición del problema

La Minicentral Hidroeléctrica Zacapa, del tipo a filo de agua, presenta una reducción en la generación anual y además una diferencia habitual durante los meses de temporada seca (diciembre-abril) comparado a los meses de temporada lluviosa (mayo-noviembre) de energía eléctrica. La diferencia se produce por la fluctuación en la disponibilidad del recurso hídrico cada mes.

1.3.1 Enunciado del problema

Con base a los registros de generación en los Boletines Estadísticos Mensuales de la ENEE desde enero 2007 a febrero 2021, la temporada seca de diciembre a abril comprende los meses de menor generación de energía eléctrica, con un acumulado promedio de 0.80 GWh equivalente a un 31.62% de la generación anual. En temporada lluviosa de mayo a noviembre se presenta la

mayor generación de energía eléctrica, con un acumulado promedio de 1.73 GWh que equivale al 68.38% de la generación anual. De lo anterior se nota una reducción de 0.93 GWh en la generación de energía eléctrica, lo que equivale a una diferencia en temporada seca respecto a la temporada lluviosa del 36.76%. Lo anterior se representa gráficamente en la Figura 2.

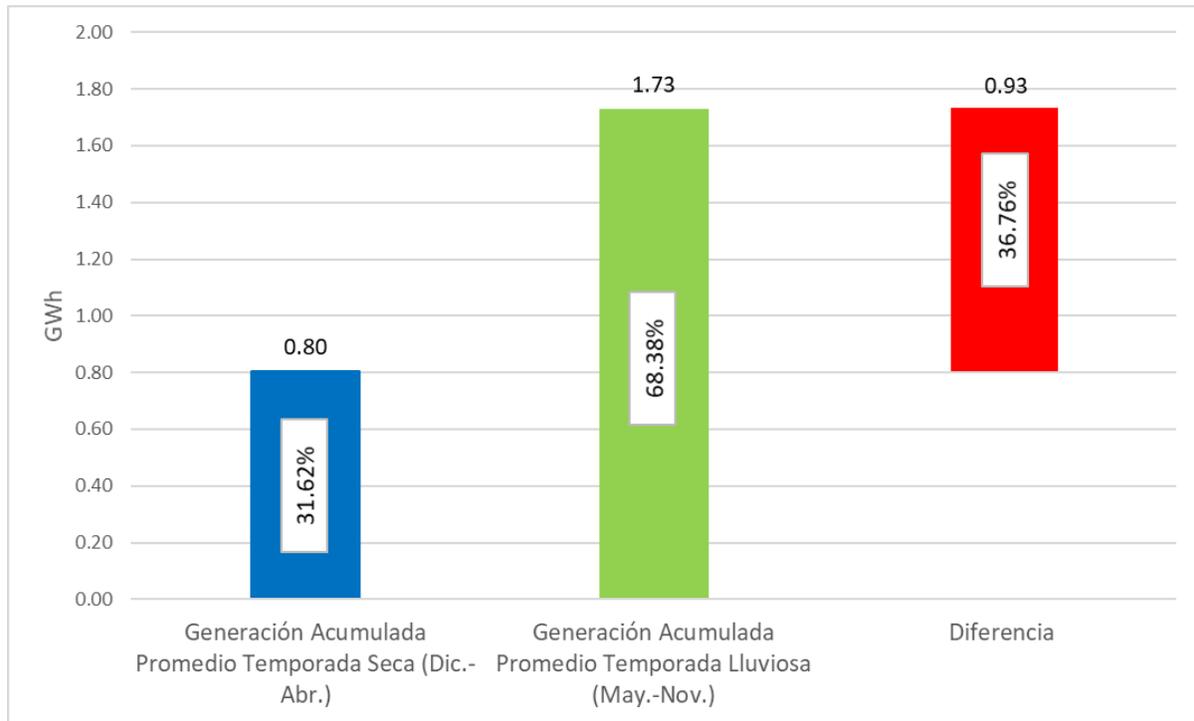


Figura 2. Brecha de Generación Temporada Seca y Temporada Lluviosa.

Fuente: Elaboración Propia con datos de (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2021)

Considerando lo anterior la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa desea incrementar su generación de energía eléctrica invirtiendo en una granja solar, para convertirse así en un generador de energía híbrido (energía hidráulica y energía solar) o invirtiendo en un cambio de ubicación para la casa de máquinas y de la turbina que les permita con el mismo recurso (energía hidráulica) generar más energía por la nueva diferencia de altura o salto. Logrando así incrementar su factor de planta y recuperar la energía que se deja de generar en meses de temporada seca.

1.3.2 Formulación del problema

¿Cuál alternativa técnica y financieramente factible obtendrá la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) que supere el costo de capital, entre una granja solar fotovoltaica y un cambio de turbina y su ubicación, para compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?

1.3.3 Preguntas de Investigación

1. ¿Cuál sería la ubicación y tamaño requerido de la granja solar fotovoltaica en las propiedades cercanas de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa para compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca?
2. ¿Cuáles serían los resultados del análisis de factibilidad financiera de la granja solar fotovoltaica para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?
3. ¿Cuál sería la nueva ubicación de la casa de máquinas dentro de la propiedad de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa y su nueva diferencia de altura o salto que permita compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca?
4. ¿Cuál sería la turbina ideal con mayor capacidad de generación y eficiencia para la nueva diferencia de altura o salto de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?
5. ¿Cuáles serían los resultados del análisis de factibilidad financiera de la nueva turbina y el cambio de su ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?

6. ¿Cuál de los proyectos granja solar fotovoltaica y cambio de turbina y su ubicación es técnicamente factible y presenta la mejor rentabilidad financiera para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?

1.4 Objetivos del proyecto

1.4.1 Objetivo general

Identificar la alternativa técnicamente y financieramente factible que presente la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) superando el costo de capital, entre una granja solar fotovoltaica versus cambio de turbina y su ubicación, para compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca generada en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Determinar tamaño requerido para una granja solar fotovoltaica y definir su ubicación ideal en las propiedades cercanas de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa para compensar la caída anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante la temporada seca.

2. Analizar la factibilidad financiera de la granja solar fotovoltaica para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

3. Definir nueva ubicación para la casa de máquinas dentro de la propiedad de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa y su nueva diferencia de altura o salto que permita compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca.

4. Seleccionar la turbina ideal con mayor capacidad de generación y eficiencia, para la nueva diferencia de altura o salto de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

5. Analizar la factibilidad financiera de la nueva turbina y el cambio de su ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

6. Determinar la opción técnicamente viable que presente mejor rentabilidad de los proyectos, granja solar fotovoltaica y cambio de turbina y su ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

7. Desarrollar propuesta de proyecto técnicamente viable que presente mejor rentabilidad entre granja solar fotovoltaica y cambio de turbina y su ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

1.5 Justificación

La problemática del bajo factor de planta por reducción en la producción de energía eléctrica en los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa origina la necesidad de una nueva fuente de energía como ser la energía fotovoltaica o un cambio de turbina y su ubicación para producir así más energía. La caída en la generación de energía produce unas pérdidas monetarias estimadas de L2,000,000.00. Con el resultado de los diseños preliminares de la granja solar y el cambio de turbina y su ubicación se podrá estimar la generación futura de CENIT S.A. y los ingresos por venta de energía. Realizar la comparación de estas opciones es necesaria antes de tomar la decisión de invertir en una de ellas porque permite conocer cuál es la más conveniente, analizando los costos, rentabilidad y aspectos técnicos. Ambas alternativas son energías renovables y amigables con el medio ambiente por su bajo impacto ambiental.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta un análisis de la situación actual de los temas de estudio, una reseña bibliográfica, los instrumentos de medición y el marco legal.

2.1 Análisis de la situación actual

Esta sección plantea la situación actual de la energía hidroeléctrica y energía solar a nivel del macroentorno, microentorno, local e interno.

2.1.1 Análisis del macroentorno

A nivel del macroentorno de la energía hidroeléctrica y solar analizaremos la situación a nivel mundial, de Europa, Asia y Estados Unidos de Norte América.

2.1.1.1 Energía hidroeléctrica

La Energía Hidroeléctrica por varias décadas ha ido creciendo y se mantiene en la actualidad como la energía renovable con mayor capacidad instalada a nivel mundial. En la actualidad de acuerdo a datos de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) de los últimos tres años se cuenta con la capacidad instalada en la Figura 3:

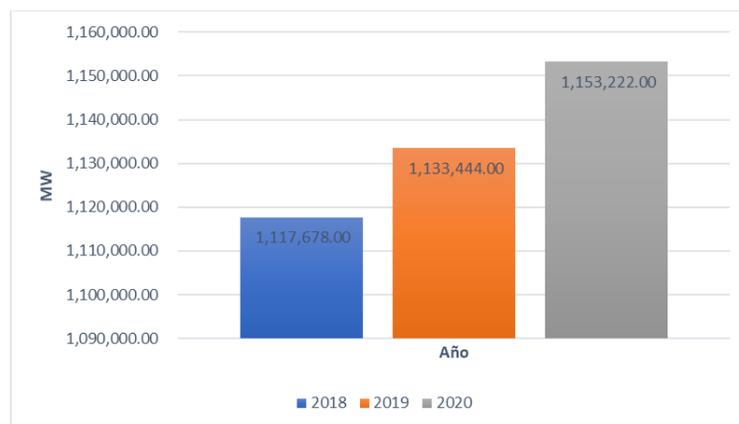


Figura 3. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica a Nivel Mundial
Fuente: Elaboración Propia con datos de (IRENA, 2021)

La capacidad instalada de la energía hidroeléctrica en 2020 fue de 1,153,222.00 MW valor que representa un 41.2% de la capacidad instalada de las diferentes tecnologías de energía renovable a nivel global. (IRENA, 2021)

China y Turquía fueron los países que agregaron mayor capacidad instalada en el 2020 para la energía hidroeléctrica con 12 GW y 2.5 GW respectivamente. (IRENA, 2021)

En el continente europeo la capacidad instalada de la energía hidroeléctrica ha crecido en los últimos tres años, contando para el 2020 con una capacidad instalada de 157,909.00 MW reflejada en la Figura 4.



Figura 4. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica en Europa

Fuente: Elaboración propia con datos de (IRENA, 2021)

El continente asiático es la región mundial que cuenta con mayor capacidad instalada de energía hidroeléctrica, con un valor para el 2020 mayor al triple del continente europeo. En la Figura 5 se muestra la capacidad instalada de los años 2018 al 2020.

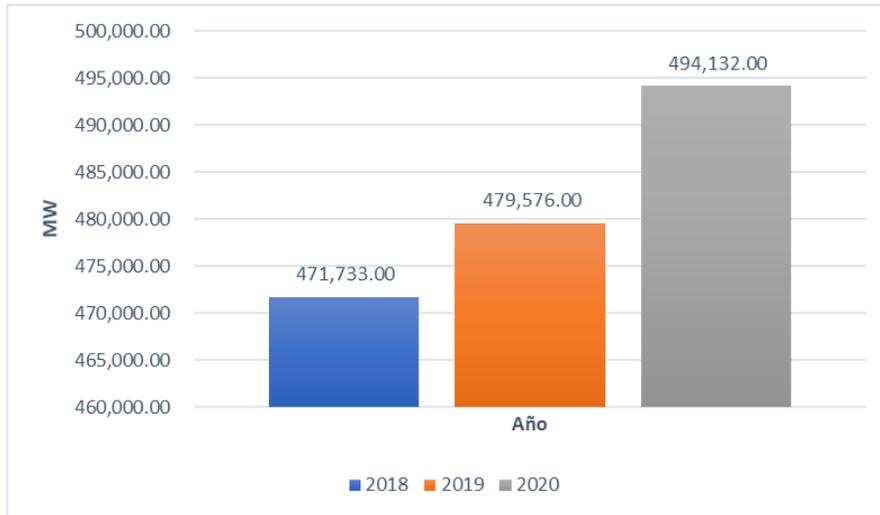


Figura 5. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica en Asia

Fuente: Elaboración propia con datos de (IRENA, 2021)

En Estados Unidos de Norte América la capacidad instalada de la energía hidroeléctrica se ha mantenido relativamente estable durante los años del 2018 al 2020 lo cual gráficamente se muestra en la Figura 6.

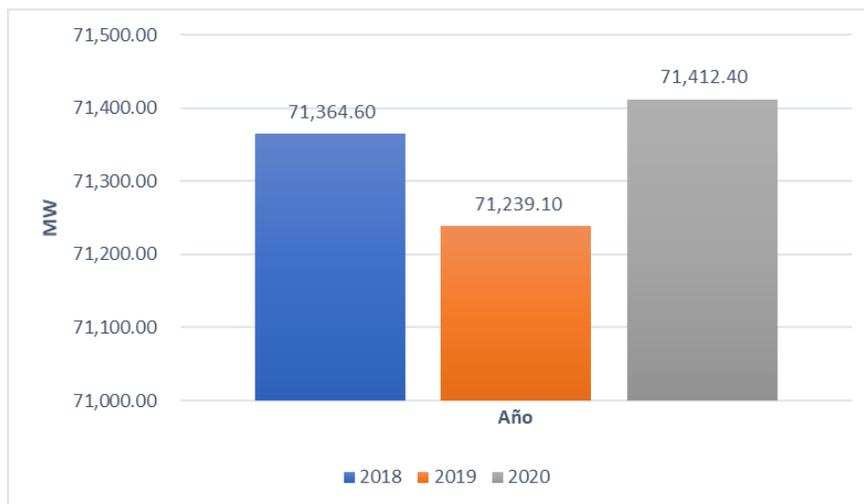


Figura 6. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica en EEUU

Fuente: Elaboración propia con datos de (IRENA, 2021)

Se considera una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) aquellas que cuentan con capacidad de generación menor a 10 MW. La Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUUDI) y el Centro Internacional para la Pequeña Hidroeléctrica (CIPH) (2019) establece que a nivel mundial hay una capacidad instalada de 78,044 MW. Este valor muestra un incremento del 10% respecto al su primer informe del año 2013 y 4.7% de incremento respecto al segundo informe del año 2016. La capacidad potencial de las PCH para el año 2019 se estimó en 229 GW por lo cual a nivel mundial podemos notar que existe un 66% de este potencial que aún no es provechado. ONUUDI y CIPH (2019) afirma:

La PCH representa aproximadamente el 1,5 por ciento de la capacidad total de electricidad instalada en el mundo, el 4,5 por ciento de la capacidad total de energía renovable y el 7,5 por ciento (< 10 MW) de la capacidad total de energía hidroeléctrica. Asia sigue teniendo la mayor capacidad instalada y el mayor potencial de PCH de hasta 10 MW. Europa posee el mayor porcentaje de desarrollo de PCH, y Europa occidental ya tiene desarrollado el 85 por ciento de su potencial (seguida de Asia oriental con el 61 por ciento desarrollado). En América, la mayor parte de la PCH se concentra en las regiones de América del Norte y América del Sur. (pág. 7)

Los costos de la energía hidroeléctrica para las pequeñas centrales no se encontraron en la literatura, pero en cambio para los proyectos hidroeléctricos grandes, los costos en el año 2019 (1,709.29 \$/KW) respecto al 2018 (1,455.86 \$/KW) tuvieron un incremento del 17% y a lo largo de los años se tiene una tendencia al alza de los costos en dólares por kilowatt instalado (IRENA, 2021). En la figura 7 observamos la tendencia de costos desde el año 2010 al 2019.

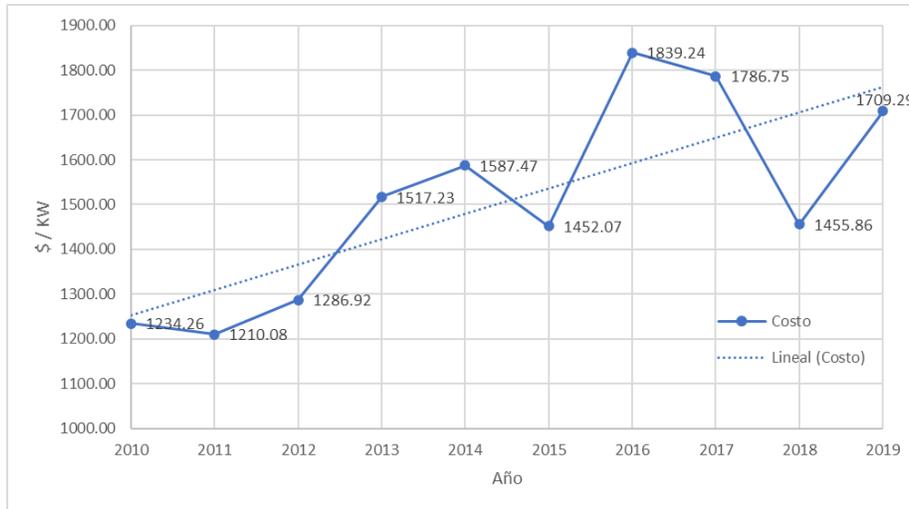


Figura 7. Tendencia de Costos Energía Hidroeléctrica

Fuente: Elaboración propia con datos de (IRENA, 2021)

2.1.1.2 Energía solar

A nivel mundial la Energía Solar tiene un crecimiento muy acelerado. En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha seguido batiendo récords, situándola por encima de otras tecnologías renovables en términos de crecimiento. El impulso observado en la instalación a gran escala de energía solar fotovoltaica en países emergentes como China es uno de los motores de esta expansión a escala global. Proporcionalmente, en los últimos siete años, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en la principal tecnología para la inversión global en energías renovables, representando más del 50% de la inversión total. Del mismo modo, en los últimos 15 años, el crecimiento de la producción solar fotovoltaica la ha convertido en una de las industrias de más rápido crecimiento en el mundo (UNEP, 2018). En la Figura 8 se muestra el crecimiento de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en los últimos tres años.



Figura 8. Capacidad Instalada Energía Solar Fotovoltaica a Nivel Mundial

Fuente: Elaboración Propia con datos de (IRENA, 2021)

La capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en el año 2020 fue de 707,494.00 MW, valor que representa un 25.3% de la capacidad instalada de las diferentes tecnologías de energía renovable a nivel global (IRENA, 2021).

En el continente europeo la tendencia de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica es creciente. En el año 2020 se logró un crecimiento equivalente al 14.84% en comparación al año anterior. En Figura 9 se observa la capacidad instalada de Europa para generar energía solar fotovoltaica.

En un comunicado de prensa la Agencia Internacional de Energía Renovable (2021) señalaba lo siguiente: La capacidad instalada total de energía solar se acerca al mismo nivel que la de la energía eólica, lo que se debe principalmente a la expansión en Asia (78 GW) en 2020. La capacidad instalada de China (49 GW) y Vietnam (11 GW) aumentó significativamente. Japón también aumentó en más de 5GW, y la capacidad solar de India y Corea del Sur aumentó en más

de 4GW. En el continente asiático la tendencia de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica es creciente. Asia es la región del mundo con mayor generación de energía solar. En el año 2020 se logró un crecimiento equivalente al 23.65% en comparación al año anterior. En Figura 10 se observa la capacidad instalada de Asia para generar energía solar fotovoltaica en los últimos tres años.

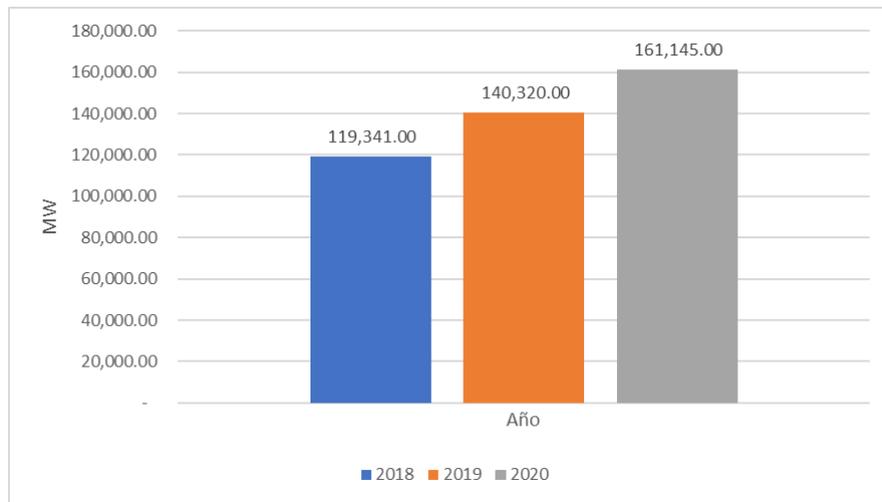


Figura 9. Capacidad Instalada Energía Solar Fotovoltaica en Europa
Fuente: Elaboración Propia con datos de (IRENA, 2021)

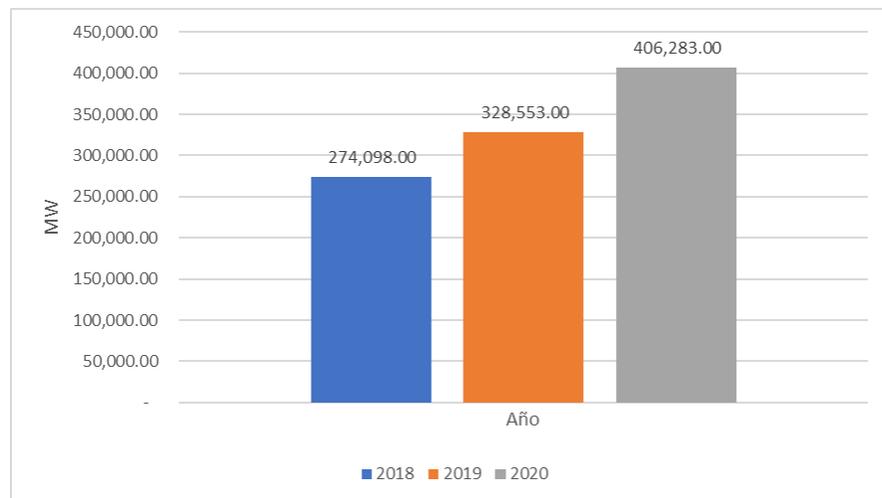


Figura 10. Capacidad Instalada Energía Solar Fotovoltaica en Asia
Fuente: Elaboración Propia con datos de (IRENA, 2021)

En Estados Unidos de Norteamérica (EEUU) la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica ha incrementado durante los últimos tres años. En el año 2020 se logró un crecimiento equivalente al 25.26% en comparación al año anterior. En Figura 11 se observa la capacidad instalada de EEUU para generar energía solar fotovoltaica del 2018 al 2020.

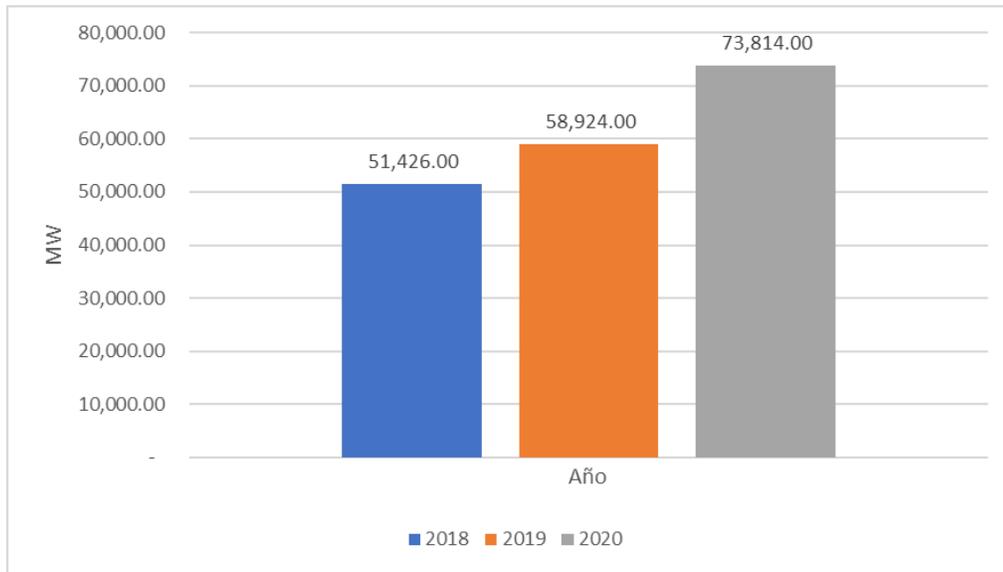


Figura 11. Capacidad Instalada Energía Solar Fotovoltaica en EEUU

Fuente: Elaboración Propia con datos de (IRENA, 2021)

En la Figura 12 observamos que los costos de la energía solar fotovoltaica en el año 2019 fueron de 994.70 \$/KW y en el año 2018 de 1,208.36 \$/KW. Se obtuvo una reducción del 18% y a lo largo de los años tienen una tendencia a la baja los costos en dólares por kilowatt instalado. Desde el año 2010 al 2019 nunca se presentaron alzas en los precios de la energía solar fotovoltaica y se espera que durante los próximos años esta tecnología de generación eléctrica siga a la baja.

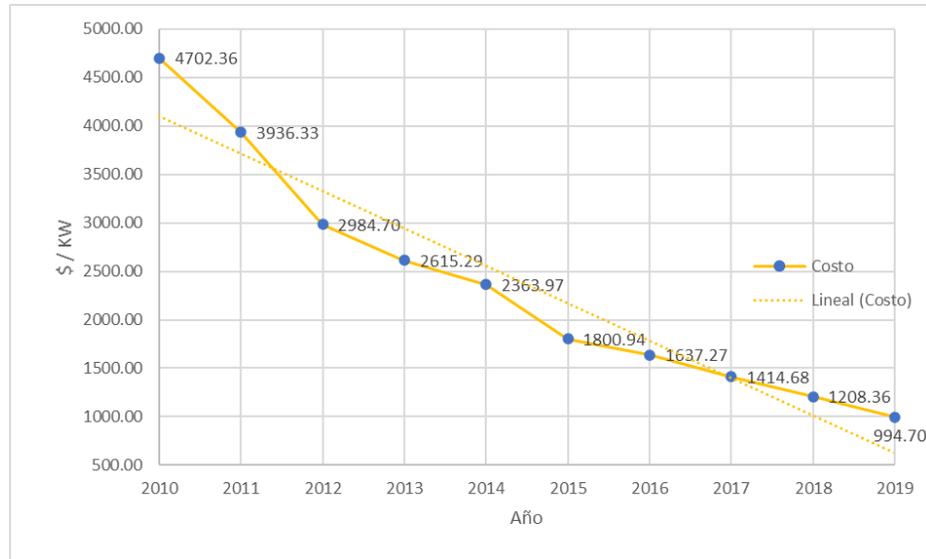


Figura 12. Tendencia de Costos Energía Solar Fotovoltaica

Fuente: Elaboración Propia con datos de (IRENA, 2021)

2.1.2 Análisis del microentorno

2.1.2.1 Energía hidroeléctrica

Latinoamérica cuenta con una gran cantidad de recursos hídricos, entre los ríos más importantes del mundo destacan en esta región el Amazonas, Orinoco, Río Negro, Paraná y Río Madera. “Latinoamérica cuenta con el 33% de los recursos hídricos renovables del mundo, pero solo ha desarrollado el 23% de su potencial hidroeléctrico” (CAF, 2017, pág. 1).

En Suramérica durante el 2019 se tuvo el mayor crecimiento de la energía hidroeléctrica a nivel mundial. Ese año se logró superar el crecimiento que tuvo Asia. La principal razón de este logro fue por la culminación de la Central Hidroeléctrica Belo Monte en Brasil. Los países con mayor capacidad instalada de energía hidroeléctrica en la región son Brasil (109,058.00 MW) seguido de Venezuela (15,393 MW) y en tercer lugar Colombia con (11,918 MW). (International Hydropower Association, 2020)



Figura 13. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica en Suramérica

Fuente: Elaboración propia con datos de (IRENA, 2021)

La Figura 13 muestra como en el año 2019 se dio un gran avance en capacidad instalada de energía renovable influenciado como se mencionó anteriormente por el proyecto Belo Monte de Brasil y para el año 2020 se ha logrado llegar a una capacidad instalada de 177,978.00 MW. El crecimiento porcentual en el año 2020 respecto al anterior fue de 0.67% (IRENA, 2021).

Centroamérica y el Caribe cuentan con menor capacidad instalada de energía hidroeléctrica, aproximadamente un 5% en comparación a Suramérica. La Figura 14 muestra la capacidad instalada de Centroamérica y el Caribe en los últimos años (IRENA, 2021).

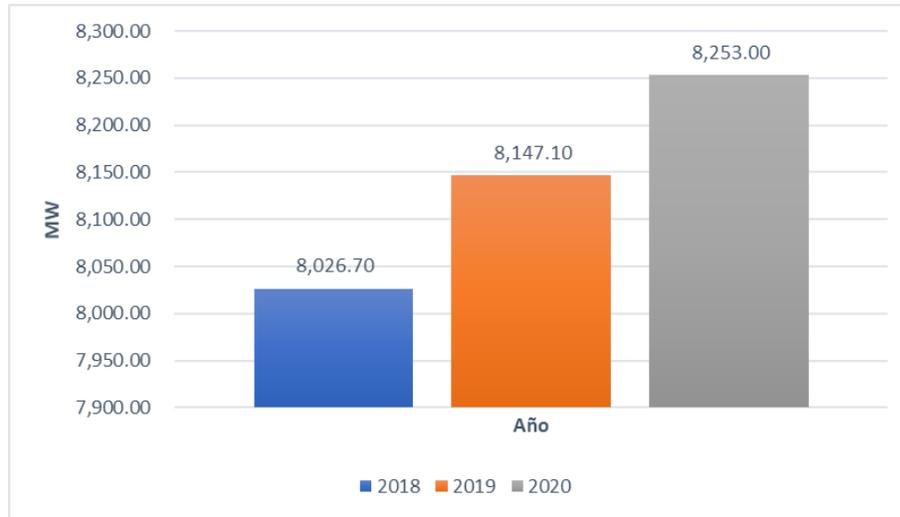


Figura 14. Capacidad Instalada Energía Hidroeléctrica en Centroamérica y el Caribe

Fuente: Elaboración propia con datos de (IRENA, 2021)

2.1.2.2 Energía solar

El uso sostenible de los recursos naturales y la inversión en energía limpia son las principales prioridades para satisfacer las necesidades de América Latina y el Caribe. Muchos países de América Latina y el Caribe se han beneficiado de sus recursos únicos y marcos regulatorios avanzados, y los proyectos solares han crecido rápidamente en los últimos años. Con el rápido crecimiento en la aplicación de energía solar distribuida, los proyectos a escala de servicios públicos ahora se consideran comercialmente viables y reciben financiamiento privado (idbinvest, 2020).

Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (2021) en la región de Suramérica la energía solar fotovoltaica tuvo un alza considerable en su capacidad instalada durante el año 2020 respecto al anterior, el incremento fue del 49%. Esto muestra una clara tendencia en la inversión de proyectos solares producto de la baja en sus costos.

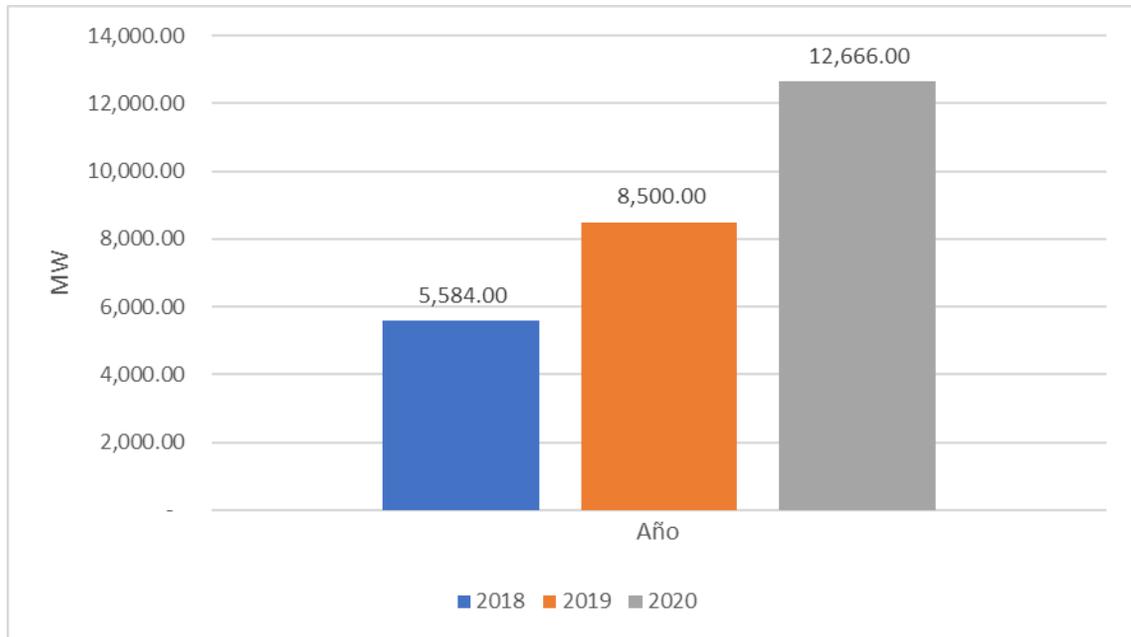


Figura 15. Capacidad Instalada Energía Solar Fotovoltaica en Suramérica

Fuente: Elaboración propia con datos de (IRENA, 2021)

La energía solar en Chile ha mostrado un crecimiento significativo. Desde que se promulgó la “Ley de Energías Renovables no Convencionales” en 2008, la capacidad de energía solar instalada ha aumentado de casi cero en 2008 a más de 1,6 GW en marzo de 2017. Por lo tanto, el precio que se paga por los proyectos solares hoy en día es tan competitivo como el de otras fuentes de energía tradicionales (idbinvest, 2020).

En la región centroamericana y del caribe se cuenta con poca capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, pero se espera esta crezca en los años venideros tal como en la Figura 16 se observa una tendencia de crecimiento, para el año 2020 creció un 6% respecto al año anterior.

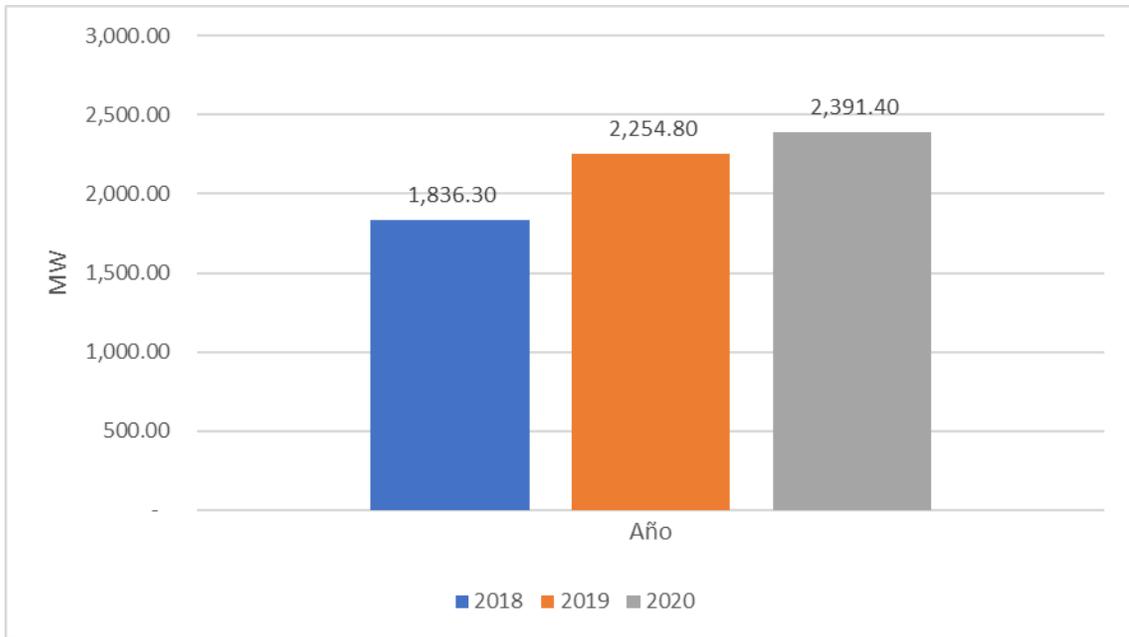


Figura 16. Capacidad Instalada de Energía Solar Fotovoltaica en Centroamérica y el Caribe

Fuente: Elaboración propia con datos de (IRENA, 2021)

2.1.3 Análisis local

2.1.3.1 Energía hidroeléctrica

En Honduras la capacidad total instalada del sistema es de 2,829.80 MW, de los cuales la energía hidroeléctrica aporta 848.90 MW lo cual equivale a un 30%. Esa capacidad instalada de energía hidroeléctrica en Honduras podemos dividirla en dos grandes grupos, las centrales estatales con 536.70 MW y las centrales privadas con 312.20 MW cada una con participación del 19% y 11% respectivamente. (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2021)

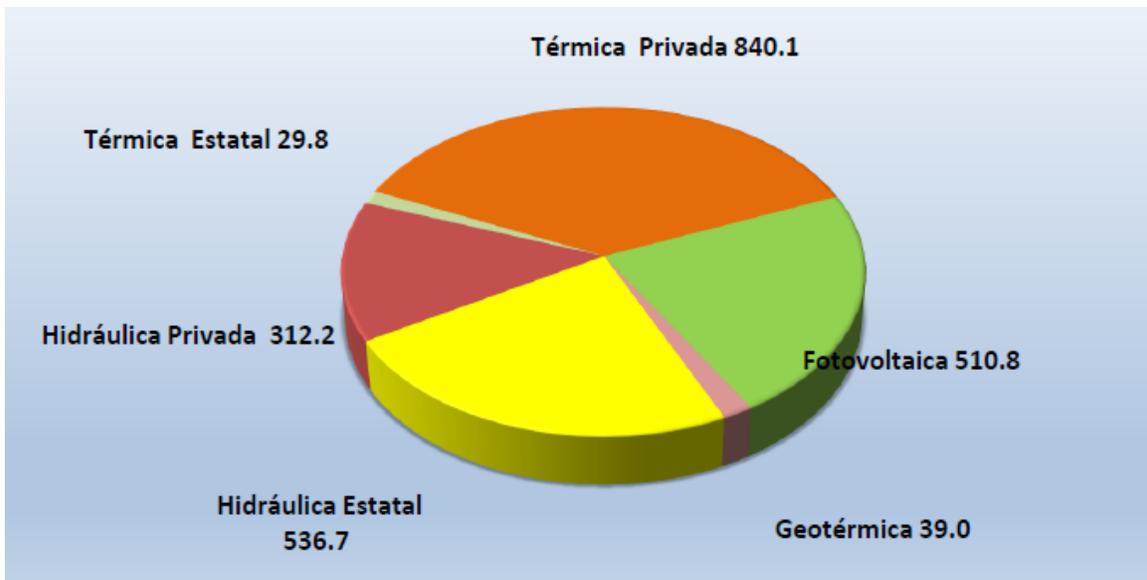


Figura 17. Capacidad Total Instalada en Plantas de Honduras (MW)

Fuente: (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2021)

Los aprovechamientos hidroeléctricos del país que se encuentran a la fecha activos son 50, que se pueden clasificar de acuerdo a su capacidad de generación como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Categorías de Hidroeléctricas en Honduras

Rango	Categoría	Honduras posee
Hasta 10 kW	Pico	0
10 a 100 kW	Micro	0
100 kW a 1 MW	Mini	5
1 a 10 MW	Pequeña	31
10 MW a 100 MW	Media	12
Mayor que 100 MW	Grande	2

Fuente: (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2021)

Las características hidrológicas de Honduras, facilitan el desarrollo de centrales hidroeléctricas en la mayoría del territorio nacional. Los sitios donde los proyectos al año 2019 se encuentran ubicados se pueden ver en la Figura 12.

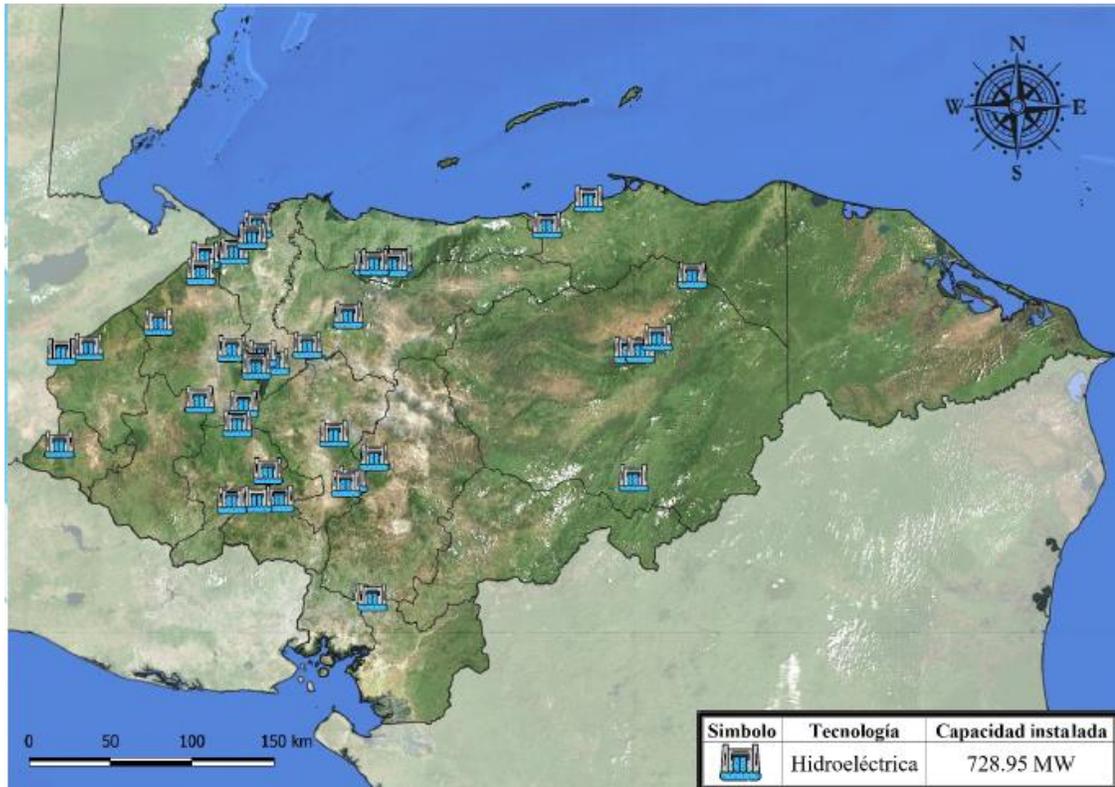


Figura 18. Mapa Centrales Hidroeléctricas

Fuente: (Dirección General de Electricidad y Mercados, 2019, p. 33)

La energía eléctrica generada en el año 2020 en Honduras fue de 9,512,785.20 MWh, mediante la fuente hidráulica se generaron 2,671,690.50 MWh equivalente a un 28.08% de la generación lo que la convierte en la segunda fuente de energía del país por debajo de la energía térmica con una generación del 36.8%. La energía hidroeléctrica estatal generó un 16.32% en el año 2020 con un total de 1,553,058.6 MWh y los proyectos privados generaron 1,118,631.90 MWh equivalente al 11.76%. (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2021).

2.1.3.2 Energía solar

Las primeras inversiones fotovoltaicas en Honduras comenzaron en 2015, cuando se instalaron 388 MW y 45 MW más en 2016 en la zona sur del país. Según los boletines de la ENEE, hasta mayo de 2019, hay una potencia instalada de 510.8 MW.

En Honduras la capacidad total instalada del sistema es de 2,829.80 MW, de los cuales la energía solar fotovoltaica aporta 510.8 MW (Ver figura. 16) lo cual equivale a un 18.1 % del total de la capacidad instalada en el país. En el año 2020 la energía generada mediante la Fuente: fotovoltaica fue de 1,044,775.9 MWh equivalente a un 11.2 %. (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2021).

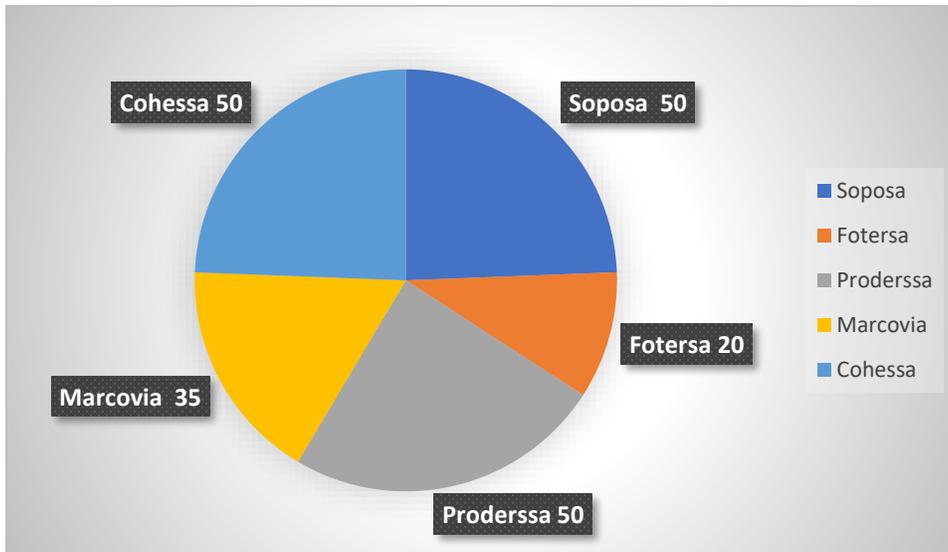


Figura 19. Capacidad en Plantas Fotovoltaica Privada (MW)

Fuente: (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2021)

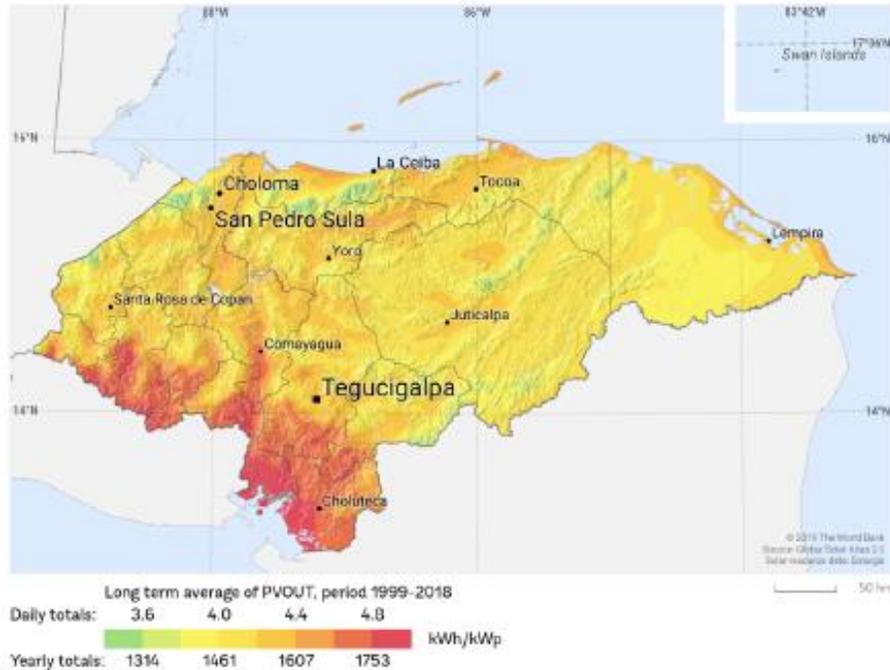


Figura 20. Mapa de Potencial Solar Fotovoltaico de Honduras.

Fuente: (World Bank Group, 2017)

En la Figura 20 se presenta un mapa donde se ilustra el potencial fotovoltaico en Honduras, se puede apreciar que la región del país donde se encuentra el mayor potencial es la región sur occidental. En la región sur están instalados la mayoría de los proyectos fotovoltaicos del país.

2.1.4 Análisis interno

2.1.4.1 Energía hidroeléctrica

En la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa se genera en promedio 2.53 GWh de energía eléctrica, valor en la Tabla 1. Este valor promedio es menor al valor de diseño de 2.84 GWh de generación promedio anual de energía. En los últimos años la generación de energía eléctrica ha sido menor a la generación promedio presentando en el año 2019 la menor generación. En la Figura 19 podemos ver la generación bruta en GWh de los años 2018 al 2020.

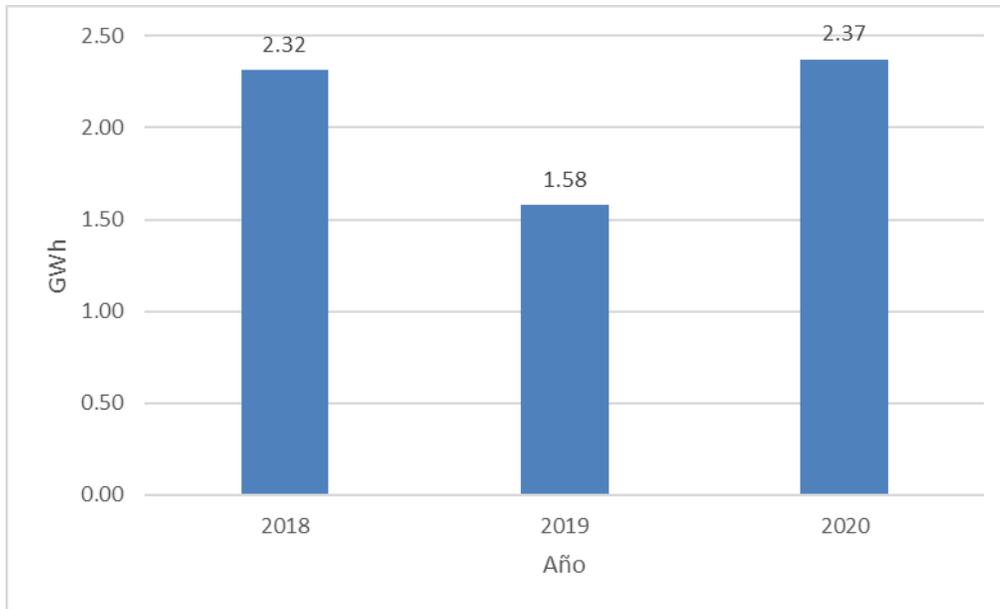


Figura 21. Generación Bruta Minicentral Hidroeléctrica Zacapa 2018-2020

Fuente: Elaboración Propia con datos de (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2021)

La empresa CENIT S.A., propietaria del proyecto hidroeléctrico, se encuentra en la búsqueda de alternativas para incrementar su generación bruta anual y a la vez mantener ingresos similares por venta de energía a lo largo de todos los meses del año.

2.2 Teorías de sustento

A continuación, se presentan y detallaran las teorías en las cuales se fundamentará el estudio y a la vez permitirá definir las variables objeto de análisis en la investigación.

2.2.1 Energía hidroeléctrica

Se denomina energía hidroeléctrica a aquella que se obtiene de aprovechar la energía potencial de una masa de agua situada en el cauce de un río o retenida en un embalse para convertirla primero en energía mecánica, mediante el giro de una turbina y, posteriormente, en energía eléctrica en un generador acoplado a la turbina (Marcos Fano, 2006, pág. 35).

La energía hidroeléctrica se produce en instalaciones denominadas centrales hidroeléctricas. De acuerdo al tipo de aprovechamiento hidroeléctrico se tienen diferentes tipos de centrales hidroeléctricas, las cuales José Francisco Osorio en su libro Energía Hidroeléctrica (2008) establece que son las siguientes:

1. Centrales hidroeléctricas de embalse
2. Centrales hidroeléctricas de agua fluyente
3. Centrales hidroeléctricas mixtas

Para poder generar la energía hidroeléctrica mediante el turbinado del agua, se necesita de una diferencia de altura o salto que permita usar la energía potencial del agua en una cota superior, en la casa de máquinas ubicada en una cota inferior donde la turbina, generador y demás equipos auxiliares permiten la generación de energía eléctrica. Según Sanz Osorio (2008) hay cuatro tipos de saltos hidráulicos:

1. Salto bruto (H_b)
2. Salto útil (H_u)
3. Pérdidas de carga (H_p)
4. Salto neto (H_n). (pág. 48)

En Anexo 1 podemos ver los diferentes saltos hidráulicos de manera gráfica.

Un aprovechamiento hidroeléctrico necesita para la generación de electricidad de un caudal y salto hidráulico. “El caudal es la masa o volumen de agua que pasa en un tiempo determinado por una superficie o sección, su unidad de medida es m^3/s ” (Penche, 2006, pág. 45).

Según Sanz Osorio (2008) Para poder determinar el caudal que se utilizará en una central hidroeléctrica se necesita:

1. La curva de caudales medios diarios de un año tipo
2. La curva de caudales medios clasificados
3. La curva de caudales del año más seco. (pág. 51)

El equipo más importante en una central hidroeléctrica es la turbina. Penche (2006) afirma: “Una turbina hidráulica tiene por objeto transformar en energía rotacional la energía potencial del agua” (pág. 170).

Las turbinas se pueden dividir en dos grupos, turbinas de acción y turbinas de reacción. En una turbina de acción, el agua golpea las palas de la turbina bajo presión atmosférica impulsada por un eyector. Para las turbinas de reacción, el agua llega a los álabes de la turbina a una presión superior a la atmosférica y a alta velocidad (Dávila, Vilar, Villanueva, & Quiroz, 2010).

Además de los dos grandes grupos las turbinas hidráulicas se seleccionan de acuerdo al salto hidráulico y caudal, por esas características de su aplicación específica las turbinas pueden ser:

1. Turbinas de grandes alturas y pequeños caudales
2. Turbinas de medianas alturas y medianos caudales

3. Turbinas de pequeñas alturas y grandes caudales.
4. Turbinas para altura cero. (Dávila, Vilar, Villanueva, & Quiroz, 2010)

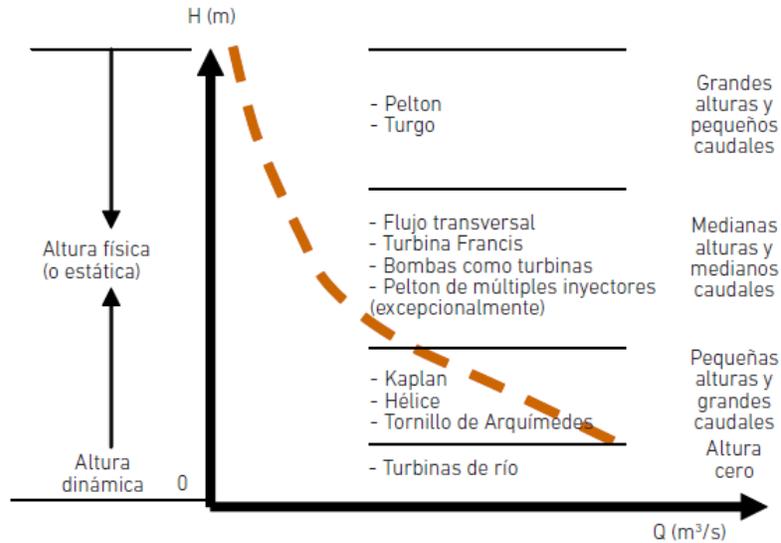


Figura 22. Aplicación de los diferentes tipos de turbinas según altura y caudal

Fuente: (Dávila, Vilar, Villanueva, & Quiroz, 2010, pág. 145)

Según el tipo de aprovechamiento hidroeléctrico se tienen diferentes esquemas típicos y partes de las centrales hidroeléctricas cada uno con sus particularidades. En la Figura 23 vemos un esquema para las centrales de embalse. Para este tipo de centrales hidroeléctricas su principal diferenciador es el embalse que se produce por una obra civil como ser la presa, la casa de máquinas donde se encuentra la turbina y generador suele estar al interior o al pie de la presa. Las presas se pueden construir de diferentes materiales y formas.

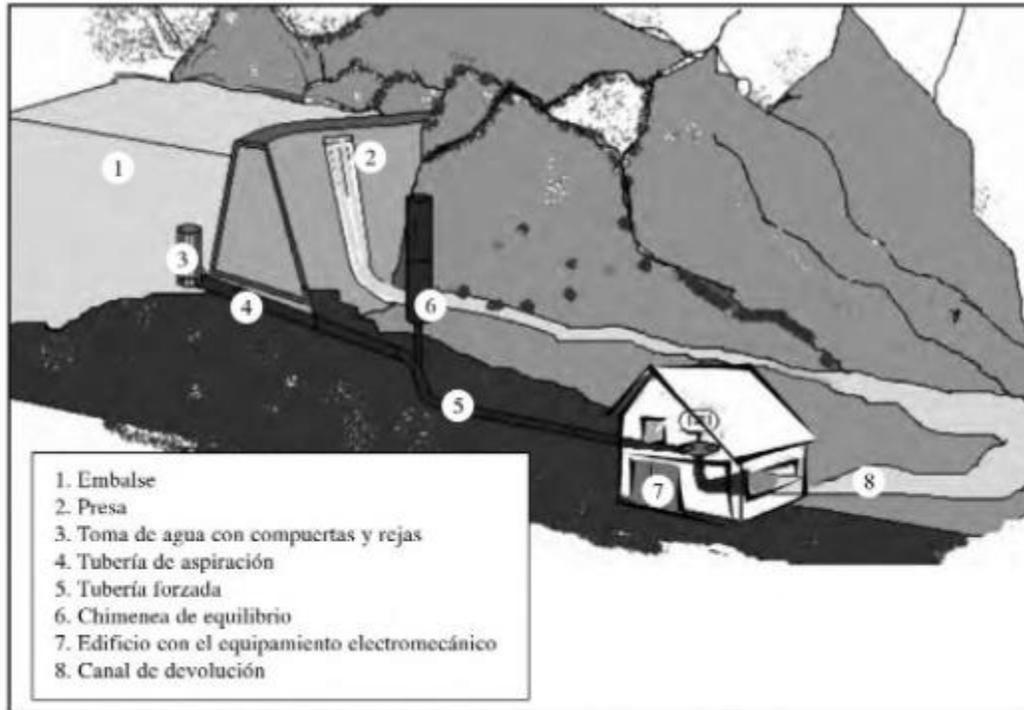


Figura 23. Esquema central hidroeléctrica de embalse

Fuente: (Sanz Osorio, 2008, p. 33)

Las centrales hidroeléctricas de agua fluyente hacen una derivación del agua de un río mediante un azud y tienen partes como el canal de conducción y cámara de carga que son particulares para estas centrales. El canal de conducción puede ser de diferentes formas y de diferentes materiales y debe ser capaz de conducir el caudal de diseño de la central. El agua conducida por el canal llega a la cámara de carga desde donde por una tubería de presión se conduce el agua hacia la turbina ubicada en la casa de máquinas que se encuentra en un nivel inferior. En la Figura 24 se muestra el esquema básico para una central de este tipo.

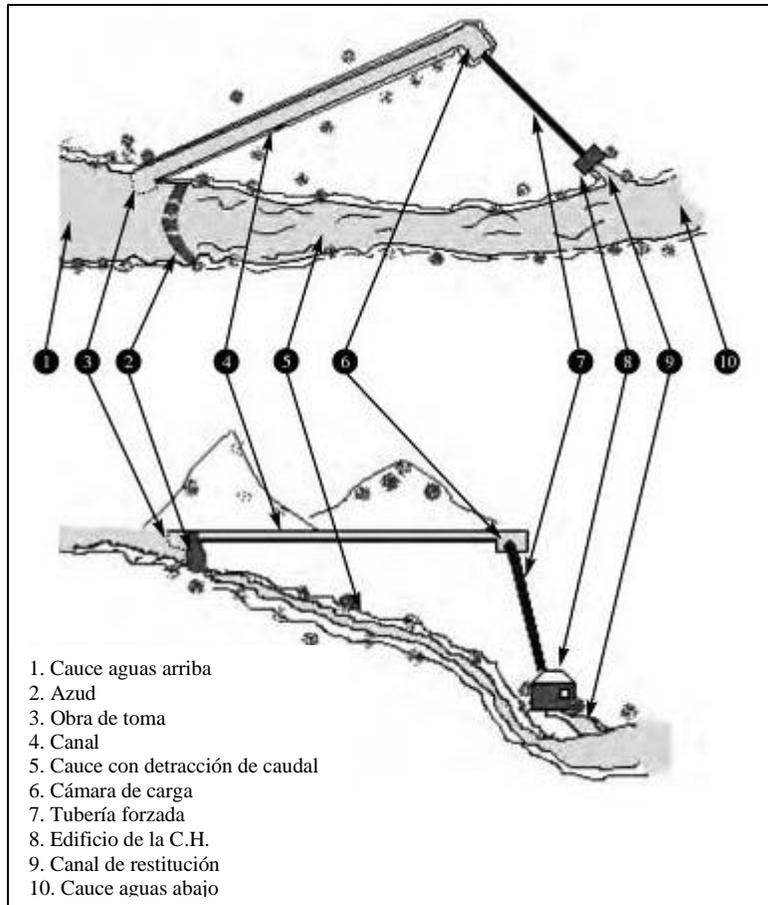


Figura 24. Esquema central hidroeléctrica de agua fluyente

Fuente: (Sanz Osorio, 2008, p. 37)

Las centrales hidroeléctricas mixtas o de usos múltiples tienen el mismo esquema de las centrales de embalse con la diferencia en menor tamaño de la presa, menor volumen del embalse y la casa de máquinas suele estar al pie de la presa.

Las centrales hidroeléctricas pueden producir energía de acuerdo a su capacidad instalada también llamada potencia instalada y esta se suele medir en vatios (W). Considerando que existen centrales hidroeléctricas de diferentes tamaños por su capacidad instalada en la Tabla 3 se detallan las diferentes categorías.

Tabla 3. Categorías Centrales Hidroeléctricas según potencia

Rango	Categoría
Hasta 10 kW	Pico
10 a 100 kW	Micro
100 kW a 1 MW	Mini
1 a 10 MW	Pequeña
10 MW a 100 MW	Media
Mayor que 100 MW	Grande

Fuente: (Zelaya Bertrand & Álvarez, 2017, pág. 62)

La electricidad generada en las centrales hidroeléctricas se mide en vatios hora, y para medirla se utilizan medidores eléctricos que se ubican en puntos estratégicos de la transmisión y distribución de la energía eléctrica desde las centrales de generación a los consumidores finales. El nombre técnico de los medidores o contadores eléctricos es el vatímetro, estos se encargan de medir la energía consumida o suministrada.

Existen contadores electromecánicos y electrónicos siendo estos últimos los que actualmente se instalan. Los electromecánicos utilizan bobinados de corriente y de tensión para crear corrientes parásitas en un disco que, bajo la influencia de los campos magnéticos, produce un giro que mueve las agujas del cuadrante. Los contadores electrónicos utilizan convertidores analógico-digitales para hacer la conversión. (Autosolar Energía y Servicios, 2019, pág. 1)

La energía eléctrica suele medirse el vatio-hora (Wh), pero considerando que es una unidad muy pequeña entonces se utilizan las unidades de medición kilovatio hora (kWh), megavatio hora (MWh) y gigavatio hora (GWh). (Ventura, 2018)

2.2.2 Energía solar

La energía solar es aquella energía que se obtiene directamente del sol. La radiación solar incide en la Tierra de forma directa y se puede aprovechar gracias a su capacidad para calentar, otra forma

para aprovecharla es a través de dispositivos ópticos o de otro tipo. Esta energía es renovable y limpia y la conocemos con el nombre de energía verde (Galdiano Hernández, 2011, pág. 11).

Dentro de los tipos de energía solar tenemos:

1. Energía solar Térmica: se aprovecha la energía del sol para producir calor mediante los colectores de energía solar térmica.
2. Energía solar Fotovoltaica: a través de celdas solares se capta radiación solar para producir electricidad.

Los paneles solares fotovoltaicos tienen como función captar la energía solar irradiada y convertirla en energía eléctrica. El panel solar consta de un número variable de células solares, conectadas eléctricamente en serie entre 31 y 36. El número de células depende del voltaje de salida, el fabricante determina el número mínimo para asegurar una carga eficaz del paquete de baterías. La superficie del panel varía de 0,5 a 1,3 metros cuadrados, en el que la batería se ensambla entre dos capas, la capa superior está hecha de vidrio de sílice y la siguiente capa está hecha de material plástico. Los dos productos se colocan en un horno de alta temperatura para formar un solo bloque laminado al que se agrega un marco, generalmente de aluminio. Los paneles solares se clasifican en; paneles solares policristalinos, monocristalinos y amorfos (Vázquez, 2018).

La irradiancia solar es la potencia radiante incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en W/m^2 La radiación proveniente del sol representa la fuente de energía más abundante disponible para satisfacer la demanda energética mundial. En promedio, el sol irradia a la Tierra una potencia de 1367 W. Esto significa que, en menos de una hora, la energía proveniente del Sol en forma de radiación, es suficiente para abastecer el consumo energético de todo el planeta durante un año. (Markvart, 2000, pág. 4)

Hay tres tipos de radiación solar:

1. Radiación directa
2. Radiación difusa
3. Radiación de albedo

Los paneles fotovoltaicos se pueden instalar en edificios (terrazas, cubiertas y balcones) o en infraestructura urbana (marquesinas, pérgolas y cubiertas de estacionamientos). Un aspecto básico a la hora de colocar paneles es asegurarse de que no haya obstáculos como ser vegetación, otros edificios, elementos arquitectónicos entre otros elementos que puedan oscurecerlos. Si observa la posición del sol al amanecer, al mediodía y al atardecer en cualquier parte del hemisferio norte, verá cómo el sol sale por el este, se mueve hacia el sur y se pone por el oeste. Por eso, para aprovechar al máximo la luz solar, la orientación del panel está orientada al sur en el hemisferio norte y al norte en el hemisferio sur. En resumen, el panel siempre se instalará mirando hacia el ecuador (Instituto Tecnológico de Canarias, 2008).

De acuerdo al Instituto Tecnológico de Canarias (2008): la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos depende de dos factores siendo estos la latitud del lugar donde se van a instalar y la tipología, si es una instalación conectada o aislada de la red eléctrica. En las instalaciones conectadas a la red lo que se busca es la máxima producción anual (la mayor cantidad de kWh anual posible); para lograr este objetivo, el ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos es de 5° a 10° menor que la latitud, aunque la inclinación sea superior o inferior a la latitud el valor perdido representa solo el 0.08% por cada grado de desviación de la pendiente óptima.

Los módulos fotovoltaicos generan electricidad durante todo el año, siempre y cuando les llegue radiación solar. Normalmente, en verano se genera más electricidad debido al mayor número de horas de sol. En los días nublados también se genera electricidad, si bien la producción se reduce proporcionalmente a la disminución de la intensidad de la radiación solar. Incluso existen células fotovoltaicas diseñadas para funcionar en el interior de edificios, como las que incorporan algunas calculadoras y distintos aparatos. Los sistemas fotovoltaicos generan electricidad a partir de la radiación solar, no del calor. De hecho, como la mayoría de los dispositivos electrónicos, los módulos fotovoltaicos funcionan más eficientemente a bajas temperaturas (Instituto Tecnológico de Canarias, 2008, pág. 73).

Las partes de una instalación solar fotovoltaica paneles solares, regulador, batería o acumulador, convertidor de corriente directa a corriente alterna y cableado eléctrico necesario para las conexiones se observan esquemáticamente en la Figura 25.

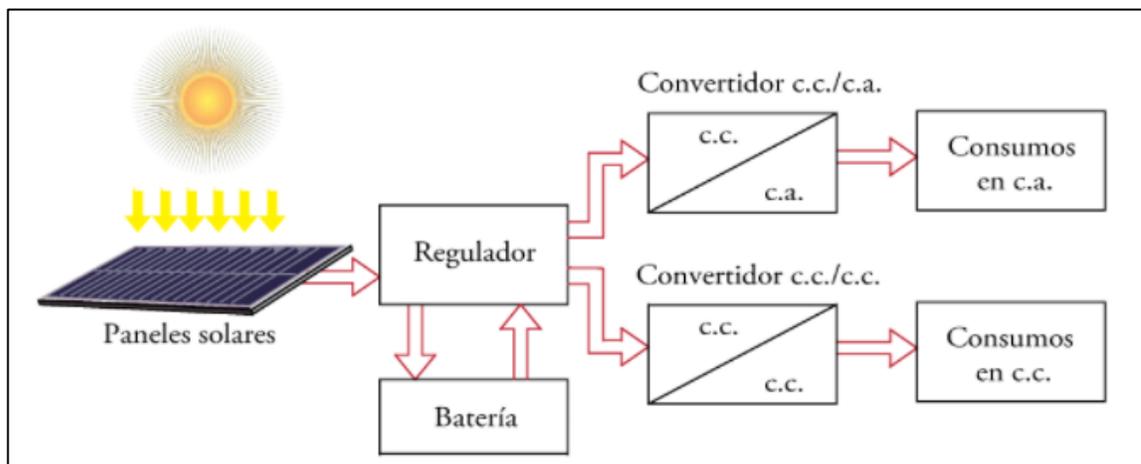


Figura 25. Composición de una instalación solar fotovoltaica.

Fuente (Vázquez, 2018, pág. 8)

Tobajas Vázquez (2018) afirma:

Los módulos fotovoltaicos se miden en unas condiciones determinadas denominadas condiciones estándar: 1000 W/m^2 (1 kW/m^2) de radiación solar y $25 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura de las células fotovoltaicas.

La máxima potencia generada en estas condiciones por cada módulo fotovoltaico se mide en Wp (vatios pico); a esta potencia se la denomina potencia nominal del módulo. La energía producida por los sistemas fotovoltaicos se calcula multiplicando su potencia nominal por el número de horas sol pico, dado que no todas las horas de sol son de la intensidad considerada como standard (1000 W/m²). El número de horas sol pico de un día concreto se obtendrá dividiendo toda la energía producida en ese día (en Wh/m²) entre 1000 W/m². En la actualidad existen todo tipo de instrumentos como los que miden radiación solar, densidad de batería, medidores de intensidad, tensión, resistencia, etc. Entre los más utilizados se encuentran: Solarímetro, heliógrafo, actinómetro, polímetros, pinza amperimétrica, densímetro. (pág. 107)

2.2.3 Estudio de Prefactibilidad

Según Baca Urbina (2013) el estudio de prefactibilidad es: “un estudio que profundiza en la investigación de mercado, detalla la tecnología a emplear, determina los costos totales, la rentabilidad económica, y es la base para que los inversionistas tomen una decisión” (pág. 4).

En la Figura 26 se observa la estructura general de la evaluación de proyectos, esta estructura contiene cuatro estudios en la prefactibilidad siendo estas el estudio de mercado, estudio técnico operativo, estudio económico-financiero y estudio socioeconómico. En el presente trabajo de investigación se define en su alcance desarrollar únicamente los estudios técnico operativo y económico-financiero.

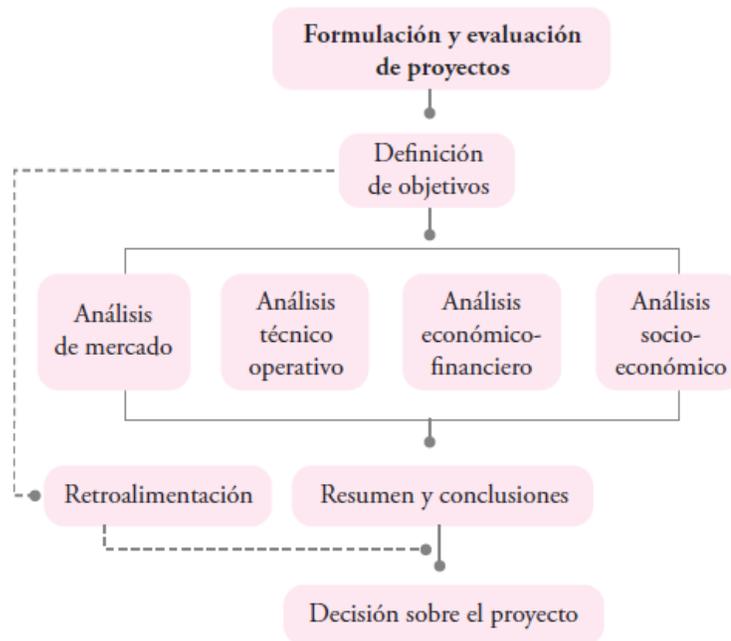


Figura 26. Estructura general de la evaluación de proyectos

Fuente (Baca Urbina, 2013, pág. 4)

2.2.3.1 Estudio técnico operativo

“El estudio técnico puede subdividirse en cuatro partes que son: determinación del tamaño óptimo de la planta, determinación de la localización óptima de la planta, ingeniería del proyecto y análisis organizativo, administrativo y legal” (Baca Urbina, 2013, pág. 6)

El análisis técnico operativo también llamado estudio de prefactibilidad técnica tiene los siguientes objetivos: “Verificar la posibilidad técnica de la fabricación del producto o servicio que se pretende brindar y analizar y determinar el tamaño, la localización, los equipos, las instalaciones y organización óptimos requeridos para la operación” (Baca Urbina, 2013, pág. 96).

Las partes que comprenden el estudio técnico se detallan en la Figura 27.

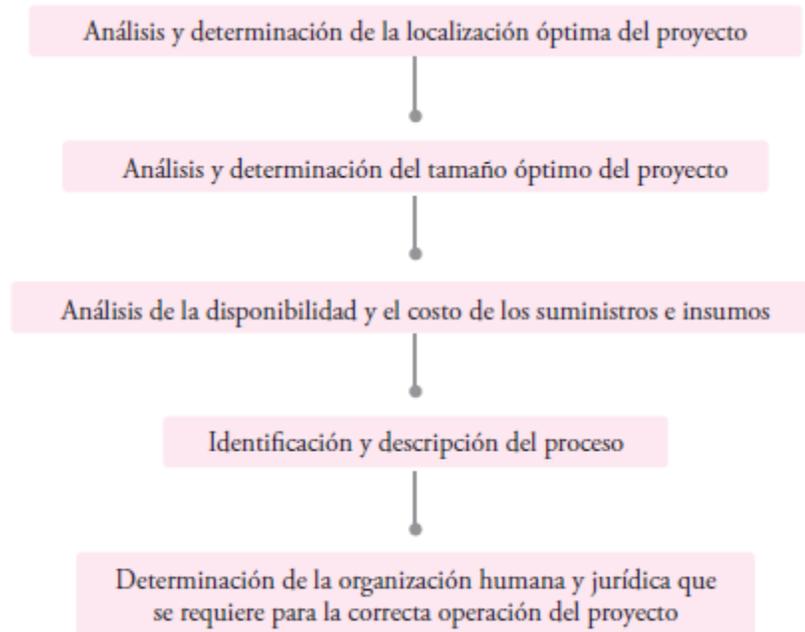


Figura 27. Estructura del Estudio Técnico

Fuente: (Baca Urbina, 2013, pág. 97)

Las variables comprendidas en el estudio técnico son las siguientes:

1. Localización: las dimensiones accesibilidad, cercanía al cliente, topografía y uso de suelos forman parte de esta variable.
2. Tamaño: el área es la dimensión a determinar para esta variable.
3. Equipo: la eficiencia y calidad son consideraciones a tomar al momento de seleccionar y comprar los equipos.
4. Insumos: se refiere a la cantidad de materia prima o recurso disponible.
5. Organización humana: define los empleados requeridos para el proyecto.

2.2.3.2 Estudio económico-financiero

“El estudio económico-financiero comprende el ordenamiento y sistematización de la información de carácter monetario y elaboración de cuadros analíticos que sirven de base para la evaluación económica” (Baca Urbina, 2013, pág. 6).

El estudio o análisis económico tiene la estructura que se muestra en la Figura 28.

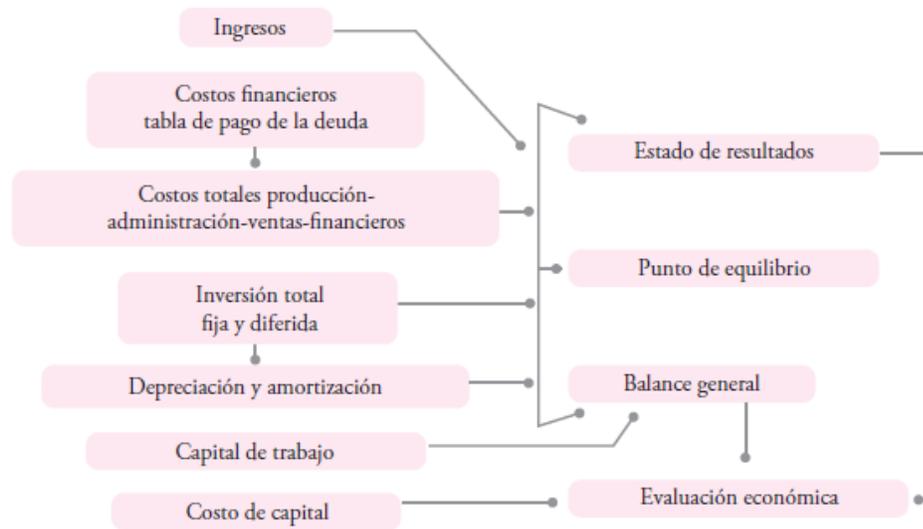


Figura 28. Estructura Estudio Económico-Financiero

Fuente: (Baca Urbina, 2013, pág. 171)

El análisis económico puede expresar todo el contenido realizado en el análisis técnico en forma monetaria y está estructurado para visualizar los ingresos, costos, inversión, depreciación, capital de trabajo y precios de capital generados por el proyecto. La investigación económica produce variables básicas para ilustrar los resultados, pero es necesario realizar una evaluación económica para determinar la rentabilidad del proyecto.

Para realizar las evaluaciones financieras de rentabilidad deberá realizarse previamente el estudio económico de donde se tomarán los datos necesarios provenientes de flujos de caja, estados

de resultados, punto de equilibrio y balances generales. La rentabilidad de la inversión se evalúa mediante los métodos que consideran el valor del dinero en el tiempo como ser el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Rendimiento (TIR), el método costo beneficio y periodo de recuperación.

1. Valor presente neto (VPN): es el valor monetario obtenido restando la suma de los flujos descontados de la inversión inicial. Esto equivale a comparar las ganancias esperadas con los costos requeridos para producirlas, en término de su equivalente actual o presente es decir el tiempo cero. Si este valor presente neto es mayor que cero, se acepta el proyecto. (Baca Urbina, 2013)
2. Tasa Interna de rendimiento (TIR): “es la tasa de descuento por la cual es VPN es igual a cero. Esta tasa igual la suma de los flujos descontados a la inversion inicial” (Baca Urbina, 2013, pág. 209)

En la seccion 2.3.1 se detalla como se calcula y los criterios de evaluacion.

3. Método costo beneficio: es la división de todos los costos del proyecto entre todos los beneficios económicos que se obtendrán. Se recomienda que tanto los costos como los beneficios estén expresados en valor presente. (Baca Urbina, 2013)
4. Periodo de recuperacion: es la determinacion del numero de periodos, normalmente en años, requeridos para recuperar la inversion inicial. Este metodo no considera el valor del dinero en el tiempo. (Baca Urbina, 2013)

Los factores a considerar en el estudio económico-financiero son las siguientes:

1. Inversión inicial: son los activos fijos y diferidos del proyecto.
2. Ingresos: incluye los que representan movimiento de caja y no movimiento de caja.

3. Costos: son parte de esta variable los costos administrativos, de producción, ventas y financiero.
4. Utilidad: comprende la utilidad bruta y neta del proyecto.
5. Impuestos: los más representativos son el impuesto sobre la renta y sobre la venta.
6. Depreciación: esta puede ser en línea recta, suma de los números dígitos y saldos decrecientes.
7. Inflación: suele determinarse utilizando el índice de precios al consumidor.

2.3 Conceptualización

En este apartado definiremos las variables o dimensiones objeto de análisis del proyecto de investigación, además se explica la afectación de cada una de ellas con la variable dependiente. Las dimensiones provienen de las variables definidas en el apartado anterior (teorías de sustento) de la energía hidroeléctrica y energía solar. Además, se definen las variables del estudio de prefactibilidad técnico operativo y económico-financiero.



Figura 29. Relación entre variable dependiente y variables independientes

Fuente: Elaboración propia

2.3.1 Variable dependiente

2.3.1.1 Tasa Interna de Rendimiento

Es un criterio de evaluación de un proyecto, que mide la rentabilidad en forma de porcentaje y corresponde a la tasa que hace el valor actual neto igual a cero. Una inversión es aceptable si el rendimiento es mayor al mínimo aceptable. La tasa mínima aceptable de rendimiento está asociada al riesgo que tiene el inversionista, entre mayor sea el riesgo mayor será esa tasa mínima también conocida como costo de capital (Baca Urbina, 2013, pág. 196)

Se calcula mediante la siguiente Ecuación 1 donde la inversión inicial (P) tendrá un valor de cero, FNE es el Flujo neto de efectivo y i es igual a la Tasa interna de rendimiento.

$$P = \frac{FNE1}{(1+i)^1} + \frac{FNE2}{(1+i)^2} + \frac{FNE3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad (1)$$

Para evaluar el indicador financiero Tasa Interna de Rendimiento (TIR) debe antes definirse una Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR) también conocida como tasa de descuento o costo de oportunidad del capital.

Los criterios de decisión de la TIR son:

1. $TIR > TMAR$: Se debe realizar el proyecto debido a que la rentabilidad del proyecto es mayor que el costo de oportunidad del capital.
2. $TIR < TMAR$: No se debe realizar el proyecto, solo se aceptaría para proyectos de financiamiento, en los cuales el propósito del proyecto es pedir un determinado préstamo por el cual hay que pagar intereses a una tasa k.
3. $TIR = TMAR$: La decisión es indiferente entre realizar el proyecto o no. (Rodríguez Mesa, 2006).

2.3.2 Variables Independientes

2.3.2.1 Tipo de aprovechamiento hidroeléctrico

2.3.2.1.1 Centrales hidroeléctricas de embalse

Su principal característica radica en la regulación del caudal superior a un día que pueden realizar. A mayor capacidad de almacenamiento en el embalse estas gozan de mayor libertad de decisión sobre los días, semanas, meses o momentos del año en los que turbinan el agua para generar energía eléctrica. Las centrales de bombeo o centrales reversibles el autor también las incluye dentro de las centrales hidroeléctricas de embalse, considerando que estas poseen dos embalses (Sanz Osorio, 2008, pág. 31)

Una central hidroeléctrica de embalse es el tipo de central que requiere de mayor inversión tanto en obras civiles como en equipos mecánicos y eléctricos, al afectar la inversión inicial esta influye también en la Tasa interna de rendimiento de forma negativa.

2.3.2.1.2 Centrales hidroeléctricas de agua fluyente

Para este tipo de centrales su regulación es horaria. No cuentan con un embalse regulador, y generan energía eléctrica únicamente en los momentos que el caudal del cauce del río sea superior al caudal mínimo técnico de las turbinas instaladas (Penche, 2006, pág. 4).

Teniendo en cuenta que este tipo de centrales eléctricas no pueden almacenar agua, si hay un paro, el agua seguirá circulando. Estas centrales se pueden ubicar en la propia presa construida en el río, pero las más comunes son con canales de desvío o derivación. Las centrales eléctricas ubicadas en canales de riego también forman parte de este tipo de centrales eléctricas de agua fluyente (Sanz Osorio, 2008).

Una central hidroeléctrica de agua fluyente requiere de menor inversión tanto en obras civiles como en equipos mecánicos y eléctricos en comparación con las centrales de embalse

porque no se requiere de la presa y su capacidad de generación suele ser menor. Pero aun así la inversión inicial está directamente relacionada con la Tasa interna de rendimiento a la cual afecta de forma negativa.

2.3.2.1.3 Centrales hidroeléctricas mixtas

En estas centrales su principal objetivo puede ser el abastecimiento de agua, riego y regulación de avenidas entre otras y para ello cuentan con un pequeño embalse con capacidad de regulación menor a un día. La energía se genera al turbinar el agua de los caudales excedentes, desembalses para riegos, caudal ecológico que mantiene el embalse y abducción de agua (Penche, 2006, pág. 6).

Considerando que el recurso hídrico en este tipo de centrales tiene varios usos dependiendo sus funciones, la inversión inicial podrá requerir de elementos adicionales que permitan el uso para abastecimiento de agua, riego y regulación de avenidas. Nuevamente al igual que en los demás tipos de centrales hidroeléctricas el tipo de central determina la cantidad de inversión inicial requerida que luego afecta de manera negativa la tasa interna de rendimiento.

2.3.2.2 Salto Hidráulico

2.3.2.2.1 Salto bruto

Es la diferencia de altura total presente entre el nivel aguas arriba del salto y el nivel inferior en el punto de devolución del agua turbinada al río (Sanz Osorio, 2008).

Al tener un mayor salto bruto la capacidad de generación de la central hidroeléctrica puede ser mayor, y esto influye directamente en los ingresos y por ello la tasa interna de rendimiento se ve afectada de manera positiva.

2.3.2.2.2 Salto útil

“Es la diferencia de altura entre la cámara de carga y el nivel inferior donde se ubica la turbina” (Sanz Osorio, 2008, pág. 48)

Al tener un mayor salto útil la capacidad de generación de la central hidroeléctrica puede ser mayor, y esto influye directamente en los ingresos y por ello la tasa interna de rendimiento se ve afectada de manera positiva.

2.3.2.2.3 Pérdidas de carga

Son las pérdidas de altura efectiva por fricción en los elementos de conducción (tubería de presión) desde la cámara de carga hasta la turbina (Sanz Osorio, 2008).

Entre más pérdidas se tienen durante el trayecto de conducción del agua desde la cámara de carga a la turbina menor será la capacidad de generación. Una reducción en la generación influye directamente sobre los ingresos y de manera negativa también sobre la tasa interna de rendimiento.

2.3.2.2.4 Salto neto

Es la resultante de restarle al salto útil las pérdidas de carga. Para la estimación de la potencia de la turbina se utiliza este salto (Sanz Osorio, 2008).

Esta dimensión afecta directamente la estimación de la potencia que la turbina tendrá y es determinante en la capacidad de generación de la central hidroeléctrica. Por su relación con los ingresos influye positivamente sobre la tasa interna de rendimiento.

2.3.2.3 Caudal

2.3.2.3.1 Curva de caudales medios diarios de un año tipo

“Representa el caudal medio diario de todos los años que se dispone de datos del caudal. Se obtiene calculando el promedio de los caudales de cada uno de los días del año” (Sanz Osorio, 2008, pág. 51)

El caudal define la cantidad del recurso hídrico disponible y podría decirse que es la principal consideración que debe de hacerse en una central hidroeléctrica. A mayor caudal mayor generación de energía por lo que la tasa interna de rendimiento se ve afectada de manera positiva.

2.3.2.3.2 Curva de caudales medios clasificados

Esta curva resulta de ordenar de mayor a menor los datos de la curva de caudales medios diarios, permitiendo obtener el número de días en los que se supera un determinado caudal. De la curva de caudales medios clasificados se consiguen los datos del caudal máximo, caudal mínimo, caudal ecológico, caudal de equipamiento o de diseño y el caudal mínimo técnico (Sanz Osorio, 2008).

El caudal de diseño se define mediante esta curva. A mayor caudal de diseño mayor generación de energía o capacidad instalada podrá tener la central hidroeléctrica por lo que la tasa interna de rendimiento se ve afectada de manera positiva.

2.3.2.3.3 Curva de caudales del año más seco

“Representa el caudal del año más seco del que se disponga” (Sanz Osorio, 2008, pág. 55).

Esta curva suele utilizarse para realizar análisis de sensibilidad del aprovechamiento hidroeléctrico. Mayor volumen para la curva de caudales del año más seco, indica que se

dispondría de mayor caudal para generación por lo que la tasa interna de rendimiento se ve afectada de manera positiva.

2.3.2.4 Turbina

La turbina forma parte de los equipos mecánicos necesarios para generar energía, es la parte más importante de un aprovechamiento hidroeléctrico. El tipo de turbina seleccionado influye en los equipos e inversión inicial pero también es la que determina cuanta energía potencial se puede convertir en rotacional y luego en electricidad y por ello afecta positivamente la tasa interna de rendimiento.

2.3.2.4.1 Turbinas de grandes alturas y pequeños caudales

Como lo expresa su nombre estas turbinas se utilizan en grandes saltos hidráulicos con poco caudal disponible. La turbina tipo Pelton y Turgo son los modelos más conocidos para esta categoría o grupo de turbinas (Dávila, Vilar, Villanueva, & Quiroz, 2010).

2.3.2.4.2 Turbinas de medianas alturas y medianos caudales

Estas turbinas se utilizan en medianos saltos hidráulicos con medianos caudales disponibles. La turbina tipo Francis, de flujo transversal y bombas rotodinámicas son las turbinas más comunes en este grupo (Dávila, Vilar, Villanueva, & Quiroz, 2010).

2.3.2.4.3 Turbinas de pequeñas alturas y grandes caudales

Las turbinas de este tipo se utilizan en bajos saltos hidráulicos con grandes caudales disponibles. Normalmente se usa en lugares donde la topografía es relativamente plana. La turbina tipo Kaplan, de hélice y tornillo de Arquímedes son los modelos más comunes de este grupo de turbinas (Dávila, Vilar, Villanueva, & Quiroz, 2010).

2.3.2.4.4 Turbinas para altura cero

Las turbinas en esta categoría funcionan por la velocidad que pueda tener el agua. El rotor de estas turbinas se instala en posición horizontal o vertical y los alabes interactúan con la corriente o flujo el agua, lo que permite obtener diferentes velocidades de giro y torque (Dávila, Vilar, Villanueva, & Quiroz, 2010).

2.3.2.5 Tipo de energía solar

La energía solar se puede utilizar para generar calor o electricidad, siendo estas las tecnologías de energía solar térmica y fotovoltaica respectivamente. El tipo de tecnología a utilizar afecta de manera positiva la tasa interna de rendimiento porque optimiza la disponibilidad del recurso.

2.3.2.5.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica genera electricidad directamente a partir de la radiación solar. La tecnología fotovoltaica existe en muchos elementos actuales: tableros de calculadoras, señales de tráfico, etc. Sin embargo, con la tecnología actual, se necesita una gran área de captación para que los hogares tradicionales sean completamente autosuficientes energéticamente. (Jarauta Rovira, 2015)

2.3.2.5.2 Energía solar térmica

“La energía solar térmica consiste en la captación de la radiación del Sol y su transformación en calor para su aprovechamiento en diversas aplicaciones. Esta transformación se realiza por medio de unos dispositivos específicamente diseñados denominados colectores solares” (Aranda Usón & Zabalza Bribián, 2009, pág. 14).

El uso generalizado de la energía solar térmica es para la producción de agua caliente sanitaria, puede cubrir hasta el 70% de la demanda durante todo el año. Por lo tanto, dichos sistemas suelen utilizarse como apoyo a los sistemas energéticos tradicionales (calderas y calentadores), reduciendo significativamente su consumo de combustible o energía eléctrica y ayudando a reducir las emisiones contaminantes. Aunque no es tan común, la energía solar térmica también se usa para la calefacción de piscinas interiores o exteriores, dispositivos de calefacción de piso (que requieren una temperatura más baja que los sistemas de radiadores tradicionales) o dispositivos que generan frío a través de equipos de absorción, que pueden absorber y utilizar el calor producido por los captadores durante los meses de verano y convertirlo en frío (Zabalza Bribián & Aranda Usón, 2009)

2.3.2.6 Paneles solares fotovoltaicos

Existen tres tipos de paneles solares fotovoltaicos, los monocristalinos, policristalinos y amorfos. La selección del tipo de panel a utilizar para generar electricidad influye en la eficiencia en la generación de energía eléctrica a base del recurso solar, a mayor eficiencia se obtiene mayor generación e ingresos y por ello afecta de manera positiva la Tasa Interna de Rendimiento.

2.3.2.6.1 Paneles solares monocristalinos

Proporcionan el rendimiento más elevado, alrededor del 20% en la fabricación en serie y un 24 % en modelos de laboratorio. Se obtienen de silicio puro fundido y dopado con boro, su inconveniente es que tiene un precio medio alto. Por su rentabilidad energética son las placas más usadas (Vázquez, 2018, pág. 11).

Los paneles solares monocristalinos son los paneles fotovoltaicos más eficientes del mercado, y siempre superan a los módulos policristalinos en eficiencia y rendimiento. Cada célula del panel solar monocristalino se caracteriza por su color negro y el recorte en las esquinas de forma diagonal.

A pesar que su costo inicial es mayor, a largo plazo por tener mayor rendimiento suelen ser más rentables. En la Figura 30 podemos observar un ejemplo de este tipo de panel. (Cordero, 2017, pág. 1)



Figura 30. Panel solar fotovoltaico monocristalino

Fuente: (Cordero, 2017, pág. 1)

2.3.2.6.2 Paneles solares policristalinos

Proporcionan un rendimiento entre 12 y 14%, tienen un espesor reducido de varias micras. Se diferencian de los paneles monocristalinos en que son de forma cuadrada, esto hace que se aproveche mejor el espacio entre las células que componen el panel solar, también se tendrá en cuenta que el coste por panel es menor, ya que se aplica menos silicio en su fabricación y su proceso es menos complicado (Vázquez, 2018, pág. 11).

Este tipo de paneles se caracteriza por su color azulado, en la Figura 31 podemos notar como son este tipo de paneles.



Figura 31. Panel solar fotovoltaico policristalino

Fuente: (Cordero, 2017, pág. 1)

2.3.2.6.3 Paneles solares amorfos

Proporcionan un rendimiento inferior al 10%, tienen como ventaja su maleabilidad. Actualmente se instalan en techados (tejas solares) y superficies de edificios de oficinas donde se aplica en tamaños considerables por su adaptabilidad. Ser extremadamente delgados y económicamente rentables hace que tengan un futuro muy prometedor (Vázquez, 2018, pág. 11).

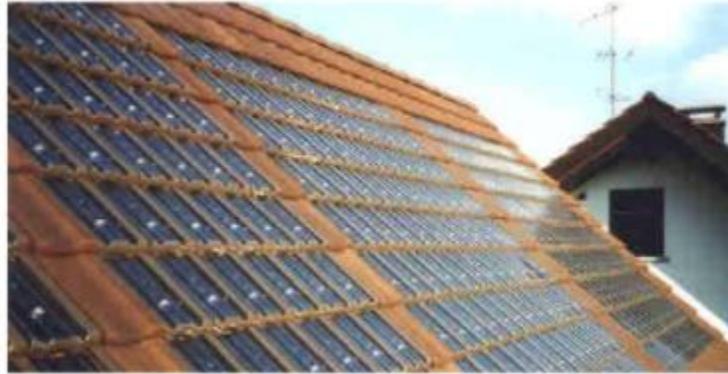


Figura 32. Paneles solares amorfos sobre tejado.
(Vázquez, 2018, pág. 11)

2.3.2.7 Irradiancia

La irradiancia mide la cantidad disponible del recurso solar, este recurso llega a la tierra mediante los tipos de radiación a continuación detallados. A mayor irradiancia mayor cantidad de electricidad se puede generar en una instalación fotovoltaica y por ello la tasa interna de rendimiento se ve afectada de manera positiva.



Figura 33. Tipos de radiación
Fuente: (Alonso Lorenzo, s.f.)

2.3.2.7.1 Radiación Directa

También se denominada “radiación de haz” o “radiación de haz directo”, se utiliza para describir la radiación que es recibida por la superficie terrestre de forma vertical. Para este tipo de radiación los rayos solares viajan en una misma dirección (línea recta), cualquier objeto que se interponga en esa dirección puede bloquearlos todos a la vez y cuando esto sucede se generan las sombras. (Trejo Pacheco, 2019)

2.3.2.7.2 Radiación difusa

Este tipo de radiación incluye la luz solar que ha sido dispersada por moléculas y partículas en la atmosfera pero que aún llega a la superficie terrestre. La radiación difusa es la típica en los días nublados. Los rayos solares viajan en cualquier dirección.

2.3.2.7.3 Radiación reflejada o albedo

Es la radiación que resulta de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno como ser el suelo, los paneles solares se ubican distantes de donde se pueda obtener radiación reflejada y por ello no representa una parte significativa de la radiación incidente sobre la superficie de los paneles. (Trejo Pacheco, 2019)

2.3.2.8 Localización

“El objetivo general de este punto es, por supuesto, llegar a determinar el sitio donde se instalará la planta” (Baca Urbina, 2013, pág. 110). Para una localización ideal deberá considerarse la accesibilidad al sitio y la cercanía con los clientes. En casos específicos las condiciones del terreno también deberán ser evaluadas, entre ellas la topografía y el uso de suelo actual y permitido en ese lugar.

Hace referencia a la ubicación geográfica exacta del proyecto que presente los mejores escenarios. Elegir la ubicación correcta impacta de manera positiva a la tasa interna de rendimiento.

2.3.2.9 Tamaño

“El tamaño óptimo de la planta es su capacidad instalada, y se expresa en unidades de producción por año. Se considera óptimo cuando opera con los menores costos totales o la máxima rentabilidad económica” (Baca Urbina, 2013, pág. 100).

El tamaño óptimo de la planta para la energía hidroeléctrica y solar se expresa en la capacidad o potencia instalada de las mismas y su capacidad para generar electricidad, afecta positivamente a la tasa interna de rendimiento ya que permite obtener la mayor producción posible.

2.3.2.10 Equipo

“Conjunto de maquinaria e instalaciones necesarias para realizar el proceso transformador” (Baca Urbina, 2013, pág. 113). Para la elección de los equipos es preciso conocer la eficiencia, la calidad de los materiales con los cuales se construyó el equipo lo cual permite a los fabricantes extender garantías.

La compra de todos los equipos genera inversión de dinero lo cual genera una disminución en el efectivo y mayor inversión inicial afectando así negativamente la tasa interna de rendimiento.

2.3.2.11 Insumos

“Son aquellos elementos sobre los cuales se efectuará el proceso de transformación para obtener el producto final” (Baca Urbina, 2013, pág. 113).

Los insumos tienen una afectación negativa sobre la tasa interna de rendimiento, entre mayor sean los costos de estos menor será la tasa interna de rendimiento.

2.3.2.12 Organización Humana

“Elemento humano necesario para realizar el proceso productivo” (Baca Urbina, 2013, pág. 113).

A los empleados se le asigna un salario según su puesto de trabajo lo que conlleva a un desembolso de dinero según sea el caso, a mayor número de empleados u organización humana ineficiente el costo operativo incrementa lo que provoca una afectación negativa en la tasa interna de rendimiento.

2.3.2.13 Inversión inicial

“Comprende la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles necesarios para iniciar las operaciones de la empresa” (Baca Urbina, 2013, pág. 175)

La inversión inicial es un valor monetario de todos aquellos bienes que la empresa tiene que adquirir para iniciar la operación. Los activos fijos o tangibles (se pueden tocar) son por ejemplo equipo, propiedades, edificios, mobiliario y vehículos entre otros. Los activos diferidos o intangibles (no se pueden tocar) son por ejemplo asesorías técnicas, patentes, contrato de servicios (energía, internet, teléfono, agua) entre otros.

La variable inversión inicial afecta de forma negativa la tasa interna de rendimiento. Una mayor inversión inicial implica un alto costo económico para la empresa e impacta en una menor tasa interna de rendimiento.

2.3.2.14 Ingresos

“Se considera un ingreso el valor monetario percibido por la venta de un producto o prestación de un servicio. Se pueden clasificar en los que constituyen un movimiento de caja y los que no constituyen un movimiento de caja” (Sapag Chain, 2001, pág. 111).

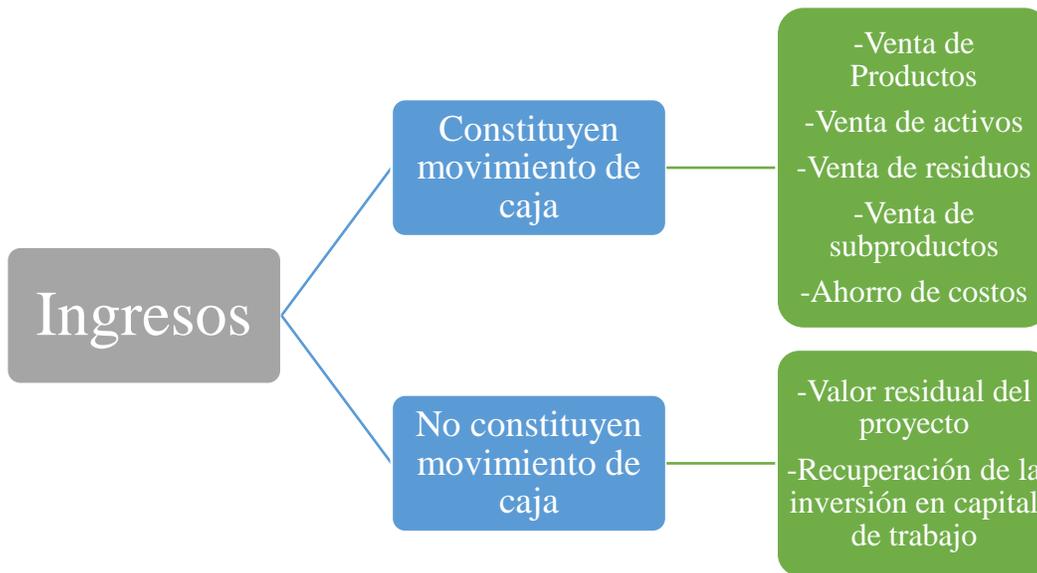


Figura 26. Tipos de Ingresos

Fuente: Elaboración propia (Sapag Chain, 2001, pág. 112)

Los ingresos impactan positivamente en la tasa interna de rendimiento, a mayores ingresos mayor tasa interna de rendimiento.

2.3.2.15 Costos

“Es un desembolso en efectivo o en especie hecho en el pasado, en el presente, futuro o en forma virtual” (Baca Urbina, 2013, pág. 171).

Todo el dinero que una empresa eroga por costos de producción, administración, ventas y financieros para operar forman parte de los costos. Tener especial atención en controlar y reducir los costos es de beneficio para el incremento de las utilidades. El grado de afectación de los costos a la tasa interna de rendimiento es negativa, altos costos disminuyen el flujo de caja de una empresa y por ello se reduce la tasa interna de rendimiento.

2.3.2.16 Utilidad

“Es en forma general el beneficio real de la operación de un proyecto o empresa, se obtiene restando a los ingresos todos los costos” (Baca Urbina, 2013, pág. 182)

La resta de los costos a los ingresos se conoce como utilidad bruta y luego restando el valor pagado en concepto de impuestos se obtiene la utilidad neta. La utilidad neta si bien representa los beneficios de la empresa no es necesariamente un indicador de rentabilidad financiera. Al obtener mayores utilidades la tasa interna de rendimiento incrementa y por ello su afectación es positiva.

2.3.2.17 Impuestos

“Tasa que deberá pagarse al estado el cual puede variar de un año a otro según la política fiscal que apliquen los gobiernos del país” (Baca Urbina, 2013, pág. 183)

En Honduras hay impuestos municipales y estatales y son los más importantes los Impuestos Sobre Venta (ISV) y los Impuestos Sobre Renta (ISR).

La Ley del Impuesto sobre Ventas establece que este impuesto grava los ingresos provenientes de la venta de bienes y prestación de servicios, sean al contado o crédito en un periodo imponible. (Secretaria de Finanzas Direccion Ejecutiva de Ingresos, 2004)

La Ley del Impuesto sobre Rentas establece que es un “ingreso anual que grava los ingresos provenientes del capital, del trabajo o de la combinación de ambos en un año imponible y descansa en el principio de la capacidad de pago del contribuyente” (Secretaria de Finanzas Direccion Ejecutiva de Ingresos, 2004, pág. 2).

La tasa de los impuestos estatales como ser el impuesto sobre la venta e impuesto sobre la renta en Honduras son establecidas mediante decretos de ley y son administrados por el Servicio de Administración de Rentas (SAR). Las tasas actuales son del 15% y 25% respectivamente.

Mayores impuestos reducen las utilidades y por ello afecta de manera negativa a la tasa interna de rendimiento.

2.3.2.18 Depreciación

“Es un cargo virtual, es decir que se trata y tienen el efecto como el de un costo sin serlo y se calculan de acuerdo a la ley tributaria de cada país” (Baca Urbina, 2013, pág. 173).

La aplicación de la depreciación permite repartir los costos de los activos fijos de la empresa por un periodo de tiempo de varios años, esto permite a las empresas obtener mayores utilidades al reducir la utilidad bruta que es gravada con impuestos. La tasa interna de rendimiento tiene un grado de afectación positivo al aplicar la depreciación de los activos.

La Ley de Impuesto Sobre la Renta y su Reglamento reconocen como métodos de depreciación en Honduras los siguientes: Línea Recta. Suma de los números dígitos. Saldos decrecientes.

2.3.2.19 Inflación

“Es el aumento ponderado de los precios de los bienes y servicios de una economía” (Baca Urbina, 2013, pág. 214).

El Banco Central de Honduras (BCH) hace la medición de la variación de precios a los productos de la canasta básica, para tener de referencia a la inflación y mensualmente establece la variación en el Índice de Precios al Consumidor (IPC). De acuerdo a la página oficial de internet del BCH la inflación meta para el año 2021 es del 4.00%.

La afectación de la inflación sobre la tasa interna de rendimiento es negativa porque vuelve cada vez los costos mayores.

2.4 Instrumentos utilizados

2.4.1 Instrumentos para determinar salto hidráulico y caudal

Para realizar estudios de un aprovechamiento hidroeléctrico del tipo agua fluyente es necesario determinar el salto hidráulico bruto, que es la diferencia de altura entre la cota superior de lámina de agua en la cámara de carga y la cota del canal de descarga o desfogue. Además, se necesita determinar el caudal disponible para ser utilizado en la central hidroeléctrica.

Entre los instrumentos empleados en el pasado para medir el salto bruto se utilizaba el nivel topográfico y una mira de agrimensor o estadia, también era utilizado un nivel de Abney, estos instrumentos conllevan un proceso extremadamente lento (Penche, 2006). En las Figuras 34 y 35 se muestran los instrumentos antes mencionados para determinar el salto bruto.



Figura 34. Nivel topográfico y estadia

Fuente: (Geotop, 2006)



Figura 35. Nivel de Abney
Fuente: (Green Forest, 2021)

En la actualidad se utilizan equipos electrónicos como el teodolito electrónico digital (estación total), estos poseen mayor exactitud o precisión con variaciones de 0.4mm. La topografía con Sistema de Posicionamiento Global (GPS) ha avanzado en precisión y se convierte en un método para poder medir el salto bruto de forma más rápida (Penche, 2006).

Penche (2006) establece que la medición del caudal se realiza durante un largo periodo de tiempo (mínimo un año) y se puede realizar con los siguientes instrumentos o métodos:

1. Medición del área y la velocidad: en este método se realizan las mediciones en una sección de control del río donde se pueda fácilmente calcular el área transversal y medir el caudal mediante el registro de la altura de la lámina de agua en esa sección y la determinación de la velocidad de agua utilizando un flotador, molinete mecánico, molinete electromagnético, molinete acústico y molinete de efecto Doppler.
2. Aforo por dilución: para este método se utilizan productos químicos de concentración conocida y aguas abajo se recogen muestras y analizan. Suelen usarse soluciones de sales de cromo que se analizan por colorimetría y soluciones de cloruro sódico que se analizan

por la variación de la conductividad eléctrica del agua.

3. Estructuras hidráulicas: entre las estructuras tenemos los vertederos que son una pared colocada de forma perpendicular al cauce con una sección bien definida a través de la cual pasa el agua, por su forma pueden ser triangulares y rectangulares. Las acequias también son estructuras hidráulicas utilizadas para medir el caudal, estas son canales de aforo precedidos por un canal de sección constante donde se tranquilicen las aguas.
4. Pendiente de la lámina de agua: está basado en la ecuación de Manning, para utilizarlo se necesita un tramo recto de 50 a 300 metros de longitud que tenga una pendiente y sección uniforme.

2.4.2 Instrumentos para medir radiación solar

Para una instalación solar fotovoltaica se necesita medir la irradiancia y para ello hay instrumentos que miden la duración de la radiación solar y la cantidad de radiación global.

El instrumento usado para medir la duración de la radiación solar es el heliógrafo de Campbell-Stokes. Este instrumento se basa en una esfera de cristal que concentra los rayos solares y va quemando una franja, dejando una huella sobre una cinta graduada de papel, a medida que el sol se va desplazando. El Heliógrafo deberá ser instalado en un lugar libre de sombra, ubicado en la línea Norte-Sur y regulado según la latitud y la época del año en que se realice la medición. Cada mañana hay que liberarlo del rocío, escarcha y partículas de polvo. Este instrumento debe ser leído diariamente (Heuveldop, Pardo Tasies, Quirós Conejo, & Espinoza Prieto, 1986, pág. 71)

Para medir la radiación global directa y difusa, se utiliza un instrumento llamado piranómetros o solarímetros. Los piranómetros usan sensores que convierten la radiación en temperatura, generalmente protegidos por una cúpula de vidrio hemisférica, que solo permite que pasen las ondas cortas de la radiación solar. La ventaja de estos instrumentos es que su sensibilidad

es uniforme en todo el espectro solar. Para mediciones a largo plazo, estos instrumentos se pueden conectar a un plotter (Heuveloop, Pardo Tasies, Quirós Conejo, & Espinoza Prieto, 1986).

También existe un instrumento de medición de radiación global más simple llamado radiómetro. El principio de medición consiste en calentar una esfera llena de líquido. Calentarlo hace que la válvula se abra y vierta una cierta cantidad de líquido (proporcional a la energía capturada) en un tubo clasificado por calorías por centímetro cuadrado por día. Después de la medición diaria, se le da vuelta al instrumento para devolver el líquido al interior de la esfera (Heuveloop, Pardo Tasies, Quirós Conejo, & Espinoza Prieto, 1986).

Para determinar tamaño óptimo de la granja solar y disponibilidad del recurso suele utilizarse un programa es del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (en inglés: National Renewable Energy Laboratory, abreviado; NREL) llamado PVWatts Calculator. Su desarrollador es un laboratorio estadounidense que se especializa en la investigación y desarrollo de energía renovable, eficiencia energética, integración de sistemas de energía y transporte sostenible. Este programa además permite estimar la generación de energía solar para un área y localización específica. (National Renewable Energy Laboratory, 2021)

2.4.3. Instrumentos de evaluación económica-financiera

Para realizar las evaluaciones financieras de rentabilidad deberá realizarse previamente el estudio económico de donde se tomarán los datos necesarios provenientes de flujos de caja, estados de resultados, punto de equilibrio y balances generales. La rentabilidad de la inversión se evalúa mediante los métodos que consideran el valor del dinero en el tiempo como ser el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Rendimiento (TIR). Además, existen otros métodos como ser el método costo beneficio y periodo de recuperación.

1. Valor presente neto (VPN) o Valor Actual Neto (VAN):

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial. Esto equivale a comparar las utilidades esperadas contra los costos necesarios para generarlas en términos de su valor equivalente en el presente o tiempo cero. Un proyecto se acepta si este valor presente neto es mayor que cero (Baca Urbina, 2013, pág. 208).

2. Tasa Interna de rendimiento (TIR):

“Es la tasa de descuento por la cual el VPN es igual a cero. Es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial” (Baca Urbina, 2013, pág. 209). En la sección 2.3.1.1 se detalla como se calcula y los criterios de evaluación.

3. Método costo beneficio:

“Consiste en dividir todos los costos del proyecto sobre todos los beneficios económicos que se van a obtener. Se recomienda que tanto los costos como los beneficios estén expresados en valor presente” (Baca Urbina, 2013, pág. 212)

4. Periodo de recuperación:

“Consiste en determinar el número de periodos, normalmente en años, requeridos para recuperar la inversión inicial. Este método no considera el valor del dinero en el tiempo” (Baca Urbina, 2013, pág. 212)

La evaluación financiera también se puede realizar mediante métodos en los cuales el valor del dinero en el tiempo no es considerado, de acuerdo a Baca Urbina (2013) existen cuatro tipos básicos de razones financieras:

1. Razones de liquidez
2. Tasas de apalancamiento

3. Tasas de actividad
4. Tasas de rentabilidad.

2.5 Marco Legal

2.5.1 Constitución de la Republica

La Constitución Política de Honduras es la norma suprema que rige actualmente en el país. Reconoce el derecho a la información en el marco de la libertad de expresión. Se garantizan los derechos de reunión y asociación y se declaran punibles los actos que prohíban o limiten la participación del ciudadano en la vida política del país. Se articulan mecanismos judiciales de garantía en caso de vulneración de estos derechos.

Artículo 145. El Estado conservará el medio ambiente adecuado para proteger la salud de las personas. En consecuencia, declarase el acceso al agua y saneamiento como un derecho humano. Cuyo aprovechamiento y uso será equitativo preferentemente para consumo humano. Asimismo, se garantiza a la preservación de las fuentes de agua a fin que éstas no pongan en riesgo la vida y salud pública. (Constitución de la Republica, 1982)

2.5.2 Ley General de la Industria Eléctrica

Regula las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad; regula la importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en tratados internacionales sobre la materia, y la operación del Sistema Interconectado Nacional, incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países.

La presente Ley tiene por objeto regular:

1. Las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras;
2. La importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en los tratados internacionales sobre la materia celebrados por el Gobierno de la República; y,
3. La operación del sistema eléctrico nacional, incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos, así como con el sistema eléctrico y el mercado eléctrico regional centroamericano. (Ley General de la Industria Eléctrica, 2014)

2.5.3 Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.

La presente Ley tiene como finalidad principal promover la inversión pública y/o privada en proyectos de generación de energía eléctrica con recursos renovables nacionales a través de la realización de los objetivos siguientes:

1. Propiciar la inversión y desarrollo de proyectos de recursos energéticos renovables, que permitan la dependencia de combustibles importados mediante un aprovechamiento de los recursos renovables energéticos del país que sea compatible con la conservación y mejoramiento de los recursos naturales;
2. Introducir reformas en los procesos de otorgamientos de permisos que permitan agilizar los estudios y la construcción de nuevas centrales de generación con recursos naturales renovables;

3. Crear fuente de trabajo en el sector rural durante la construcción de los proyectos, y especialmente durante la operación de aquellos desarrollos que requieren la producción de biomasa con fines energéticos;
4. Aumentar la eficiencia del sistema interconectado nacional mediante una mayor generación distribuida, promoviendo la competencia, entre un mayor número de agentes, que como resultado de reglas claras de participación;
5. Elevar la calidad de vida de los moradores del área rural del país a través de la participación de los beneficios que conlleven los desarrollos energéticos; y
6. Buscar nuevas alternativas a las fuentes tradicionales de energía, y de esta manera establecer la diversidad en la generación de energía eléctrica para garantizar un equilibrio en el sistema eléctrico. (Ley General de la Industria Eléctrica, 2014)

2.5.4 Reforma a la ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables

Reformar el Artículo 2 y sus numerales 1), 2) 3) y 5) de la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.

Artículo 2. Como medidas de política estatal orientadas a preservar, conservar y mejorar el ambiente y en concordancia con el Artículo 81 de la Ley General del Ambiente, las personas naturales y jurídicas, así como sus contratistas, que conforme a esta Ley desarrollen u operen proyectos de generación de energía eléctrica utilizando recursos naturales renovables nacionales, gozaran de los incentivos siguientes:

1. Exoneración del pago del Impuesto Sobre Ventas para todos aquellos equipos, materiales, repuestos, partes, aditamentos, servicios y cualesquiera bienes y servicios

- que estén destinados o relacionados directamente con la infraestructura necesaria para la generación de energía eléctrica con recursos renovables.
2. Exoneración del pago de todos los impuestos, tasas, contribuciones, aranceles y derechos de importación, para todos aquellos equipos, materiales, repuestos, partes, aditamentos y cualesquiera bienes en general adquiridos localmente o en el exterior destinados o relacionados directamente con la infraestructura necesaria para la generación de la energía eléctrica con recursos renovables.
 3. Exoneración del pago del Impuesto Sobre la Renta, Aportación Solidaria Temporal, Impuesto al Activo Neto, Impuesto de Ganancia de Capital y todos aquellos impuestos conexos a la renta por diez (10) años, equivalente a ciento veinte (120) meses, contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial del proyecto de generación de energía con recursos renovables. (Reforma a la ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, 2013)

2.5.5 Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica

Desarrolla las disposiciones de la ley; reglamentar las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras; la importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria lo establecido en tratados internacionales sobre la materia, celebrados por el Gobierno de la República, y la operación del Sistema Interconectado Nacional, incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos; así como, con el Sistema Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Regional Centroamericano. (Reglamento de La Ley General de la Industria Eléctrica, 2020)

2.5.6 Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista

La finalidad de este reglamento es el establecimiento de las normas y los procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional de Honduras y también la administración del Mercado Eléctrico Nacional. La relación entre el mercado nacional y el Sistema Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Regional centroamericano forman también parte del reglamento.

Las funciones y responsabilidades del Operador del Sistema (ODS) y las obligaciones y derechos de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional se desarrollan en este reglamento. (Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, 2020)

CAPITULO III. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se detalla la metodología a utilizar en la investigación. Con el fin de lograr una metodología congruente y estructurada de forma tal que brinde respuesta a las preguntas de la investigación y pruebe las hipótesis planteadas.

3.1 Congruencia metodológica

Esta sección se realiza con la finalidad de establecer la relación entre las partes del planteamiento del problema y la metodología a usar. La relación entre las variables definidas en la investigación se desarrolla mediante la matriz metodológica, esquema de variables y operacionalización de las variables.

3.1.1 Matriz metodológica

Tabla 3. Matriz metodológica

Titulo	Problema	Preguntas de Investigación	Objetivos		Variables	
			General	Específicos	Independientes	Dependiente
Prefactibilidad Granja Solar Fotovoltaica Versus Cambio de Turbina y su Ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa	¿Cuál alternativa técnica y financieramente factible obtendrá la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) que supere el costo de capital, entre una granja solar fotovoltaica y un cambio de turbina y su ubicación, para compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?	1. ¿Cuál sería la ubicación y tamaño requerido de la granja solar fotovoltaica en las propiedades cercanas de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa para compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca?	Identificar la alternativa técnicamente y financieramente factible que presente la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) superando el costo de capital, entre una granja solar fotovoltaica versus cambio de turbina y su ubicación, para compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca generada en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.	1. Determinar tamaño requerido para una granja solar fotovoltaica y definir su ubicación ideal en las propiedades cercanas de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa para compensar la caída anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante la de temporada seca.	Tipo de energía Solar	TIR
					Paneles solares fotovoltaicos	
					Irradiancia	
					Localización	
					Tamaño	
					Equipo	
					Insumos	
					Organización Humana	

Continuación Tabla 3. Matriz Metodológica

Titulo	Problema	Preguntas de Investigación	Objetivos		Variables	
			General	Específicos	Independientes	Dependiente
Comparativo Granja Solar Versus Cambio de Turbina y su Ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa	¿Cuál alternativa técnica y financieramente factible obtendrá la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) que supere el costo de capital, entre una granja solar y un cambio de turbina y su ubicación, para compensar la caída de la producción de energía anual y las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?	2. ¿Cuáles serían los resultados del análisis de factibilidad financiera de la granja solar fotovoltaica para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?	Identificar la alternativa técnicamente y financieramente factible que presente la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) superando el costo de capital, entre una granja solar versus cambio de turbina y su ubicación, para generar energía que compense la caída de la producción anual y las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.	2. Analizar la factibilidad financiera de la granja solar fotovoltaica para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.	Inversión Inicial	TIR
		Ingresos				
		Costos				
		Utilidad				
		Impuestos				
		Depreciación				
		Inflación		3. Definir nueva ubicación para la casa de máquinas dentro de la propiedad de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa y su nueva diferencia de altura o salto que permita compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca.	Tipo de aprovechamiento hidroeléctrico	
		Salto hidráulico				
		Localización				

Continuación Tabla 3. Matriz Metodológica

Titulo	Problema	Preguntas de Investigación	Objetivos		Variables	
			General	Específicos	Independientes	Dependiente
Comparativo Granja Solar Versus Cambio de Turbina y su Ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa	¿Cuál alternativa técnica y financieramente factible obtendrá la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) que supere el costo de capital, entre una granja solar y un cambio de turbina y su ubicación, para compensar la caída de la producción de energía anual y las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?	4. ¿Cuál sería la turbina ideal con mayor capacidad de generación y eficiencia para la nueva diferencia de altura o salto de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?	Identificar la alternativa técnicamente y financieramente factible que presente la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) superando el costo de capital, entre una granja solar versus cambio de turbina y su ubicación, para generar energía que compense la caída de la producción anual y las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.	4. Seleccionar la turbina ideal con mayor capacidad de generación y eficiencia, para la nueva diferencia de altura o salto de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.	Salto hidráulico	TIR
		Caudal				
		Turbina				
		Tamaño				
		Insumos				
		Equipo		5. Analizar la factibilidad financiera de la nueva turbina y el cambio de su ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.		
		Inversión Inicial				
		Ingresos				
		Costos				
		Utilidad				
Impuestos						
Depreciación						
Inflación						

Continuación Tabla 3. Matriz Metodológica

Titulo	Problema	Preguntas de Investigación	Objetivos		Variables	
			General	Específicos	Independientes	Dependiente
Comparativo Granja Solar Versus Cambio de Turbina y su Ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa	¿Cuál alternativa técnica y financieramente factible obtendrá la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) que supere el costo de capital, entre una granja solar y un cambio de turbina y su ubicación, para compensar la caída de la producción de energía anual y las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?	6.¿Cuál de los dos proyectos granja solar fotovoltaica y cambio de turbina y su ubicación es técnicamente viable y presenta la mejor rentabilidad financiera para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa?	Identificar la alternativa técnicamente y financieramente factible que presente la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) superando el costo de capital, entre una granja solar versus cambio de turbina y su ubicación, para generar energía que compense la caída de la producción anual y las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.	6. Determinar la opción técnicamente viable que represente mejor rentabilidad de los proyectos, granja solar fotovoltaica y cambio de turbina y su ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.	Inversión Inicial	TIR
					Ingresos	
					Costos	
					Utilidad	
					Impuestos	
					Depreciación	

Fuente: Elaboración propia

3.1.2 Esquemas de variables de estudio

Las variables independientes de la investigación y sus dimensiones relacionadas con la variable dependiente se muestran en los siguientes esquemas de variables. Se han dividido las variables en cuatro categorías:

1. Variables energía hidroeléctrica

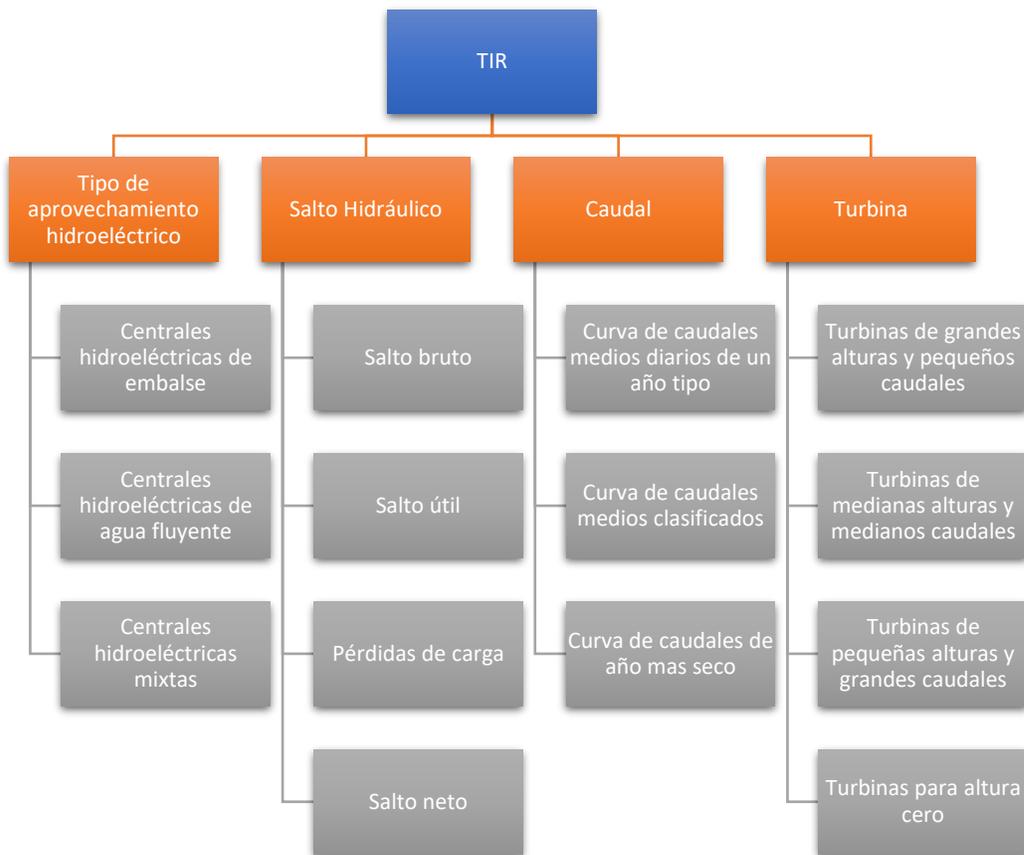


Figura 36. Esquema de Variables de Energía Hidroeléctrica

Fuente: Elaboración propia

2. Variables energía solar

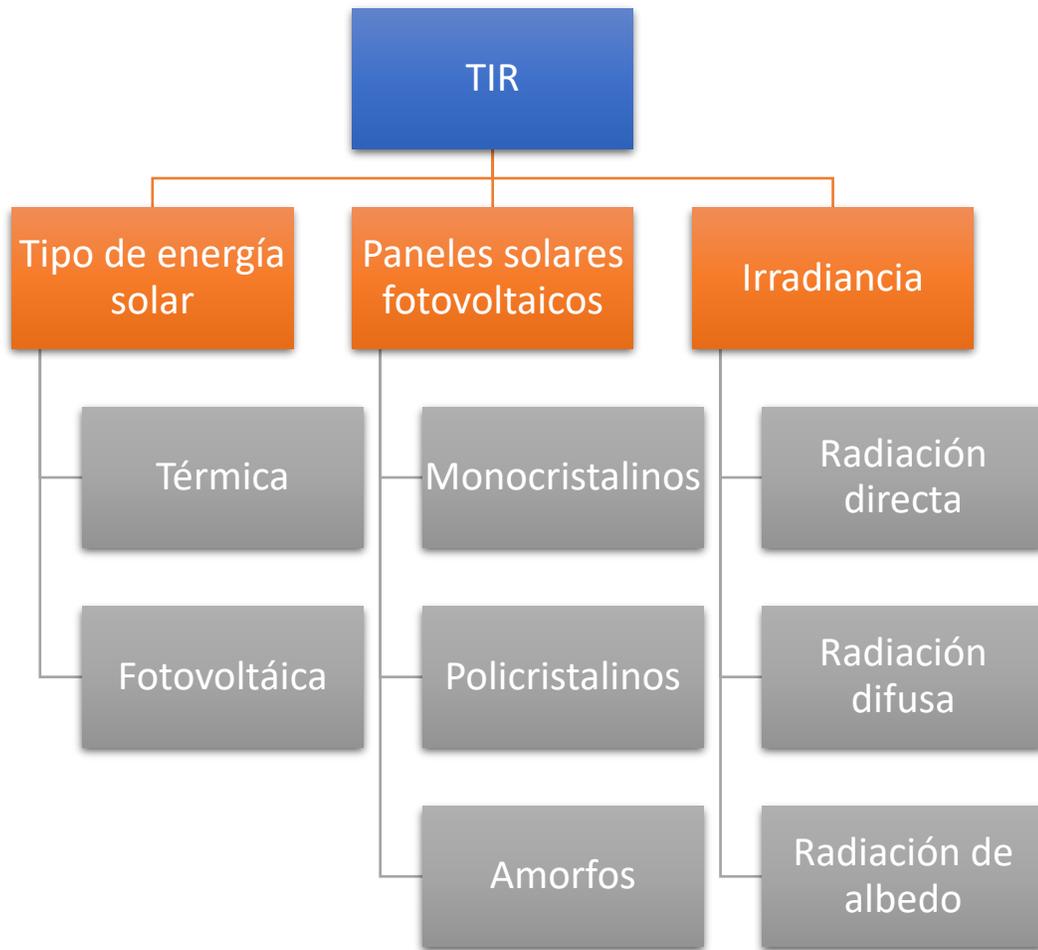


Figura 37. Esquema de Variables de Energía Solar

Fuente: Elaboración propia

3. Variables estudio técnico operativo

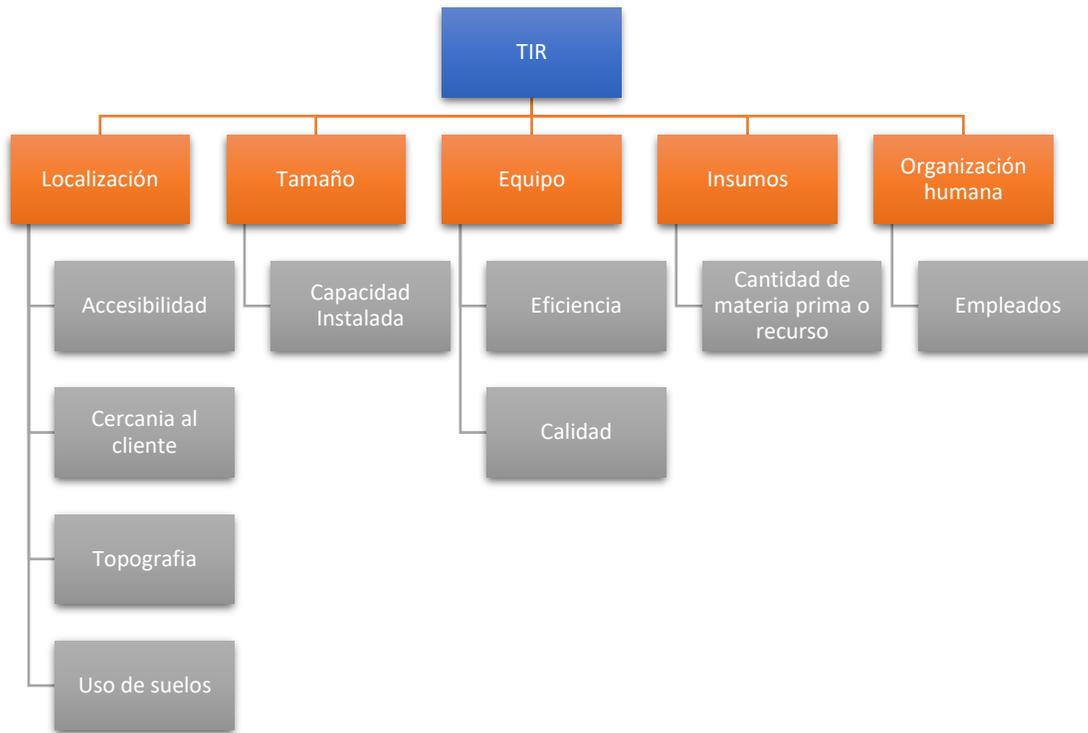


Figura 38. Esquema de Variables del Estudio Técnico
Fuente: Elaboración propia

4. Variables estudio económico-financiero

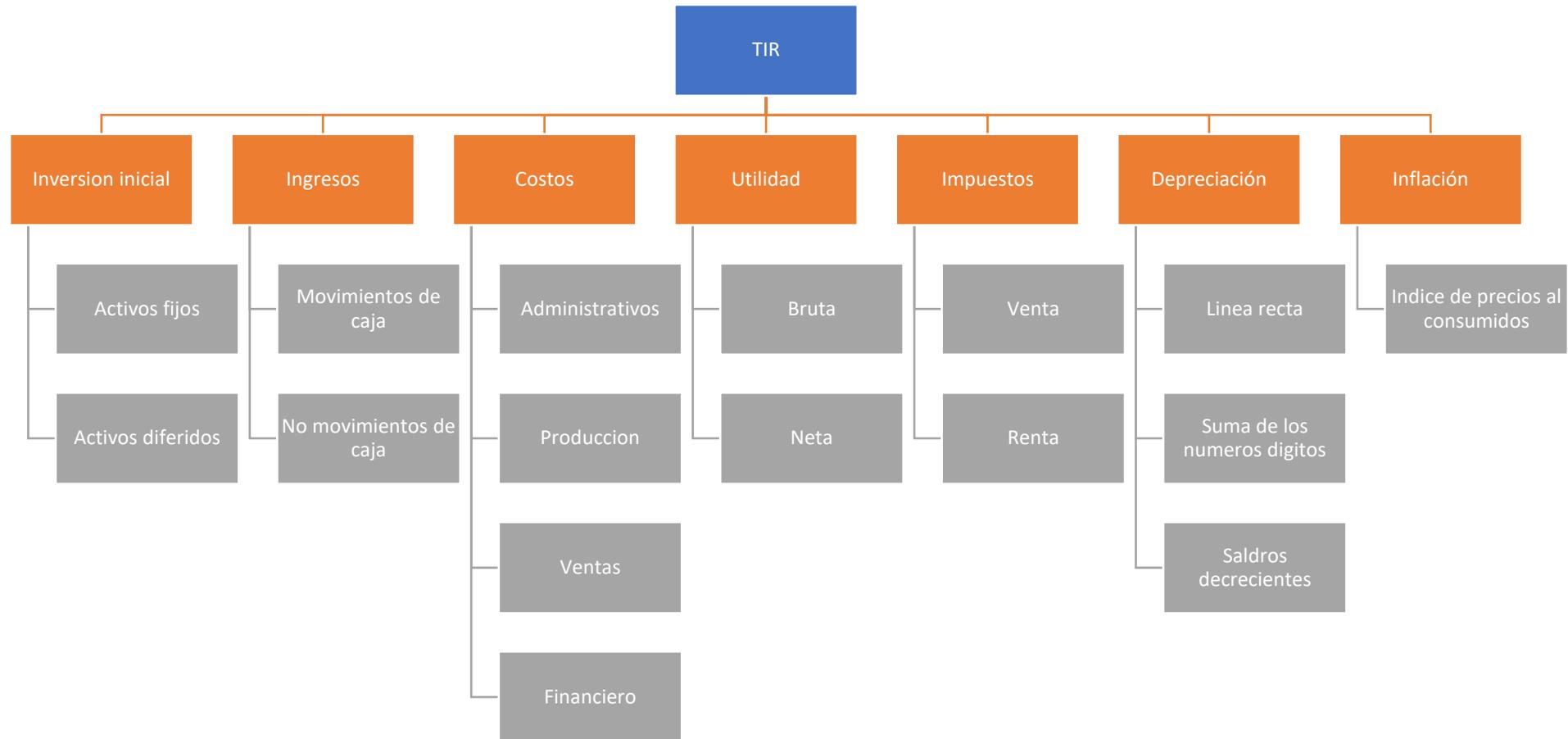


Figura 39. Esquema de Variables del Estudio Económico

Fuente: Elaboración propia

3.1.3 Operacionalización de las variables

Tabla 4. Operacionalización de las variables

Variable independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Respuestas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional						
Tipo de Aprovechamiento Hidráulico	Características de las centrales hidroeléctricas según el aprovechamiento del recurso hidráulica	Determinar el tiempo de regulación del recurso hídrico para la central hidroeléctrica	Central de embalse	Regulación (tiempo)	¿De acuerdo al tipo de aprovechamiento la central de embalse es la adecuada para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento
			Central de agua fluyente	Regulación (tiempo)	¿Es el tipo de aprovechamiento de agua fluyente el adecuado para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento
			Central mixta	Regulación (tiempo)	¿Es el tipo de aprovechamiento central de usos múltiples el adecuado para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento

Continuación Tabla 4. Operacionalización de las variables

Variable independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Respuestas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional						
Salto Hidráulico	Diferencia de altura o salto que permita usar la energía potencial del agua en una cota superior	Calcular la diferencia de altura en metros desde la cota superior a un punto inferior	Salto Bruto	Diferencia de Altura (m)	¿Cuál es el salto bruto para este proyecto?	metros	Cuantitativa Intervalo	Medición (Nivel o GPS)
			Salto Útil	Diferencia de Altura (m)	¿Cuál es el salto útil para este proyecto?	metros	Cuantitativa Intervalo	Medición (Nivel o GPS)
			Pérdidas de Carga	Diferencia de Altura (m)	¿Cuál es la pérdida de carga para este proyecto?	metros	Cuantitativa Intervalo	Teoría de Sustentos
			Salto Neto	Diferencia de Altura (m)	¿Cuál es el salto neto para este proyecto?	metros	Cuantitativa Intervalo	Medición (Nivel o GPS)
Caudal	Masa o volumen de agua que pasa en un tiempo determinado por una superficie o sección	Cantidad en m ³ de agua que pasa por una superficie o sección en un segundo	Curva de caudales medios diarios de un año tipo	m ³ /s	¿Cuál es el caudal medio diario para este proyecto?	m ³ /s	Cuantitativa Razón	Análisis multicriterio
			Curva de caudales medios clasificados	m ³ /s	¿Cuál es el caudal máximo, mínimo, ecológico, de equipamiento, mínimo técnico?	m ³ /s	Cuantitativa Razón	Análisis multicriterio

Continuación Tabla 4. Operacionalización de las variables

Variable independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Respuestas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional						
			Curva de caudales de año más seco	m ³ /s	¿Cuál es el caudal medio diario para el año más seco?	m ³ /s	Cuantitativa Razón	Análisis multicriterio
Turbina	Equipo mecánico que tiene por objeto transformar en energía rotacional la energía potencial del agua	Seleccionar el tipo de turbina para una altura y caudal determinado	Turbinas de grandes caídas y pequeños caudales	altura (m) caudal (m ³ /s)	¿Es la turbina para grandes caídas y pequeños caudales la adecuado para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento
			Turbinas de medianas alturas y medianos caudales	altura (m) caudal (m ³ /s)	¿Es la turbina para medianas caídas y medianos caudales la adecuada para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento
			Turbinas de caídas bajas y caudales grandes	altura (m) caudal (m ³ /s)	¿Es la turbina para bajas caídas y grandes caudales la adecuada para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento
			Turbinas para altura cero	altura (m) caudal (m ³ /s)	¿Es la turbina para altura cero la adecuada para este proyecto?	Sí / No Turbinas de rio	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento

Continuación Tabla 4. Operacionalización de las variables

Variable independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Respuestas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional						
Tipo de Energía Solar	Energía que se obtiene directamente del sol	Establecer la forma en la que se capta la energía solar	Energía Solar Térmica	BTU	¿Es la energía solar térmica la adecuada para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento
			Energía Solar Fotovoltaica	KW	¿Es la energía solar fotovoltaica la adecuada para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento
Paneles Solares Fotovoltaicos	Dispositivo que aprovecha la energía del sol para generar electricidad	Seleccionar tipo de dispositivo y celdas solares fotovoltaicas de mejor aplicación	Paneles solares monocristalinos	Watt % eficiencia	¿Son los paneles solares monocristalinos los adecuados para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento
			Paneles solares policristalinos	Watt % eficiencia	¿Son los paneles solares policristalinos los adecuados para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento
			Paneles solares amorfos	Watt % eficiencia	¿Son los paneles solares amorfos los adecuados para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Teoría de Sustento

Continuación Tabla 4. Operacionalización de las variables

Variable independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Respuestas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional						
Irradiancia	Potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética.	Determinar el tipo de radiación y la cantidad en Watt/m ² disponible	Radiación directa	Watt/ m ²	¿Es la radiación directa la adecuada para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	PV Watts
			Radiación difusa	Watt/ m ²	¿Es la radiación difusa la adecuada para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	PV Watts
			Radiación de albedo	Watt/ m ²	¿Es la radiación de albedo la adecuada para este proyecto?	Sí / No	Cualitativa Nominal	PV Watts
Localización	Ubicación geográfica exacta del proyecto que presente los mejores escenarios.	Selección de sitio exacto del proyecto con las mejores condiciones	Accesibilidad	Condición vial	¿La localización del proyecto es de fácil acceso?	Sí / No	Cualitativa Nominal	Visita técnica de evaluación
			Cercanía al cliente	Distancia (metros)	¿A qué distancia del proyecto se encuentra la subestación eléctrica?	m	Cuantitativa Intervalo	Medición (GPS)
			Topografía	Curvas de nivel	¿Cómo son las pendientes en el terreno del proyecto?	Plano / Inclinado	Cualitativa Nominal	Visita técnica de evaluación

Continuación Tabla 4. Operacionalización de las variables

Variable independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Respuestas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional						
			Uso de Suelos	Características físicas	¿Actualmente que uso de suelo tiene la localización del proyecto?	Cultivos Agrícolas / Forestal	Cualitativa Nominal	Visita técnica de evaluación
Tamaño	Área física necesaria para un proyecto	Cuantificar área en metros cuadrados necesaria para el proyecto	Área	m ²	¿Qué área es la necesaria para el proyecto?	m ²	Cuantitativa Intervalo	Medición (GPS)
Equipo	Conjunto de maquinaria e instalaciones necesarias para realizar un proceso	Selección de equipo más eficiente y de mejor calidad	Eficiencia	%	¿Qué porcentaje de eficiencia tiene los equipos del proyecto?	%	Cuantitativa Razón	Análisis de ficha técnica de equipos
			Calidad	Garantía (años)	¿Cuántos años de garantía tienen los equipos del proyecto?	años	Cuantitativa Razón	Análisis de ficha técnica de equipos
Insumos	Elementos sobre los cuales se efectuará el proceso de transformación para obtener el producto final	Estimar cantidad de materia prima necesaria.	Cantidad de recurso disponible	Kw/m ² (solar) m ³ /s (hidro)	¿Qué cantidad de recurso está disponible para este proyecto?	Kw/m ² m ³ /s	Cuantitativa Razón	Análisis Multicriterio

Continuación Tabla 4. Operacionalización de las variables

Variable independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Respuestas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional						
Organización Humana	Elemento humano necesario para realizar los procesos	Cantidad de personal requerido para el proyecto	Empleados	número de empleados	¿Cuál es el número de empleados necesario para operar el proyecto?	empleados	Razón	Análisis de capacidades
Inversión Inicial	Cantidad monetaria de todos aquellos bienes que la empresa tiene que adquirir para iniciar la operación.	Valor de los activos fijos más los activos diferidos necesarios para iniciar operación.	Activos fijos	Lempiras	¿Cuál es el valor de los activos fijos del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento
			Activos diferidos	Lempiras	¿Cuál es el valor de los activos diferidos del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento

Continuación Tabla 4. Operacionalización de las variables

Variable independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Respuestas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional						
Ingresos	Cantidad monetaria percibido por la venta de un producto o prestación de un servicio	Determinar valor monetario de las ventas	Movimientos de caja	Lempiras/año	¿Cuántos son los ingresos del proyecto por ventas o ahorros?	Lempiras	Razón	Flujo de Caja
			No movimientos de caja	Lempiras/año	¿Cuántos son los ingresos del proyecto por valores residuales y recuperación de la inversión en capital de trabajo?	Lempiras	Razón	Flujo de Caja
Costos	Egreso o desembolso de efectivo o en especie realizado en el pasado, presente, futuro o de forma virtual.	Sumatorio del valor monetario de costos administrativos, de producción, de ventas y financieros.	Administrativos	Lempiras/año	¿Cuántos son los egresos administrativos del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento
			Producción	Lempiras/año	¿Cuántos son los egresos de producción del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento
			Ventas	Lempiras/año	¿Cuántos son los egresos de ventas del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento
			Financieros	Lempiras/año	¿Cuántos son los egresos financieros del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento

Continuación Tabla 4. Operacionalización de las variables

Variable independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Respuestas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional						
Utilidad	Beneficio real de la operación de un proyecto o empresa, se obtiene restando a los ingresos todos los costos	Ingresos totales menos costos totales	Bruta	Lempiras/año	¿Cuánto es la utilidad bruta del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento
			Neta	Lempiras/año	¿Cuánto es la utilidad neta del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento
Impuestos	Tributo que se paga al estado para soportar los gastos públicos	Ingresos por tasa del ISV más Utilidad bruta por tasa del ISR	Venta	Lempiras/mes	¿Cuánto es el impuesto sobre la venta del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento
			Renta	Lempiras/año	¿Cuánto es el impuesto sobre la renta del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento
Depreciación	Valor monetario que pierden los activos fijos por su uso	Costo del activo fijo menos el valor residual, por la tasa de depreciación	Línea Recta	Lempiras/año	Si este método de depreciación es el adecuado para el proyecto. ¿Cuánto es la depreciación de los activos del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento

Continuación Tabla 4. Operacionalización de las variables

Variable independiente	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Respuestas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional						
			Suma de los números dígitos	Lempiras/año	Si este método de depreciación es el adecuado para el proyecto. ¿Cuánto es la depreciación de los activos del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento
			Saldos decrecientes	Lempiras/año	Si este método de depreciación es el adecuado para el proyecto. ¿Cuánto es la depreciación de los activos del proyecto?	Lempiras	Razón	Teoría de Sustento
Inflación	Aumento en nivel general de los precios al consumidor	Tasa de incremento por inflación aplicable a los costos de los servicios	Índice de precios al consumidor (IPC)	Tasa de inflación (%)	¿De cuánto es la inflación en el país?	%	Razón	Teoría de Sustento

Continuación Tabla 4. Operacionalización de las variables

Variable dependiente	Definición		Dimensión	Indicador	Preguntas	Respuestas	Escala	Técnica
	Conceptual	Operacional						
Tasa Interna de Rendimiento	Tasa de descuento que hace el valor presente neto igual a cero	Tasa a la cual la suma de los flujos descontados es igual a la inversión inicial	Variables independientes	Tasa de rendimiento (%)	¿Cuánto es la Tasa Interna de Rendimiento del proyecto?	%	Razón	Evaluación Económica (Técnica de capital)

Fuente: Elaboración propia.

3.1.4 Hipótesis

H_i : La granja solar fotovoltaica es la alternativa técnica y financieramente factible con una Tasa Interna de Rendimiento (TIR) que supera el costo de capital en comparación al cambio de turbina y su ubicación, para compensar la caída en la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

H_0 : La granja solar fotovoltaica no es la alternativa técnica y financieramente factible con una Tasa Interna de Rendimiento (TIR) que supera el costo de capital en comparación al cambio de turbina y su ubicación, para compensar la caída en la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

3.2 Enfoque y Métodos

La presente investigación emplea un método mixto dominante, que consiste en la integración de los métodos cuantitativos y cualitativos de los cuales prevalece el enfoque cuantitativo. Para el enfoque cuantitativo se cuenta con un diseño no experimental porque las variables independientes no se pueden manipular, estas se observan cómo se dan en su contexto natural para su posterior análisis.

El diseño es no experimental, transversal porque analiza las variables de la investigación en un periodo de tiempo determinado; además es descriptivo-correlacional ya que evalúa la relación entre las variables independientes con la variable dependiente.

El estudio cuantitativo se centra en el estudio de prefactibilidad técnica y económico-financiero. Para la prefactibilidad técnica se utilizan análisis de capacidades y procesos para definir las variables del estudio técnico. La evaluación económica se utiliza para calcular y analizar las variables del estudio económico-financiero que intervienen en la rentabilidad del proyecto.

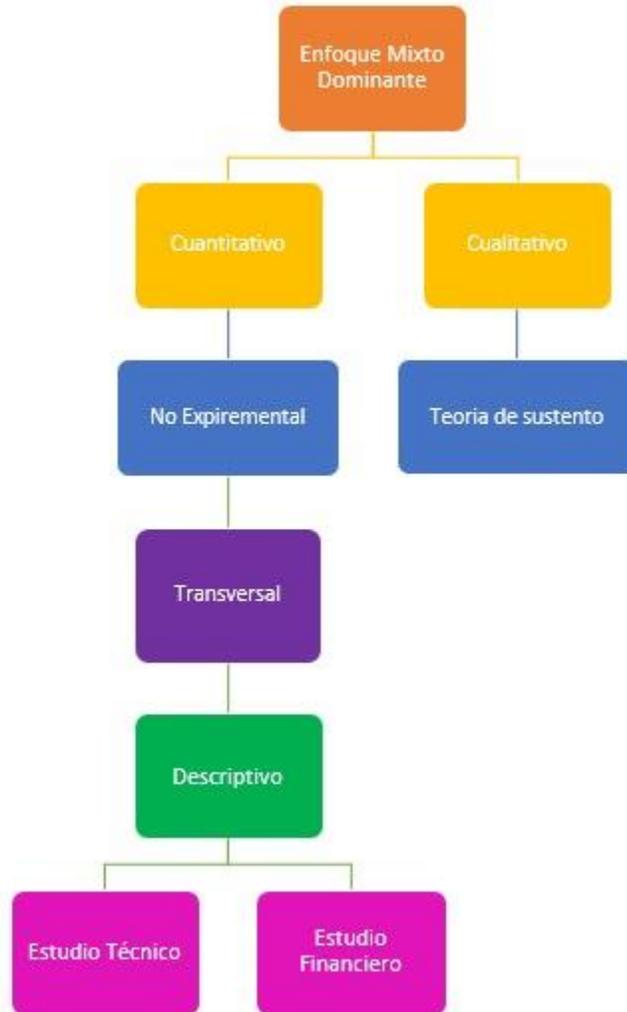


Figura 40. Diseño del Esquema Metodológico

Fuente: Elaboración propia

3.3 Diseño de la Investigación

En este apartado se presenta un plan estratégico de la investigación, en el cual las principales actividades, recursos, tiempos de ejecución y responsables han sido asignados.

Tabla 5. Plan Estratégico de la Investigación

Actividad	Recursos		Tiempo de Ejecución	Responsables
	Humanos	Materiales		
Evaluar áreas disponibles para granja solar	2 personas	Gps, cinta métrica, vehículo	1/2 día	Cesar Cueva Paola Romero
Seleccionar nueva ubicación para turbina	2 personas	Gps, cinta métrica, vehículo	1/2 día	Cesar Cueva Paola Romero
Determinar tamaño y diseño de granja solar (equipos)	2 personas	Computadora, PVWatt	3 días	Cesar Cueva Paola Romero
Determinar turbina ideal y equipo necesario para su funcionamiento	2 personas	Computadora, Programa Excel	2 días	Cesar Cueva Paola Romero
Estudio económico granja solar	2 personas	Computadora, Programa Excel	1 día	Cesar Cueva Paola Romero
Estudio económico cambio de turbina y su ubicación	2 personas	Computadora, Programa Excel	1 día	Cesar Cueva Paola Romero
Comparativo estudio económico (indicadores de rentabilidad)	2 personas	Computadora, Programa Excel	1 día	Cesar Cueva Paola Romero

Fuente: Elaboración propia

3.4 Técnicas e instrumentos aplicados

3.4.1 Instrumentos

Los instrumentos utilizados para la medición y recolección de datos de la investigación son los siguientes:

1. Análisis de datos secundarios: se realiza mediante la revisión de documentos, informes, registros públicos e información interna facilitada por la empresa.

2. Recolección de datos mediante la observación: registro de situaciones observables mediante visita técnica al proyecto, para la selección de localización de granja solar y nueva ubicación de casa de máquinas y su turbina se utilizarán fichas de evaluación técnica de campo.

Ver Anexo 2 Ficha de evaluación técnica de campo selección de localización para granja solar en Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

Ver Anexo 3 Ficha de evaluación técnica de campo selección de localización para nueva casa de máquinas y su turbina en Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

3. Instrumentos mecánicos o electrónicos: son los instrumentos mecánicos o electrónicos utilizados para la investigación. Se utilizó un Sistema de Posicionamiento Global (GPS) para determinar ubicaciones exactas, áreas, distancias y elevaciones de diferentes puntos de interés.

Además, se utilizará el programa PVWatts Calculator el cual permite calcular cuánta energía podemos obtener en un proyecto fotovoltaico en distintas localidades. Considerando la localización definida de la granja solar en el programa se realiza la estimación de la energía que se puede obtener para el área determinada.

4. Evaluación económica: se realizará mediante el programa de Microsoft Excel, en el cual se elaboraron plantillas para el flujo de efectivo que es de utilidad para manejar datos de las variables económicas que se medirán y servirán para calcular indicadores de rentabilidad como ser el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Rendimiento (TIR), Método costo beneficio y período de recuperación.

3.5 Fuentes de Información

3.5.1 Fuentes primarias

Son fuentes de primera mano proporcionadas por la empresa e información recabada en visita de campo al proyecto.

1. Información interna de empresa CENIT S.A. de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.
2. Boletines Estadísticos mensuales de enero 2007 a febrero 2021, Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
3. Ficha de evaluación técnica de campo: Selección de localización para granja solar en Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.
4. Ficha de evaluación técnica de campo: Selección de localización para nueva casa de máquinas y su turbina en Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

3.5.2 Fuentes secundarias

Son las fuentes obtenidas de la literatura disponible del tema, incluye libros de texto, informes y artículos. En la Figura 39 se enlistan las principales fuentes bibliográficas secundarias de esta investigación.

Libros	Informes
<ul style="list-style-type: none"> • Energía hidroeléctrica, primera edición, Jose Francisco Sanz Osorio. • Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, edición 2006, Celso Penche. • Energía solar fotovoltaica, primera edición, Carlos Tobajas Vázquez. • Evaluación de proyectos, séptima edición, Gabriel Baca Urbina. • Evaluación de proyectos de inversión en la empresa, primera edición, Nassir Sapag Chain. • Formulación y evaluación financiera y social de proyectos de inversión, tercera edición, Gonzalo Rodríguez Mesa. • Metodología de la investigación, sexta edición, Roberto Hernández Sampieri. 	<ul style="list-style-type: none"> • Statistics time series, International Renewable Energy Agency. • Informe estadístico anual de subsector eléctrico, Dirección General de Electricidad y Mercados. • Informe mundial sobre el desarrollo de la pequeña central hidroeléctrica 2019, ONUDI

Figura 41. Fuentes secundarias

Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de los estudios técnico operativo y económico financiero que permitieron conocer la viabilidad de los proyectos propuestos y su rentabilidad ante la problemática de menor producción de energía anual en comparación a su estimación de generación anual de diseño y pérdidas habituales en la generación en los meses de temporada seca para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa. Con los resultados obtenidos se seleccionó la alternativa técnicamente factible que presentó la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) entre una granja solar versus el cambio de turbina y su ubicación.

4.1 Determinación de energía eléctrica a compensar

Mediante el estudio técnico operativo se realizó la evaluación de prefactibilidad técnica de las alternativas granja solar y el cambio de turbina y su ubicación que permita compensar la baja generación anual de energía eléctrica y las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa. En la Tabla 6 se detalla la cantidad de energía eléctrica que se necesita compensar, se usó de referencia los registros históricos de generación mensual desde enero del año 2007 a febrero del 2021, donde se obtiene que la generación promedio de la minicentral es de 2.53 GWh/año con un factor de planta de 0.53. La generación promedio anual es menor a la de diseño, donde se estimaba una generación de 2.84 GWh/año con un factor de planta de 0.60, por lo cual anualmente existe una caída en la producción de energía de 0.31 GWh/año. Además, comparando la generación de la temporada seca (diciembre-abril) con la temporada lluviosa (mayo-noviembre) se obtiene una diferencia de 0.93 GWh/año, por lo cual para la presente investigación se establece que con la alternativa de la granja solar se deberán sumar a la generación de la minicentral el diferencial de 0.93GWh/año que permite compensar la caída anual de la generación y diferencia entre temporada seca y lluviosa. Con la alternativa cambio de

turbina y su ubicación se deberán generar un total de 3.46 GWh/año equivalente a la generación promedio actual de la minicentral más el diferencial entre la temporada seca y lluviosa.

Tabla 6. Estimación de energía eléctrica a compensar

Generación acumulada promedio temporada lluviosa (mayo a noviembre)	1.73	GWh /año
Generación acumulada promedio temporada seca (diciembre a abril)	0.80	GWh /año
Diferencia a compensar	0.93	GWh /año
Total	3.46	GWh/año

Fuente: Elaboración Propia con datos de (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2021)

4.2 Resultados y análisis granja solar

4.2.1 Localización de granja solar

El tipo de energía solar utilizada para producir electricidad es la energía solar fotovoltaica. Para seleccionar la localización de la granja solar propuesta para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa se evaluó en el sitio un área disponible que fuese relativamente plana, de fácil acceso, sin sombras, con la menor cantidad de bosque, propio de la empresa, cercano al punto para el despacho de la energía, con área superficial suficiente para ubicar la granja solar y futuras expansiones de la misma. Dentro de la propiedad de la empresa CENIT S.A. de todos los sitios evaluados y visitados el sitio ideal para instalar la granja solar es el que se presenta a continuación. La Figura 42 muestra una imagen satelital de la localización y la Tabla 7 la información resumen de la localización. El punto de entrega se encuentra a 500m, en la misma línea de transmisión de la minicentral hidroeléctrica.



Figura 42. Imagen satelital localización de granja solar

Fuente: Google Earth Pro

Tabla 7. Datos localización de granja solar

Latitud	14.760951°
Longitud	-88.092737°
Elevación promedio (m)	497.00
Distancia a MCH Zacapa (m)	500.00
Área disponible (m ²)	14,878.00

Fuente: Google Earth Pro

4.2.2 Tamaño de granja solar

El tamaño de una granja solar se determina en función de su capacidad instalada, la cual se mide en kWp. Para determinar el tamaño óptimo de la granja solar que permita la compensación de energía establecida se requiere de una granja solar con capacidad instalada de 737 kWp, con la cual se podrá garantizar que se genere durante la vida útil de las instalaciones más de 0.93 GWh/año. Esa capacidad instalada se logra con 1,100 unidades del panel solar seleccionado que

se detalla en el apartado equipo de granja solar. El área de terreno requerida para la granja solar es de 6,833.97 metros cuadrados, valor menor al área disponible de la localización seleccionada.

4.2.3 Equipo de granja solar

4.2.3.1 Paneles solares

El equipo necesario para la granja solar debe ser lo más eficiente posible y de una excelente calidad. Analizando las diferentes marcas de fabricantes de paneles solares, se determinó utilizar paneles solares de la marca Canadian Solar, por su eficiencia y calidad. La Tabla 8. Muestra un resumen de las características del panel solar seleccionado y en el Anexo 4 se encuentra la hoja técnica del fabricante.

Tabla 8. Especificaciones de panel solar

Tipo de panel	Monocrystalino
Modelo de panel	Hiku7
Potencia Nominal (W)	670
Eficiencia	21.6%
Largo (m)	2.384
Ancho (m)	1.303
Espesor (m)	0.035
Área del panel (m ²)	3.11
Pérdida de eficiencia anual en generación	0.55%
Paneles necesarios para 737 kW _p (unidades)	1,100

Fuente: Elaboración propia con datos de Hoja Técnica Canadian Solar.

4.2.3.2 Inversor centralizado

Los paneles solares fotovoltaicos producen la electricidad en corriente continua (DC), el inversor es el equipo que convierte esa electricidad en corriente alterna (AC). Para las granjas o parques solares se recomienda utilizar inversores centralizados, estos se deben seleccionar en base al tamaño de la granja y especificaciones eléctricas de la misma. Considerando la sugerencia de la empresa Control y Sostenibilidad S.A. (COYSOSA) en su cotización el inversor recomendado es

un inversor centralizado marca ABB modelo Ultra-700.0-TL, el cual tiene salida de corriente alterna en 480 voltios y frecuencia de 60 Hz y entrada de corriente alterna de hasta 780 kW. En Anexo 5 se definen las especificaciones de este equipo.

4.2.3.3 Transformador

La corriente alterna que sale del inversor necesita ser elevada a 34,500 voltios para su transmisión hacia la red eléctrica nacional. Para realizar este proceso se requiere de un transformador y para ello se seleccionó un transformador de pedestal trifásico PROLEC de General Electric con capacidad de 750 KVA en concordancia con el inversor. En Anexo 6 se detallan las especificaciones de este equipo.

4.2.3.4 Línea de transmisión

Para entregar la energía eléctrica generada por la granja solar se necesita transmitirla hasta la subestación más cercana. La Minicentral Hidroeléctrica Zacapa cuenta con una línea de transmisión para la generación hídrica, la granja solar utilizará esta misma línea de transmisión que únicamente requerirá de una ampliación de 500 metros. La línea de transmisión será de 34,500 voltios considerando que la existente es de este voltaje.

4.2.3.5 Costos de operación y mantenimiento

Toda la instalación de la granja solar y sus equipos necesitan de un mantenimiento periódico el cual se estima con un valor de L147,000.00 anuales, además se han estimado gastos fijos de administración por un valor de L7,091.00. En Anexo 7 se muestra un detalle del costo de operación, mantenimiento y gastos fijos de administración. Cabe señalar que este costo no incluye reparaciones mayores a las instalaciones si fueran necesarias.

La organización humana define el personal o empleados que la empresa CENIT S.A. necesitará para la operación comercial, al organigrama actual con el que opera la minicentral únicamente se sumará para la granja solar un operador adicional. El operador de la granja solar laborará con una jornada normal de trabajo, durante la cual este estará encargado de revisar la operación de la granja solar, realizar mantenimientos menores, limpieza de paneles solares cuando sea requerido y limpieza de área de la granja solar entre otras actividades. El operador deberá ser capacitado por fabricante de equipos y empresa que realice la construcción de la granja solar. El salario a devengar del operador será de L10,500.00 mensual, este fue revisado y es mayor al establecido como salario mínimo para el sector energía en Honduras en el año 2021. En la Figura 43 se define el nuevo organigrama de la empresa y en Anexo 7 los costos de operación por contratación de operador.

El Gerente de Operación & Mantenimiento actual de la empresa realizará monitoreo a distancia de la granja solar mediante sistema de monitoreo que la empresa ejecutora instale. Al presentarse alertas o posibles fallas en el monitoreo el Gerente de Operación & Mantenimiento contactará al operador para realizar los mantenimientos que sea pertinentes y en caso de ser necesario se movilizará a la granja solar para evaluación de la misma.

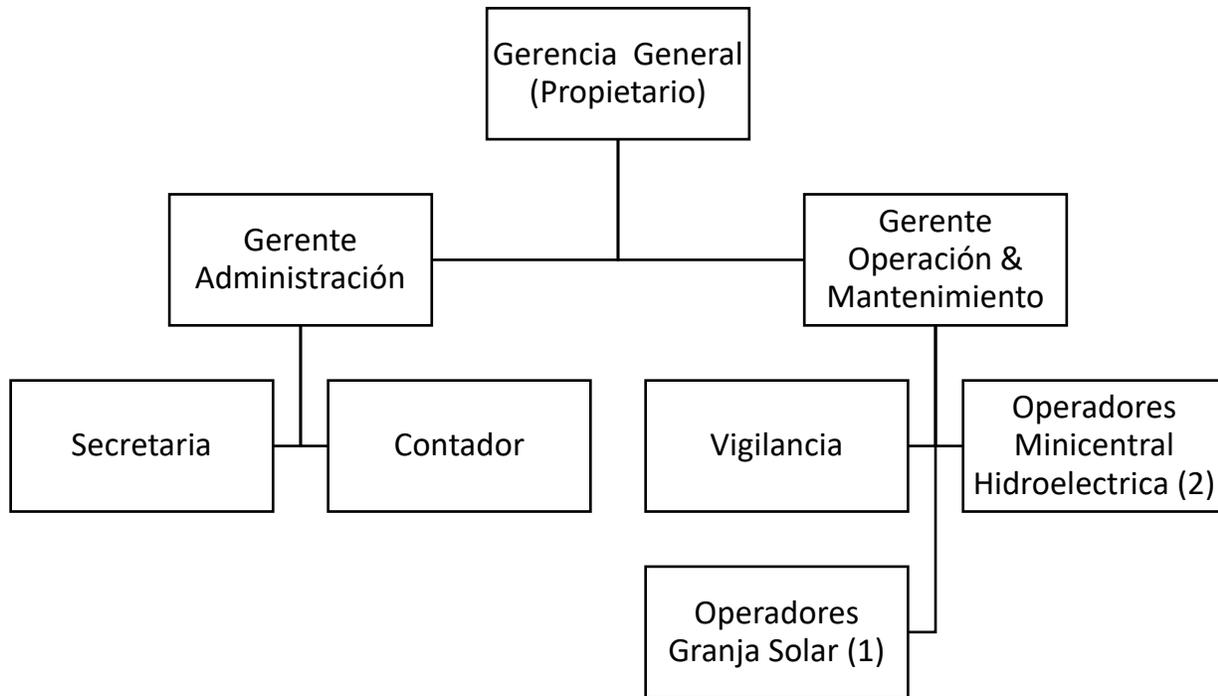


Figura 43. Organigrama CENIT S.A. con granja solar

Fuente: Elaboración propia con datos de la empresa CENIT S.A.

4.2.4 Insumos granja solar

El insumo o materia prima requerida para la generación de energía solar, es la irradiancia proveniente del Sol en el punto específico donde se instalará la granja solar. Para optimizar la irradiancia disponible los paneles solares deberán instalarse con orientación Sur (180°) y con inclinación de 15° respecto a la horizontal. La irradiancia para el sitio seleccionado como localización ideal de la granja solar se observa en la Tabla 9, los datos se obtuvieron del programa PVWatts Calculator de NREL. Podemos notar que existen variaciones en la irradiancia, esta varía de forma diaria y se muestra en la Tabla 9 su variación mensual. De acuerdo a la irradiancia que se obtenga diariamente variará la generación de energía solar.

Tabla 9. Irradiancia anual localización de granja solar

Mes	Irradiancia (kWh /m ² /día)	Mes	Irradiancia (kWh /m ² /día)
Enero	4.81	Julio	5.50
Febrero	5.56	Agosto	5.84
Marzo	5.99	Septiembre	5.91
Abril	6.17	Octubre	5.09
Mayo	5.73	Noviembre	4.58
Junio	5.20	Diciembre	4.67
Promedio anual			
5.42			

Fuente: Elaboración propia con datos de (National Renewable Energy Laboratory (NREL))

4.2.5 Inversión inicial

Para la construcción del proyecto granja solar se requiere de una inversión inicial de L.13,815.797.50 detallado en la Tabla 11, los valores de la tabla provienen de cotización para la granja solar de 737 kWp recibida de la empresa Control y Sostenibilidad S.A la cual se muestra en Anexo 8. La inversión se realizará con fondos propios de la empresa CENIT S.A.

Tabla 10. Inversión inicial granja solar

Ítem	Actividad	Cantidad	Costo Unitario	Total
1	Suministro de paneles solares Canadian Solar 670w modelo HIKU7	1100	L4,865.00	L5,351,500.00
2	Suministro de sistema de montaje (soportería), estructura acero estructural grado 50	1	L3,210,900.00	L3,210,900.00
3	Suministro de inversor ABB Ultra-700	1	L1,191,750.00	L1,191,750.00
4	Suministro de transformador de pedestal trifásico Prolec-GE 750 KVA	1	L731,647.50	L731,647.50
5	Cableado y conexiones eléctricas	1	L1,540,000.00	L1,540,000.00
6	Mano de Obra (montaje de equipos, paneles y pruebas)	1	L1,540,000.00	L1,540,000.00
7	Suministro y construcción línea de transmisión en 34,500 voltios (500 metros lineales)	1	L250,000.00	L250,000.00
Total				L13,815,797.50

Fuente: Elaboración propia con base a cotización de Control y Sostenibilidad S.A.

4.2.6 Estudio económico financiero

Mediante el estudio económico financiero se evalúa la rentabilidad de la inversión para un proyecto. Para la granja solar los ingresos dependen de la cantidad de energía que se genere y venda. En la Figura 44 se muestran los resultados de la generación anual de energía para la granja solar de 737 kWp, de forma mensual desde el mes número uno enero al número 12 diciembre. La generación varía a lo largo de los meses del año, en base a la irradiancia. A mayor irradiancia se obtiene mayor generación de energía eléctrica. La sumatoria de la generación mensual a lo largo de todo el año es de 1,307,923 kWh.

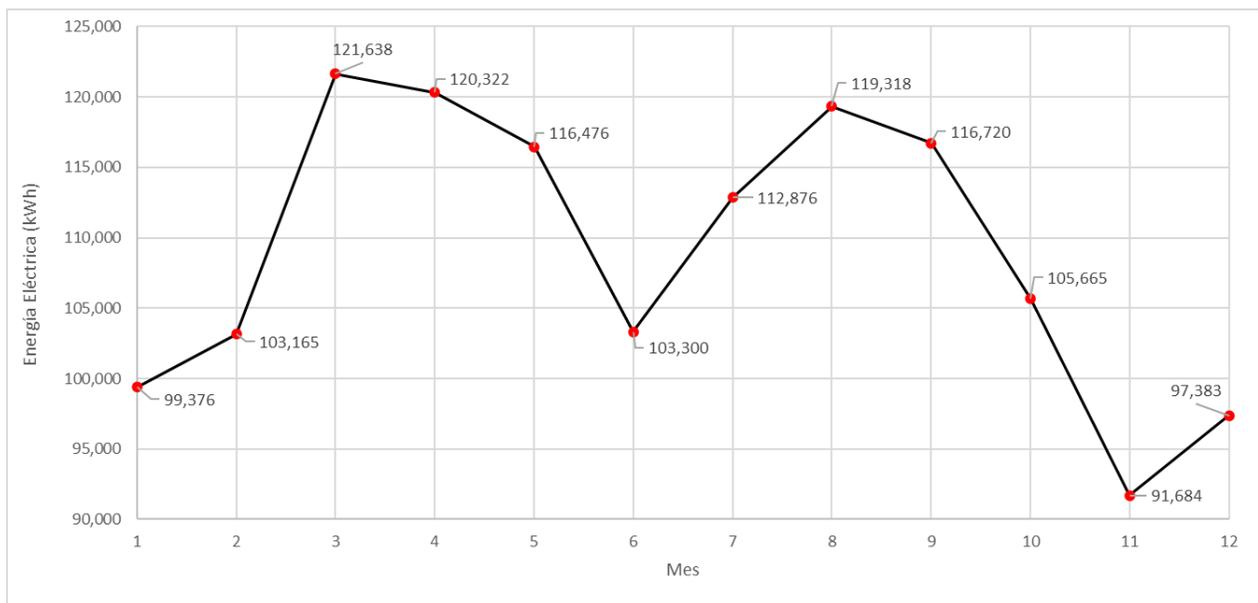


Figura 44. Generación anual de energía eléctrica granja solar

Fuente: (National Renewable Energy Laboratory (NREL))

Además, se considerará que la generación anual obtenida decae año a año conforme a la degradación de los paneles solares que especifica el fabricante, de acuerdo a hoja técnica del fabricante del panel solar en Anexo 4 la degradación anual de los paneles no será mayor al 0.55%. En la Tabla 11 se muestra la proyección de la generación anual de energía eléctrica tomando como referencia los resultados de la Figura 44 para el año uno y la posterior degradación o pérdida de

eficiencia anual antes mencionada. Podemos notar en la Tabla 11 que aun para el año 25 la generación solar será mayor a la requerida.

Tabla 11. Proyección de generación solar

Año	kWh	Año	kWh
1	1,307,923.00	14	1,217,431.16
2	1,300,729.42	15	1,210,735.29
3	1,293,575.41	16	1,204,076.25
4	1,286,460.75	17	1,197,453.83
5	1,279,385.21	18	1,190,867.83
6	1,272,348.59	19	1,184,318.06
7	1,265,350.68	20	1,177,804.31
8	1,258,391.25	21	1,171,326.38
9	1,251,470.10	22	1,164,884.09
10	1,244,587.01	23	1,158,477.23
11	1,237,741.78	24	1,152,105.60
12	1,230,934.20	25	1,145,769.02
13	1,224,164.06	Total	30,628,310.52

Fuente: Elaboración propia con datos de (National Renewable Energy Laboratory (NREL)) y hoja técnica del panel solar.

Para realizar el estudio económico financiero se utilizaron los valores de referencia mostrados en la Tabla 12. Se consideró realizar el análisis económico financiero a 25 años, equivalente a la vida útil estándar de los paneles solares.

Tabla 12. Datos de referencia análisis financiero

Descripción	Valor	Unidad
Tamaño de granja solar	737.00	kWp
Inversión Inicial	13,815,797.50	Lempiras
Costo por kWp instalado	18,745.99	L/kWp
Precio venta energía solar (\$0.10/kWh)	2.40	L/kWh
Costo de operación y mantenimiento anual	147,000.00	Lempiras
Descripción	Valor	Unidad
Costo de operación anual por kWp instalado	199.46	L/kWp
Inflación	4%	
Costos fijos de administración anual	7,091.00	Lempiras
Tasa de ISR	25%	
Tasa exigida por los inversionistas (TMAR)	15%	
Depreciación Anual	1,190,553.95	Lempiras

Fuente: Elaboración propia

El precio de venta de la energía generada en (L/kWh) utilizado para este proyecto es el valor de referencia de costo por kWh proporcionado por la empresa CENIT S.A., valor promedio anual de venta de energía en el mercado de oportunidad que han obtenido para la minicentral. Los costos de operación y mantenimiento se detallaron en apartados anteriores del estudio técnico operativo. Los costos de operación tienen un incremento anual en base a la inflación, la cual según el Banco Central de Honduras para el cierre del año 2021 se proyecta en un 4%. De acuerdo a las tasas impositivas vigentes en el país el impuesto sobre la renta es del 25%. La empresa CENIT S.A. se ha establecido como tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) un 15%. Con la información antes detallada se presenta en la Tabla 13 el Estado de resultados y Tabla 14 Flujo de efectivo.

Tabla 13. Estado de resultados granja solar fotovoltaica

DETALLE	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
KWh anual		1,307,923.00	1,300,729.42	1,293,575.41	1,286,460.75
Ingresos Anuales		3,139,015.20	3,121,750.62	3,104,580.99	3,087,505.79
Costos de operación & Mantenimiento		147,000.00	152,880.00	158,995.20	165,355.01
Costos fijos de administración		7,091.00	7,091.00	7,091.00	7,091.00
Depreciación anual		1,190,553.95	1,190,553.95	1,190,553.95	1,190,553.95
Total costos y gastos		1,344,644.95	1,350,524.95	1,356,640.15	1,362,999.96
Utilidad antes de impuesto		1,794,370.25	1,771,225.66	1,747,940.84	1,724,505.83
Impuesto sobre la renta		448,592.56	442,806.42	436,985.21	431,126.46
UTILIDAD NETA		1,345,777.69	1,328,419.25	1,310,955.63	1,293,379.37

Continuación Tabla 13. Estado de resultados granja solar fotovoltaica

DETALLE	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
KWh anual	1,279,385.21	1,272,348.59	1,265,350.68	1,258,391.25	1,251,470.10
Ingresos Anuales	3,070,524.51	3,053,636.63	3,036,841.62	3,020,139.00	3,003,528.23
Costos de operación & Mantenimiento	171,969.21	178,847.98	186,001.90	193,441.97	201,179.65
Costos fijos de administración	7,091.00	7,091.00	7,091.00	7,091.00	7,091.00
Depreciación anual	1,190,553.95	1,190,553.95	1,190,553.95	1,190,553.95	1,190,553.95
Total costos y gastos	1,369,614.16	1,376,492.93	1,383,646.85	1,391,086.92	1,398,824.60
Utilidad antes de impuesto	1,700,910.35	1,677,143.70	1,653,194.78	1,629,052.07	1,604,703.63
Impuesto sobre la renta	425,227.59	419,285.92	413,298.69	407,263.02	401,175.91
UTILIDAD NETA	1,275,682.76	1,257,857.77	1,239,896.08	1,221,789.05	1,203,527.72

Continuación Tabla 13. Estado de resultados granja solar fotovoltaica

DETALLE	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14
KWh anual	1,244,587.01	1,237,741.78	1,230,934.20	1,224,164.06	1,217,431.16
Ingresos Anuales	2,987,008.83	2,970,580.28	2,954,242.09	2,937,993.75	2,921,834.79
Costos de operación & Mantenimiento	209,226.84	217,595.91	226,299.75	235,351.74	244,765.81
Costos fijos de administración	7,091.00	7,091.00	7,091.00	7,091.00	7,091.00
Depreciación anual	1,190,553.95	0.00	0.00	0.00	0.00
Total costos y gastos	1,406,871.79	224,686.91	233,390.75	242,442.74	251,856.81
Utilidad antes de impuesto	1,580,137.04	2,745,893.37	2,720,851.34	2,695,551.02	2,669,977.98
Impuesto sobre la renta	395,034.26	686,473.34	680,212.83	673,887.75	667,494.50
UTILIDAD NETA	1,185,102.78	2,059,420.03	2,040,638.50	2,021,663.26	2,002,483.49

Continuación Tabla 13. Estado de resultados granja solar fotovoltaica

DETALLE	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19
KWh anual	1,210,735.29	1,204,076.25	1,197,453.83	1,190,867.83	1,184,318.06
Ingresos Anuales	2,905,764.70	2,889,782.99	2,873,889.18	2,858,082.79	2,842,363.34
Costos de operación & Mantenimiento	254,556.44	264,738.70	275,328.24	286,341.37	297,795.03
Costos fijos de administración	7,091.00	7,091.00	7,091.00	7,091.00	7,091.00
Depreciación anual	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total costos y gastos	261,647.44	271,829.70	282,419.24	293,432.37	304,886.03
Utilidad antes de impuesto	2,644,117.26	2,617,953.30	2,591,469.94	2,564,650.42	2,537,477.31
Impuesto sobre la renta	661,029.31	654,488.32	647,867.49	641,162.61	634,369.33
UTILIDAD NETA	1,983,087.94	1,963,464.97	1,943,602.46	1,923,487.82	1,903,107.98

Continuación Tabla 13. Estado de resultados granja solar fotovoltaica

DETALLE	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
KWh anual	1,177,804.31	1,171,326.38	1,164,884.09	1,158,477.23	1,152,105.60	1,145,769.02
Ingresos Anuales	2,826,730.34	2,811,183.32	2,795,721.82	2,780,345.35	2,765,053.45	2,749,845.65
Costos de operación & Mantenimiento	309,706.83	322,095.10	334,978.91	348,378.06	362,313.18	376,805.71
Costos fijos de administración	7,091.00	7,091.00	7,091.00	7,091.00	7,091.00	7,091.00
Depreciación anual	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total costos y gastos	316,797.83	329,186.10	342,069.91	355,469.06	369,404.18	383,896.71
Utilidad antes de impuesto	2,509,932.51	2,481,997.22	2,453,651.91	2,424,876.28	2,395,649.26	2,365,948.94
Impuesto sobre la renta	627,483.13	620,499.31	613,412.98	606,219.07	598,912.32	591,487.23
UTILIDAD NETA	1,882,449.38	1,861,497.92	1,840,238.93	1,818,657.21	1,796,736.95	1,774,461.70

Fuente: Elaboración propia

Tabla 14. Flujo de efectivo granja solar fotovoltaica

DETALLE	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Utilidad neta		1,345,777.69	1,328,419.25	1,310,955.63	1,293,379.37
Mas: depreciación		1,190,553.95	1,190,553.95	1,190,553.95	1,190,553.95
Inversión inicial	13,815,797.50				
Valor de rescate					
Flujo Neto del proyecto	13,815,797.50	2,536,331.64	2,518,973.20	2,501,509.58	2,483,933.33

Continuación Tabla 14. Flujo de efectivo granja solar fotovoltaica

DETALLE	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Utilidad neta	1,275,682.76	1,257,857.77	1,239,896.08	1,221,789.05	1,203,527.72
Mas: depreciación	1,190,553.95	1,190,553.95	1,190,553.95	1,190,553.95	1,190,553.95
Inversión inicial					
Valor de rescate					
Flujo Neto del proyecto	2,466,236.71	2,448,411.73	2,430,450.03	2,412,343.01	2,394,081.67

Continuación Tabla 14. Flujo de efectivo granja solar fotovoltaica

DETALLE	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14
Utilidad neta	1,185,102.78	2,059,420.03	2,040,638.50	2,021,663.26	2,002,483.49
Mas: depreciación	1,190,553.95	0.00	0.00	0.00	0.00
Inversión inicial					
Valor de rescate	120,257.98				
Flujo Neto del proyecto	2,495,914.71	2,059,420.03	2,040,638.50	2,021,663.26	2,002,483.49

Continuación Tabla 14. Flujo de efectivo granja solar fotovoltaica

DETALLE	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19
Utilidad neta	1,983,087.94	1,963,464.97	1,943,602.46	1,923,487.82	1,903,107.98
Mas: depreciación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inversión inicial					
Valor de rescate					
Flujo Neto del proyecto	1,983,087.94	1,963,464.97	1,943,602.46	1,923,487.82	1,903,107.98

Continuación Tabla 14. Flujo de efectivo granja solar fotovoltaica

DETALLE	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Utilidad neta	1,882,449.38	1,861,497.92	1,840,238.93	1,818,657.21	1,796,736.95	1,774,461.70
Mas: depreciación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inversión inicial						
Valor de rescate						
Flujo Neto del proyecto	1,882,449.38	1,861,497.92	1,840,238.93	1,818,657.21	1,796,736.95	1,774,461.70

Fuente: Elaboración propia

Con el flujo de efectivo presentado en la Tabla 14 se procede a realizar análisis financiero mediante las técnicas de capital valor presente neto (VPN), tasa interna de rendimiento (TIR), índice de rentabilidad (IR) y período de recuperación (PR). Los resultados para las técnicas de capital se presentan en la Tabla 15. Los resultados obtenidos indican que el proyecto es económico financieramente factible.

Tabla 15. Técnicas de capital granja solar fotovoltaica

VPN	L1,491,486.73
TIR	16.92%
IR	1.11
Periodo de Recuperación (Años)	5.53

Fuente: Elaboración propia

4.2.7 Análisis de sensibilidad

En el análisis de sensibilidad se evalúan diferentes escenarios, distintos al proyecto base para la granja solar fotovoltaica. Para el escenario pesimista se considera una reducción del 10% en el precio de venta por kWh generado, un incremento del 10% en todos los costos y una pérdida del 10% en la oferta o generación anual de energía. El escenario optimista considera un incremento del 10% en el precio de venta por kWh generado, una reducción del 10% en todos los costos y un superávit del 10% en la oferta o generación anual de energía, manteniendo el mismo valor de inversión inicial. En la Tabla 16 se puede observar el comparativo de los resultados obtenidos para los escenarios antes descritos.

Tabla 16. Análisis de sensibilidad

Detalle	Proyecto Base	Escenario Pesimista	Escenario Optimista
Precio venta L/kWh	2.40	2.16	2.64
Costo de operación y mantenimiento anual	147,000.00	161,700.00	132,300.00
Costos fijos de administración anual	7,091.00	7,800.10	6,381.90
Tasa de ISR	25%	25%	25%
Tasa exigida por los inversionistas (TMAR)	15%	15%	15%
Inflación	4%	4%	4%
Oferta (kWh/año) con disminución de 0.55% anual	1,307,923.00	1,177,130.70	1,438,715.30

Continuación Tabla 16. Análisis de sensibilidad

Técnicas de capital			
VPN	L1,491,486.73	-L1,401,546.66	L4,679,305.40
TIR	16.92%	13%	21%
IR	1.11	0.90	1.34
Periodo de Recuperación (Años)	5.53	6.80	4.60

Fuente: Elaboración propia

Luego de análisis de sensibilidad el proyecto de la granja solar podría ser económica y financieramente no factible para el escenario pesimista, lo que incrementa el riesgo de la inversión. Se deberá tener mucha precaución y precisión en la estimación de costos de operación y mantenimiento, cantidad de energía generada y precio; las variaciones de estas variables pueden ocasionar pérdidas en el proyecto.

4.3 Resultados cambio de turbina y su ubicación

4.3.1 Nueva localización de casa de máquinas

Para realizar el cambio de turbina y su ubicación debe considerarse que la nueva turbina a instalar deberá ser de mayor capacidad y eficiencia para poder así con el mismo caudal generar más energía eléctrica anual. Respecto a la ubicación, la nueva turbina requiere de un sitio con una elevación menor a la ubicación actual de casa de máquinas y su turbina, así con un mayor salto hidráulico se podría generar la energía eléctrica que se quiere compensar.

Para ello se realizó un levantamiento topográfico con uso de un GPS de las instalaciones actuales de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa y de nuevos posibles sitios para mover la casa de máquinas y hacer el cambio de turbina. Únicamente, se encontró una nueva localización con elevación menor a la de la casa de máquinas y turbina existente en el proyecto. En la Tabla 17 se presentan las elevaciones de la cámara de carga, ubicación actual de casa de máquinas, y la

elevación del nuevo sitio propuesto para reubicar casa de máquinas y hacer el cambio de la turbina. La Figura 45 es una imagen satelital para referencia de la ubicación de los sitios antes mencionados.

Tabla 17. Elevaciones de instalación actual y nueva ubicación de casa de máquinas y turbina

Elevación cámara de carga	376.00	metros
Elevación de la ubicación actual de casa de máquinas y turbina	353.90	metros
Elevación de la nueva ubicación de casa de máquinas y turbina	353.00	metros

Fuente: Elaboración Propia con datos de levantamiento topográfico con GPS



Figura 45. Imagen satelital nueva ubicación de turbina

Fuente: Google Earth Pro

La nueva localización para la casa de máquinas y turbina se encuentra a 300 metros de distancia de la actual, con latitud 14.756292° y longitud -88.098252° . Para mover la casa de máquinas a esta nueva ubicación se requiere de una nueva instalación de tubería a presión desde la cámara de carga.

4.3.2 Tamaño de minicentral

El tamaño de la minicentral se determina en base a la capacidad instalada o potencia de la turbina del proyecto. Se toman como referencia los siguientes datos de la Tabla 18.

Tabla 18. Datos de referencia para nueva ubicación de turbina

Caudal de diseño (m ³ /s)	3.2
Salto hidráulico bruto (m)	23.00
Pérdidas de carga (m)	0.35
Salto hidráulico neto (m)	22.65

Fuente: Elaboración Propia

El caudal de diseño utilizado para determinar el tamaño de la minicentral es el mismo que se usó para diseñar la minicentral actual. El salto hidráulico bruto proviene de la diferencia de elevación entre la cámara de carga y nueva ubicación de turbina. Las pérdidas de carga utilizadas fueron las mismas que se utilizaron en el diseño de las instalaciones actuales. El salto hidráulico neto se obtiene restando las pérdidas de carga al salto hidráulico bruto.

La capacidad o potencia instalada hidráulica para el nuevo salto hidráulico neto dependerá de la turbina a instalar y su eficiencia. La turbina se selecciona con base a el caudal y salto hidráulico neto.

4.3.3 Selección de nueva turbina

Para la selección de la nueva turbina se utiliza el grafico del Anexo 9, con el caudal y salto hidráulico neto se puede determinar el tipo de turbina que funciona para esas características del proyecto. De las opciones disponibles de seleccionó la turbina tipo Francis por ser la turbina más eficiente para ese caudal y salto hidráulico neto. En el Anexo 10 vemos las eficiencias de las turbinas donde para las del tipo Francis tienen una máxima eficiencia por el orden del 92%.

4.3.4 Generación de energía con el cambio de turbina y su ubicación

La Minicentral Hidroeléctrica Zacapa con base a su generación bruta de energía eléctrica promedio anual que es de 2.53 GWh/año tiene un factor de planta (F.P.) de 0.53. Se utilizará este mismo factor de planta para la estimación de la energía a producir con la nueva turbina tipo Francis con capacidad instalada de 654.15 kW en su nueva ubicación. El factor de planta a utilizar será el mismo porque se utilizará la misma fuente hídrica, la cual debido a su variación de caudal ha causado la disminución del factor de planta. La generación anual que se puede obtener con el cambio de turbina y su ubicación se observa en la Tabla 19.

Tabla 19. Generación anual cambio de turbina y su ubicación

Capacidad instalada (kW)	654.15
Horas anuales (h)	8,760.00
Factor de planta (FP)	0.53
Generación Anual (GWh)	3.06

Fuente: Elaboración Propia

Haciendo referencia a la Tabla 6 Estimación de energía eléctrica a compensar al hacer el cambio de turbina y su ubicación la minicentral hidroeléctrica debería ser capaz de generar un total de 3.46 GWh/año. Con la generación que se obtiene no se cumple ese requisito por lo cual técnicamente la alternativa cambio de turbina y su ubicación no es viable. Considerando la inviabilidad técnica de esta alternativa los demás análisis del estudio técnico operativo y del económico financiero no se realizaron.

4.4 Comprobación de hipótesis

Considerando que se ha demostrado que el cambio de turbina y su ubicación no es una opción técnicamente factible y dado los resultados obtenidos para las técnicas de capital en la Tabla 15 de la granja solar, un proyecto de inversión con TIR y VPN positivo, indican que el proyecto es factible según estudio económico-financiero. Además, la TIR supera la TMAR o tasa

de descuento del 15% que se ha fijado la empresa CENIT S.A; por ello se acepta la hipótesis de investigación: la granja solar es la alternativa técnica y financieramente factible con una Tasa Interna de Rendimiento (TIR) que supera el costo de capital en comparación al cambio de turbina y su ubicación, para compensar la caída en la producción de energía anual y las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa. La hipótesis nula se rechaza en base a los resultados obtenidos.

CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de realizar análisis de los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta para el presente trabajo de tesis, se procede a concluir en base a los datos más relevantes de los estudios técnico operativo y económico financiero. En las recomendaciones se presentan alternativas o consideraciones para la viabilidad del proyecto.

5.1 Conclusiones

1. Mediante el estudio técnico operativo se determinó que el tamaño requerido para la granja solar es de 737 kWp, el cual requiere de 1,100 unidades de paneles solares con potencia nominal de 670 W (HiKu 7 Canadian Solar). Se estableció la ubicación ideal para la granja solar 500 metros al noreste de las instalaciones de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa. La disponibilidad de área en la ubicación seleccionada es de 14,878 metros cuadrados y la granja solar necesita un área de 6,833.97 metros cuadrados. Con este tamaño y en la ubicación establecida se puede compensar la energía eléctrica que se deja de generar en temporada seca obteniendo una generación anual de 1,307,923 kWh.

2. Los resultados de factibilidad financiera para la granja solar, cuya inversión inicial asciende a L13,815,797.50, demuestran viabilidad al obtener valores positivos en las técnicas de capital, valor presente neto de L1,491,486.73, tasa interna de rendimiento de 16.92% mayor al 15% esperado por la empresa, el índice de rentabilidad es de 1.11 y el periodo para recuperación de la inversión 5.53 años.

3. El levantamiento topográfico con GPS permitió definir la nueva ubicación para la casa de máquinas dentro de la propiedad de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa 300 m al suroeste de la casa de máquinas actual. En esta nueva ubicación se obtuvo un salto hidráulico bruto de 23.00

metros, únicamente 90 centímetros mayor al de las instalaciones actuales. Esta nueva ubicación y salto hidráulico no permite compensar las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca, por ello técnicamente esta alternativa resulta no viable.

4. A pesar del mínimo incremento en el nuevo salto hidráulico bruto (23.90 m) y considerando el caudal de diseño (3.2 m³/s), se estudió la alternativa de utilizar una turbina tipo Francis por ser la más eficiente para ese salto hidráulico y caudal, garantizando con ello una mayor producción de energía a la producción actual. Sin embargo, la generación de 3.06 GWh de energía anual supera la generación de diseño de 2.84 GWh, pero resulta insuficiente para compensar las pérdidas habituales en temporada seca.

5. Considerando la inviabilidad técnica de la nueva turbina y el cambio de su ubicación para compensar la energía que se deja de generar en temporada seca, la realización del análisis financiero resulta ser innecesario y por ello no se obtuvieron resultados.

6. En base a los resultados alcanzados, la granja solar es la única opción técnicamente viable y que además presentó una rentabilidad financiera para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

5.2 Recomendaciones

1. Se recomienda realizar diseño final de la granja solar de 737 kWp, deberá considerarse en el diseño que la ubicación seleccionada permitirá futuras expansiones de la granja solar porque cuenta con un área disponible mayor a la requerida.
2. Es necesario evaluar la operación del mercado eléctrico de oportunidad, debido a que la empresa CENIT S.A. participa como un agente generador del mercado ya que su contrato de generación con la ENEE caducó. Se deberá competir con proyectos que pueden ofrecer precios más bajos a los que la granja solar permite la venta sin generar pérdidas, el mercado regional también forma parte de esta competencia. La opción que se visualiza a futuro para este tipo de proyectos recae en la promoción y aprobación de nueva legislación que obligue al Operador del Sistema (ODS) a despachar la energía proveniente de fuentes renovables, a pesar de no contar los generadores con un contrato, con la finalidad de mantener una matriz energética mayoritariamente renovable.
3. Se sugiere considerar la inversión en una turbina tipo Francis, de mayor eficiencia, para instalarla en el sitio actual de casa de máquinas, lo que representaría una menor inversión a mover la casa de máquinas a nueva ubicación y cambiar la turbina cuando solo se pueden obtener 90 centímetros más de salto hidráulico bruto. Una nueva turbina tipo Francis en la casa de máquinas actual no podrá compensar la energía que se deja de generar en temporada seca, pero si permitirá subir la generación anual.
4. Para garantizar la generación del recurso renovable agua utilizado en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa se recomienda realizar un mejor manejo de la cuenca y reforestación de la misma.

5. Sugerimos a futuros estudiantes de la Maestría en Gestión de Energías Renovables dedicar el mayor tiempo disponible para la investigación y lectura de información relacionada a su tema de tesis. Además, anticiparse en la obtención de resultados, para lograr obtener de los proveedores de los equipos seleccionados sus cotizaciones, que son de sustento para el estudio económico financiero.

6. A la Universidad Tecnológica Centroamericana se le recomienda incluir asignatura Metodología de la Investigación como requisito previo a la elaboración del trabajo de tesis, tomando en consideración que los estudiantes tienen diferentes profesiones a nivel de pregrado y en las de área técnica la metodología de la investigación tiene una base deficiente.

CAPÍTULO VI. APLICABILIDAD

De acuerdo a los resultados obtenidos, la granja solar es la alternativa técnicamente factible y financieramente viable a desarrollar en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa con la finalidad de compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca. En el presente capítulo se propone un plan de proyecto para su implementación.

6.1 Nombre de la propuesta

Granja Solar Zacapa, San Pedro Zacapa, Santa Bárbara.

6.2 Justificación de la propuesta

Con la finalidad resolver la problemática que se presenta en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa, en relación a su caída en la producción de energía eléctrica anual y las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca, para el diferencial de generación entre temporada lluviosa y seca de 0.93 GWh, se analizaron dos alternativas (granja solar y cambio de turbina y su ubicación). Luego de realizar los estudios técnico operativo y económico financiero, se concluye que la granja solar es la alternativa que puede compensar las pérdidas de energía con evaluación financiera que resulta viable de acuerdo a las técnicas de capital.

Con una inversión inicial de L13,815,797.50 para montar la granja solar, un precio de venta del kWh generado de L2.40 y con los costos de operación y mantenimiento detallados en la Tabla 12 se obtiene una Tasa Interna de Rendimiento (TIR) del 16.92%, valor presente neto de L1,491,486.73, índice de rentabilidad de 1.11 y periodo de retorno de 5.53 años.

6.3 Objetivos de la propuesta

6.3.1 Objetivo general

Diseñar, construir y poner en marcha una granja solar de 737 kWp con una generación anual estimada de 1,307,923 kWh en un plazo de 230 días calendario con un costo total de la propuesta de L15,404,297.50.

6.3.2 Objetivos específicos

1. Instalar 1,100 unidades de panel solar fotovoltaico de la marca Canadian Solar, modelo HiKu7 con potencia nominal de 670 W con las especificaciones de la Tabla 8 en las estructuras de soporte requeridas.
2. Realizar el montaje y conexión desde paneles solares al inversor centralizado de la marca ABB Ultra-700.0-TL con capacidad para conexión de hasta 780 kW, equipo que hará la conversión de corriente continua a corriente alterna.
3. Elevar la energía proveniente del inversor en 480 voltios a 34,500 voltios mediante la instalación de transformador de pedestal trifásico PROLEC de General Electric con capacidad de 750 KVA.
4. Construir línea de transmisión de 34,500 voltios con longitud de 500m desde granja solar a la línea de transmisión existente para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa, para lograr la interconexión e integración de la granja solar a la minicentral.

6.4 Descripción y desarrollo de la propuesta

6.4.1 Plan de acción para desarrollo de la propuesta

A continuación, se describe el plan de acción para desarrollar la propuesta “Granja Solar Zacapa”, dividido en las siguientes actividades:

1. En base a los resultados del estudio técnico de la presente tesis y consultoría con asesor energético renovable se deben desarrollar las bases de licitación que incluyan las especificaciones de tamaño de la granja solar, cantidad de energía generada anualmente, calidad y especificaciones mínimas esperada de los equipos, además definir los documentos que los oferentes deban presentar para demostrar su experiencia previa en proyectos similares, capacidad técnica y económica, garantías, formato para presentación de oferta técnica y económica y plazo para presentación de ofertas.
2. Realizar proceso de búsqueda de empresas reconocidas por su experiencia en el diseño, construcción y puesta en marcha de plantas de generación con energía solar fotovoltaica. Para ello deberá realizarse investigación de empresas nacionales o extranjeras de la región que hayan desarrollado varios parques o granjas solares en los últimos años, contactarlas y pedirles nota de expresión de interés en la ejecución del proyecto.
3. Planificar visita de campo con las empresas que enviaron nota de expresión de interés para verificar datos específicos de la ubicación y alcance del proyecto, entrega de las bases de licitación y apertura de tiempo para preparación de ofertas técnicas y económicas.
4. Recepción y análisis de ofertas técnicas y económicas. Los inversionistas deberán realizar un matriz para calificar técnica y económicamente las ofertas recibidas para la posterior contratación de la empresa que ejecutará el proyecto.
5. Elaboración y firma de contrato con empresa que resulto mejor evaluada técnica y económicamente para diseño, construcción y puesta en marcha de la “Granja Solar Zacapa”.
6. Conformar equipo a lo interno de la empresa, si es necesario reforzarlo con nuevas contrataciones para realizar la supervisión de la construcción del proyecto.

7. Ejecución del proyecto “Granja Solar Zacapa”, el cual incluye el hincado o fundición de estructura para soporte de paneles solares, montaje de paneles solares, instalación de inversor, transformador, cableado eléctrico y construcción de línea de transmisión de 500 metros.
8. Realizar el control y la supervisión durante la ejecución del proyecto para garantizar la calidad, avance de acuerdo al cronograma y costos.
9. Entrega y cierre del proyecto, recepción de la garantía de calidad de la obra, pago de estimación final, revisión de multas según contrato si aplican, realizar acta de recepción final del proyecto y entrega al cliente de los manuales de operación y mantenimiento de los equipos.
10. Contratación y capacitación de personal requerido para operar la “Granja Solar Zacapa”.
11. Inicio de operación comercial del proyecto “Granja Solar Zacapa”.

Las subactividades del plan de acción propuesto se desglosan en la Tabla 20.

Tabla 20. Desglose de actividades Granja Solar Zacapa

No.	Actividad
1	Bases de Licitación
1.1	Contratación de consultor energético
1.2	Definir tamaño de granja solar y cantidad de energía a generar anualmente
1.3	Establecer las especificaciones mínimas de los equipos
1.4	Determinar los documentos de soporte que deberán presentar los oferentes
1.5	Especificar formato para presentación de oferta técnica y económica
2	Búsqueda de Oferentes
2.1	Contactar a empresas nacionales y regionales con experiencia previa
2.2	Recepción cartas de expresión de interés en la ejecución del proyecto
3	Visita de Campo
3.1	Coordinar con los oferentes fecha y punto de reunión para movilización a la ubicación del proyecto
3.2	Realizar recorrido del sitio del proyecto
3.3	Entrega de bases para licitación

Continuación de la Tabla 20. Desglose de actividades Granja Solar Zacapa

No.	Actividad
4	Elaboración, Recepción y Análisis de Ofertas
4.1	Preparación de ofertas por empresas
4.2	Recepción de ofertas
4.3	Análisis de ofertas y selección de empresa ganadora
5	Permisos y Contrato
5.1	Permisos
5.2	Elaboración de contrato
5.3	Firma de contrato
6	Personal para supervisión de proyecto
6.1	Definir personal que realizara supervisión del proyecto
6.2	Contratación de personal adicional requerido para supervisión
7	Ejecución del proyecto
7.1	Compra y suministro de equipos y materiales locales e importados
7.2	Instalación de estructura soporte de paneles solares
7.3	Montaje de paneles solares
7.4	Instalación de inversor centralizado
7.5	Instalación de transformador
7.6	Cableado eléctrico
7.7	Línea de transmisión
8	Control y supervisión de la ejecución del proyecto
8.1	Control y supervisión del cronograma (tiempo)
8.2	Control y supervisión del alcance (entregables)
8.3	Control y supervisión del presupuesto (costo)
9	Entrega y cierre de proyecto
9.1	Cierre administrativo y financiero del proyecto
9.2	Recepción final del proyecto (firma de acta)
9.3	Recepción de manuales de operación y mantenimiento
10	Contratación y capacitación de personal
10.1	Búsqueda de operarios para granja solar
10.2	Contratación de operarios granja solar
10.3	Capacitación de operarios granja solar
11	Inicio de operación del proyecto
11.1	Adquisición de equipo para operación y mantenimiento
11.2	Pruebas de operación de granja solar
11.3	Puesta en marcha de granja solar

Fuente: Elaboración Propia

6.4.2 Instrumentos necesarios para operación y mantenimiento

Considerando que la Granja Solar Zacapa es una nueva fuente de generación de energía para la empresa CENIT S.A. que actualmente opera una minicentral hidroeléctrica se requerirán de equipos adicionales propios o necesarios para operar una granja solar. Es indispensable un piranómetro que mida la irradiancia en tiempo real, con la irradiancia medida en el piranómetro se puede estimar la generación teórica que la granja solar debería tener y así pueden detectarse problemas. También se necesitará equipo para realizar mediciones en corriente directa y alterna, herramientas eléctricas básicas, hidro-lavadoras para la limpieza de los paneles solares y chapeadora para mantenimiento del predio de la granja solar entre otros.

6.4.3 Medidas de Control

Para una exitosa gestión de la propuesta o proyecto se necesitan definir indicadores que servirán de base para evaluar el avance, logros parciales y objetivo final del proyecto. La gestión de proyectos debe considerar el tiempo, costo y alcance, según el famoso “triángulo de hierro”, en el que se ubican las 3 dimensiones cada uno en los vértices del triángulo y una cuarta dimensión, que es la calidad, colocada dentro del triángulo (Izar Landeta, 2006).



Figura 46. Triángulo de hierro de proyectos

Fuente: Elaboración propia

Mediante el método de valor ganado se puede controlar el cronograma y presupuesto del proyecto. La gestión de valor ganado incluye siete indicadores que se pueden utilizar para la propuesta Granja Solar Zacapa, estos se describen a continuación:

1. Valor planificado (PV): es el presupuesto asignado para una actividad, en otras palabras, es el costo presupuestado. El valor planificado es estimado previamente a la ejecución del proyecto, sirve de línea base con la cual se comparan los costos ejecutados y los reales, para así medir el desempeño del proyecto.
2. Costo real (AC): es el monto total de dinero gastado, o costos incurridos en un momento dado para las actividades realizadas. Este costo se compara con el valor planificado y así determinar si está por debajo o encima del presupuesto.
3. Valor ganado (EV): es el costo presupuestado del trabajo que se haya realizado en una fecha específica. Difiere del valor planificado porque el valor ganado representa el valor presupuestado de lo que se ha terminado mientras que el valor planificado puede incluir actividades que no hayan sido aún ejecutadas.
4. Variación de cronograma (SV): se obtiene restando al valor ganado el valor planificado ($SV = EV - PV$). Este indicador permite observar si se está cumpliendo el cronograma, cuando el valor es positivo hay un adelanto en cronograma, negativo indica retraso y si es cero el avance está de acuerdo al cronograma.
5. Variación de costo (CV): se obtiene restando al valor ganado el costo real ($CV = EV - AC$). Un valor negativo indica que los costos se han sobrepasado de lo presupuestado, y si es positiva se encuentra dentro de los valores presupuestados es decir que el proyecto no se excedido. Una variación de costo con valor de cero señala que el proyecto está en su presupuesto.

6. Índice de desempeño de cronograma (SPI): es un indicador de la eficiencia en el avance del proyecto según lo planificado ($SPI = EV/PV$). Un índice mayor a uno señala que se ha terminado más trabajo del planificado, menor a uno lo contrario y si es igual a uno está conforme al plan.
7. Índice de desempeño de costo (CPI): este indicador mide la eficiencia de los costos presupuestados ($CPI = EV/AC$). Un índice mayor a uno señala que se está excediendo el valor presupuestado, menor a uno lo contrario y si es igual a uno se está conforme al presupuesto.

El porcentaje de ejecución es también un indicador útil que compara lo ejecuta contra lo planificado. Para realizar esta medición es necesario tener un cronograma del proyecto en el cual se puede comparar en un momento dado el número de los entregables finalizados contra los planificados. La calidad de los entregables deberá ser también revisada, para que estos cumplan las especificaciones pactadas entre cliente y contratista.

6.5 Cronograma y presupuesto

De acuerdo al plan de acción propuesto para la Granja Solar Zacapa, se han ordenado las actividades y subactividades en un cronograma para llevar a cabo su ejecución que tendrá una duración de 230 días calendario, se propone como fecha de inicio el 1/11/2021 y la finalización sería el 18/06/2022; la Figura 47 muestra el diagrama de Gantt del cronograma.

Ejecutar la propuesta tiene un costo que implica todas las actividades del plan y no solamente la inversión inicial del proyecto, el presupuesto para la propuesta Granja Solar Zacapa se muestra en la Tabla 21, algunas actividades o subactividades para la empresa CENIT S.A. no representan un costo adicional por la estructura con la que está ya cuenta. El presupuesto asciende a L15,404,297.50.

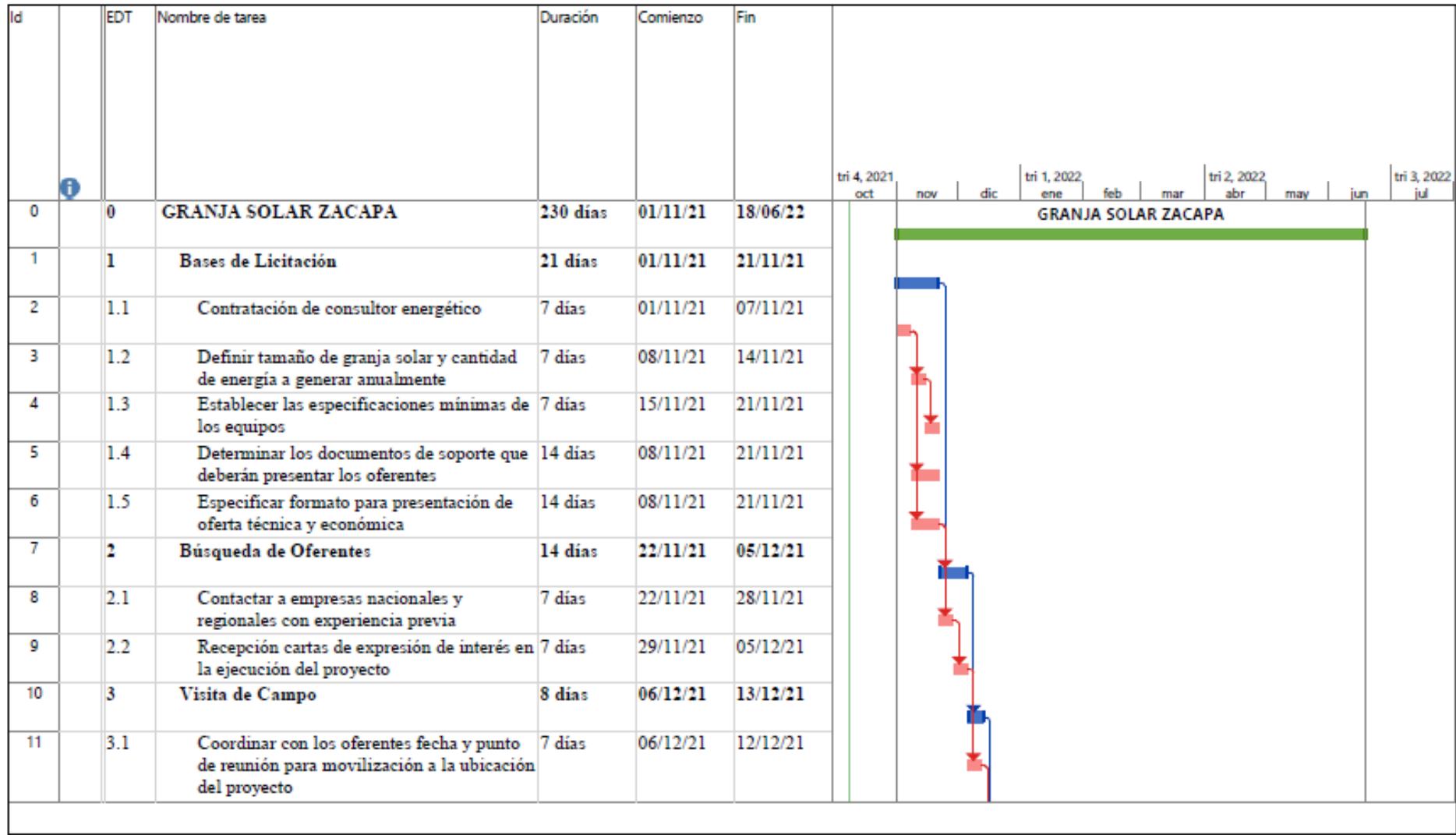
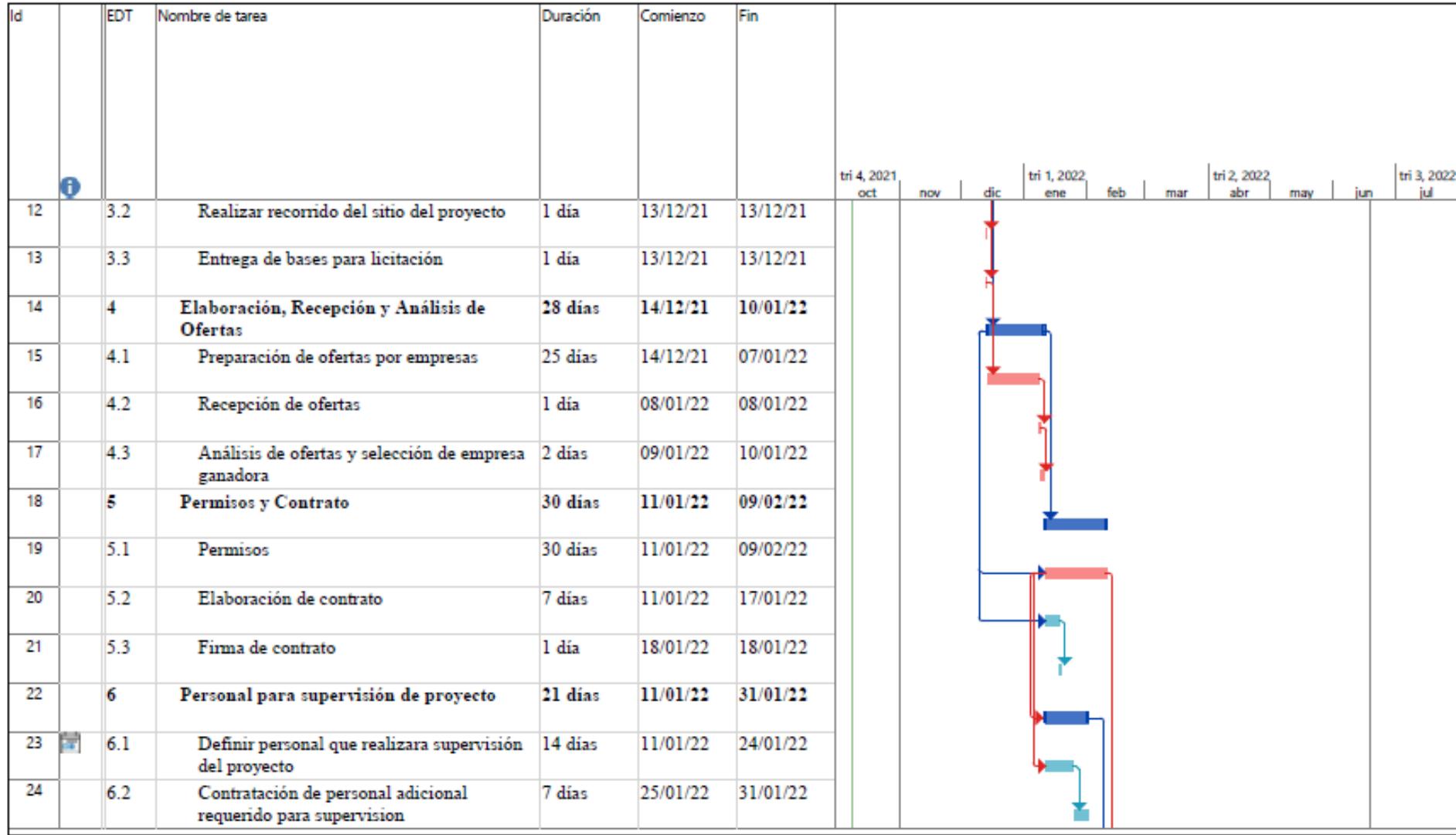


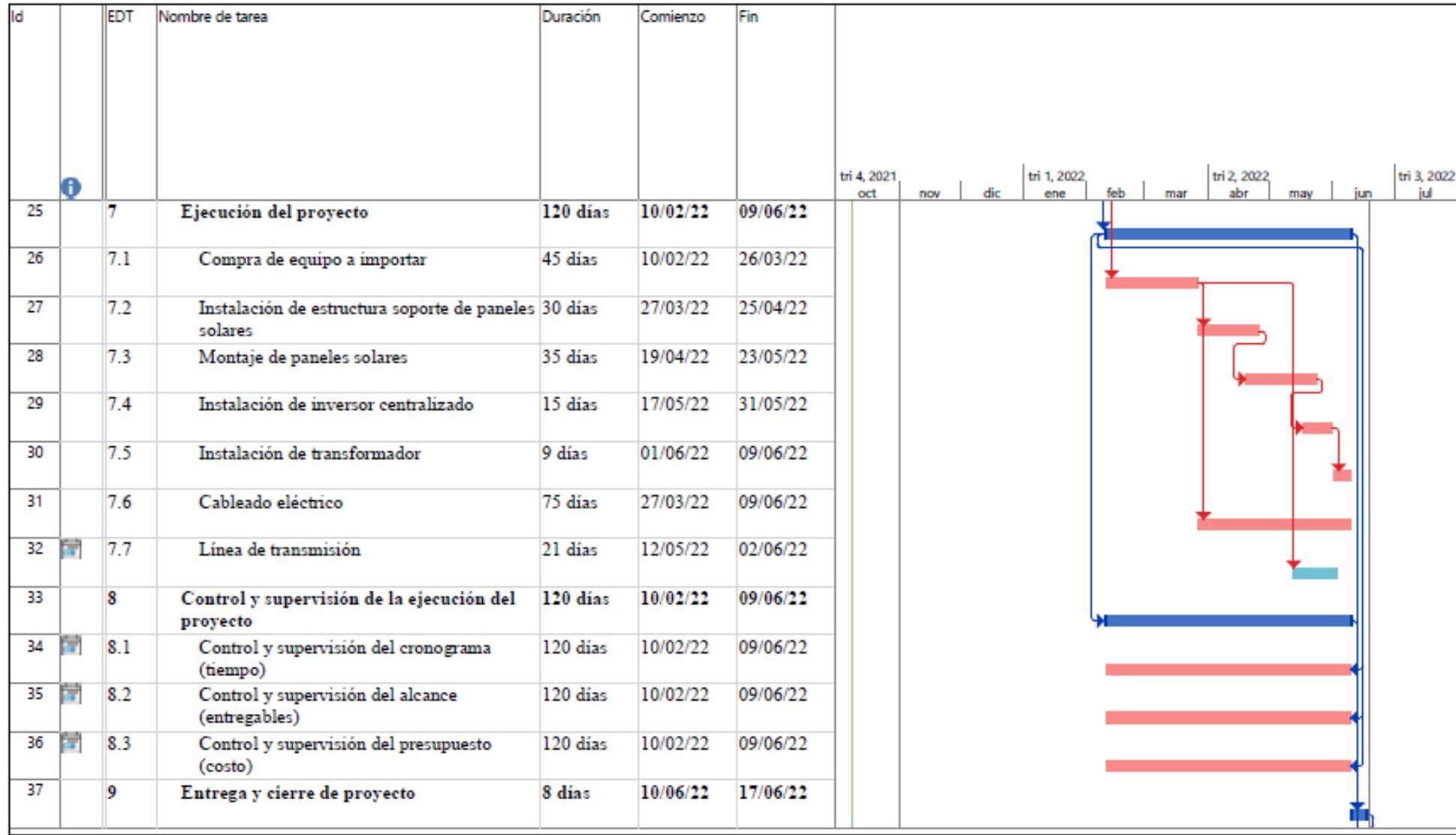
Figura 47. Diagrama de Gantt Granja Solar Zacapa

Fuente: Elaboración propia

Continuación Figura 47. Diagrama de Gantt Granja Solar Zacapa



Continuación Figura 47. Diagrama de Gantt Granja Solar Zacapa



Continuación Figura 47. Diagrama de Gantt Granja Solar Zacapa

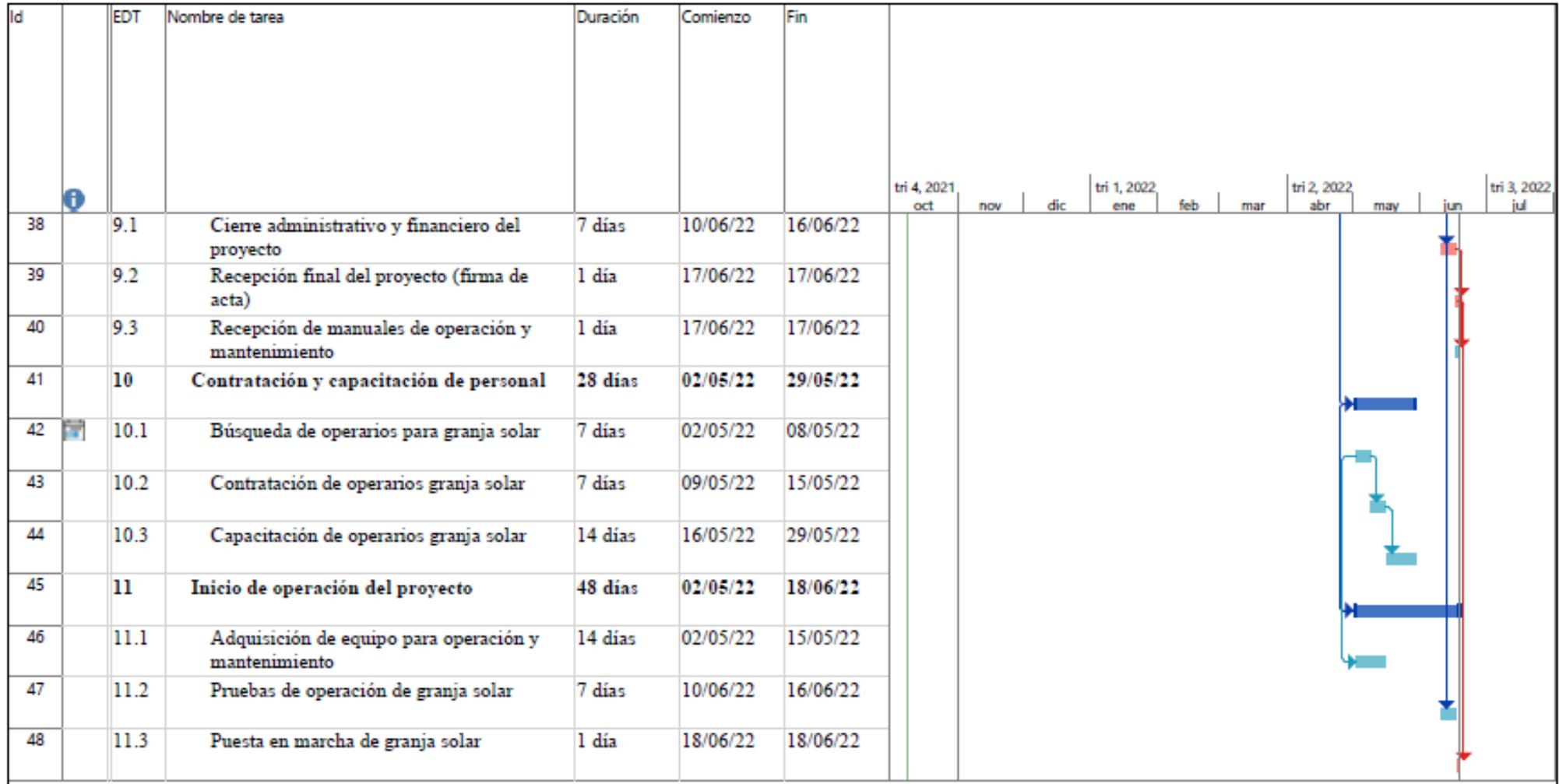


Tabla 21. Presupuesto Granja Solar Zacapa

No.	Actividad	Valor
1	Bases de Licitación	L 25,000.00
1.1	Contratación de consultor energético	L -
1.2	Definir tamaño de granja solar y cantidad de energía a generar anualmente	L -
1.3	Establecer las especificaciones mínimas de los equipos	L -
1.4	Determinar los documentos de soporte que deberán presentar los oferentes	L -
1.5	Especificar formato para presentación de oferta técnica y económica	L -
2	Búsqueda de Oferentes	L -
2.1	Contactar a empresas nacionales y regionales con experiencia previa	L -
2.2	Recepción cartas de expresión de interés en la ejecución del proyecto	L -
3	Visita de Campo	L 3,500.00
3.1	Coordinar con los oferentes fecha y punto de reunión para movilización a la ubicación del proyecto	L -
3.2	Realizar recorrido del sitio del proyecto	L 2,500.00
3.3	Entrega de bases para licitación	L 1,000.00
4	Elaboración, Recepción y Análisis de Ofertas	L -
4.1	Preparación de ofertas por empresas	L -
4.2	Recepción de ofertas	L -
4.3	Análisis de ofertas y selección de empresa ganadora	L -
5	Permisos y Contrato	L 110,000.00
5.1	Permisos	L 100,000.00
5.2	Elaboración de contrato	L 10,000.00
5.3	Firma de contrato	L -
6	Personal para supervisión de proyecto	L -
6.1	Definir personal que realizara supervisión del proyecto	L -
6.2	Contratación de personal adicional requerido para supervisión	L -
7	Ejecución del proyecto	L 13,815,797.50
7.1	Compra y suministro de equipos y materiales locales e importados	L 12,025,797.50
7.2	Instalación de estructura soporte de paneles solares	L 1,540,000.00
7.3	Montaje de paneles solares	
7.4	Instalación de inversor centralizado	
7.5	Instalación de transformador	
7.6	Cableado eléctrico	
7.7	Línea de transmisión	L 250,000.00
8	Control y supervisión de la ejecución del proyecto	L 1,200,000.00
8.1	Control y supervisión del cronograma (tiempo)	L 400,000.00
8.2	Control y supervisión del alcance (entregables)	L 400,000.00
8.3	Control y supervisión del presupuesto (costo)	L 400,000.00
9	Entrega y cierre de proyecto	L -
9.1	Cierre administrativo y financiero del proyecto	L -
9.2	Recepción final del proyecto (firma de acta)	L -
9.3	Recepción de manuales de operación y mantenimiento	L -
10	Contratación y capacitación de personal	L 50,000.00
10.1	Búsqueda de operarios para granja solar	L -
10.2	Contratación de operarios granja solar	L -
10.3	Capacitación de operarios granja solar	L 50,000.00
11	Inicio de operación del proyecto	L 200,000.00
11.1	Adquisición de equipo para operación y mantenimiento	L 200,000.00
11.2	Pruebas de operación de granja solar	L -
11.3	Puesta en marcha de granja solar	L -
TOTAL		L 15,404,297.50

Fuente: Elaboración propia

6.6 Tabla de Concordancia

Tabla 22. Tabla de concordancia

Capítulo I			Capítulo II	Capítulo III			Capítulo V	Capítulo VI	
Título Investigación	Objetivo General	Objetivos Específicos	Teorías/ Metodologías de sustento	Variables	Poblaciones	Técnicas	Conclusiones	Nombre de la propuesta	Objetivo de la propuesta
Prefactibilidad Granja Solar Fotovoltaica Versus Cambio de Turbina y su Ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa	Identificar la alternativa técnicamente y financieramente factible que presente la mayor Tasa Interna de Rendimiento (TIR) superando el costo de capital, entre una granja solar fotovoltaica versus cambio de turbina y su ubicación, para compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca generada en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.	Determinar tamaño requerido para una granja solar fotovoltaica y definir su ubicación ideal en las propiedades cercanas de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa para compensar la caída anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante la temporada seca.	Energía Hidroeléctrica	*Tipo de aprovechamiento hidroeléctrico *Caudal *Salto Hidráulico *Turbina	Empresa CENIT SA	*Teoría de sustento *PVWatts Calculator *Visita técnica de evaluación *GPS	Mediante el estudio técnico operativo se determinó el tamaño requerido para la granja solar de 737 kWp, el cual requiere de 1,100 unidades de paneles solares con potencia nominal de 670 W (HiKu 7 Canadian Solar). Se estableció la ubicación ideal para la granja solar 500 metros al noreste de las instalaciones de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa. La disponibilidad de área en la ubicación seleccionada es de 14,878 metros cuadrados y la granja solar necesita un área de 6,833.97 metros cuadrados. Con este tamaño y en la ubicación establecida se puede compensar la energía eléctrica que se deja de generar en temporada seca obteniendo una generación anual de 1,307,923 kWh.	Granja Solar Zacapa, San Pedro Zacapa, Santa Bárbara.	Diseñar, construir y poner en marcha una granja solar de 737 kWp con una generación anual estimada de 1,307,923 kWh en un plazo de 230 días calendario con un costo total de la propuesta de L15,404,297.50.

Capítulo I			Capítulo II	Capítulo III			Capítulo V	Capítulo VI	
Título Investigación	Objetivo General	Objetivos Específicos	Teorías/Methodologías de sustento	Variables	Poblaciones	Técnicas	Conclusiones	Nombre de la propuesta	Objetivo de la propuesta
		Analizar la factibilidad financiera de la granja solar fotovoltaica para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.				*Teoría de sustento *Flujo de caja *Evaluación Económica, Técnicas de capital	Los resultados de factibilidad financiera para la granja solar, cuya inversión inicial asciende a L13,815,797.50, demuestran viabilidad al obtener valores positivos en las técnicas de capital, valor presente neto de L1,491,486.73, tasa interna de rendimiento de 16.92% mayor al 15% esperado por la empresa, el índice de rentabilidad es de 1.11 y el periodo para recuperación de la inversión 5.53 años.		

Capítulo I			Capítulo II	Capítulo III			Capítulo V	Capítulo VI	
Título Investigación	Objetivo General	Objetivos Específicos	Teorías/ Metodologías de sustento	Variables	Poblaciones	Técnicas	Conclusiones	Nombre de la propuesta	Objetivo de la propuesta
		Definir nueva ubicación para la casa de máquinas dentro de la propiedad de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa y su nueva diferencia de altura o salto que permita compensar la caída de la producción anual y las pérdidas habituales de energía eléctrica durante los meses de temporada seca.	Energía Solar	*Tipo de energía solar *Paneles solares fotovoltaicos *Irradiancia		*Teoría de sustento *Visita técnica de evaluación *GPS	El levantamiento topográfico con GPS permitió definir la nueva ubicación para la casa de máquinas dentro de la propiedad de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa 300 m al suroeste de la casa de máquinas actual. En esta nueva ubicación se obtuvo un salto hidráulico bruto de 23.00 metros, únicamente 90 centímetros mayor al de las instalaciones actuales. Esta nueva ubicación y salto hidráulico no permite compensar las pérdidas habituales durante los meses de temporada seca, por ello técnicamente esta alternativa resulta no viable.		

Capítulo I			Capítulo II	Capítulo III			Capítulo V	Capítulo VI	
Título Investigación	Objetivo General	Objetivos Específicos	Teorías/ Metodologías de sustento	Variables	Poblaciones	Técnicas	Conclusiones	Nombre de la propuesta	Objetivo de la propuesta
		<p>Seleccionar la turbina ideal con mayor capacidad de generación y eficiencia, para la nueva diferencia de altura o salto de la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.</p>				*Teoría de sustento	<p>A pesar del mínimo incremento en el nuevo salto hidráulico bruto (23.90 m) y considerando el caudal de diseño (3.2 m³/s), se estudió la alternativa de utilizar una turbina tipo Francis por ser la más eficiente para ese salto hidráulico y caudal, garantizando con ello una mayor producción de energía a la producción actual. Sin embargo, la generación de 3.06 GWh de energía anual supera la generación de diseño de 2.84 GWh, pero resulta insuficiente para compensar las pérdidas habituales en temporada seca.</p>		
		<p>Analizar la factibilidad financiera de la nueva turbina y el cambio de su ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.</p>	<p>Estudio de prefactibilidad</p>	<p>*Localización *Tamaño *Equipo *Insumos *Organización humana *Inversión Inicial *Ingresos *Costos</p>		<p>*Teoría de sustento *Flujo de caja *Evaluación Económica, Técnicas de capital</p>	<p>Considerando la inviabilidad técnica de la nueva turbina y el cambio de su ubicación para compensar la energía que se deja de generar en temporada seca, la realización del análisis financiero resulta ser innecesario y por ello no se obtuvieron resultados.</p>		

Capítulo I			Capítulo II	Capítulo III			Capítulo V	Capítulo VI	
Título Investigación	Objetivo General	Objetivos Específicos	Teorías/ Metodologías de sustento	Variables	Poblaciones	Técnicas	Conclusiones	Nombre de la propuesta	Objetivo de la propuesta
		Determinar la opción técnicamente viable que presente mejor rentabilidad de los proyectos, granja solar fotovoltaica y cambio de turbina y su ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.		*Utilidad *Impuestos *Depreciación *Inflación			En base a los resultados alcanzados, la granja solar es la única opción técnicamente viable y que además presentó una rentabilidad financiera para la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.		
		Desarrollar propuesta de proyecto técnicamente viable que presente mejor rentabilidad entre granja solar fotovoltaica y cambio de turbina y su ubicación en la Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.							

Fuente: Elaboración propia

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alonso Lorenzo, J. (s.f.). *Sunfields Europe*. Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/radiacion-solar/>
- Aranda Usón, A., & Zabalza Bribián, I. (2009). *Energía solar térmica*. Obtenido de <https://elibro.net/es/ereader/unitechn/42322>
- ATAI. (s.f.). Obtenido de <https://ataicr.com/estadia-5-metros-aluminio-telescopica-e-metrico-mm.-sitepro>
- Autosolar Energía y Servicios. (2019). *autosolar.es*. Obtenido de <https://autosolar.es/blog-electrico/definiciones-electricas/el-papel-del-contador-electrico>
- Baca Urbina, G. (2013). *Evaluacion de Proyectos*. McGrawHill/Interamericana Editores, S.A. de C.V. Obtenido de https://uachatec.com.mx/wp-content/uploads/2019/05/LIBRO-Evaluaci%C2%A2n-de-proyectos-7ma-Edici%C2%A2n-Gabriel-Baca-Urbina-FREELIBROS.ORG_.pdf
- Banco Mundial. (29 de noviembre de 2017). *bancomundial.org*. Obtenido de <https://www.bancomundial.org/es/results/2017/11/29/solar>
- CAF, B. d. (2017). *caf.com*. Obtenido de <https://www.caf.com/es/conocimiento/visiones/2017/01/por-que-es-importante-la-hidroenergia-y-cual-es-su-potencial-en-america-latina/>
- Constitución de la Republica. (1982). (23,612). La Gaceta. Obtenido de <https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Ley-de-la-Constitucion-de-la-Republica.pdf>

Cordero, R. G. (2017). *Sunfields Europe*. Obtenido de https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/#Tipos_de_paneles_fotovoltaicos_según_su_tecnología

Córdoba Padilla, M. P. (2011). *Formulación y evaluación de proyecto*. Ecoe Ediciones .

Dávila, C., Vilar, D., Villanueva, G., & Quiroz, L. (2010). *Manual para la evaluación de la demanda, recursos hídricos, diseño e instalación de microcentrales hidroeléctricas* (primera edición ed.). Soluciones Prácticas. Obtenido de <http://funsepa.net/soluciones/pubs/NjU1.pdf>

Deingenierias.com. (8 de marzo de 2019). *Deingenierias.com*. Obtenido de <https://deingenierias.com/hidroelectricas/partes-de-una-central-hidroelectrica/>

Dirección General de Electricidad y Mercados. (2019). *Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico de Honduras 2019*. Obtenido de https://portalunico.iaip.gob.hn/portal/ver_documento.php?uid=ODQ1NzYwODkzNDc2MzQ4NzEyNDYxOTg3MjM0Mg==

Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (2021). *Boletín Estadístico Febrero 2021*. Obtenido de <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>

Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE. (2021). *Boletín Estadístico Febrero 2021*. Obtenido de <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>

Galdiano Hernández, M. (2011). *Aprovechamiento de energías renovables*. Málaga: ICB. Obtenido de <https://elibro.net/es/ereader/unitechn/59559?>

Geotop. (s.f.). Obtenido de <https://geotop.com.pe/tag/nivel-topografico/>

Green Forest. (s.f.). Obtenido de <https://greenforest.com.co/producto/nivel-abney-con-aumento-de-5x-sokkia/>

Heuvel dop, J., Pardo Tasies, J., Quirós Conejo, S., & Espinoza Prieto, L. (1986).

Agroclimatología Tropical. Universidad Estatal a Distancia San José Costa Rica.

Obtenido de

https://books.google.hn/books?id=DD05AfVeRs0C&pg=PA71&dq=instrumentos+para+medir+la+radiacion+solar&hl=es-419&sa=X&ved=2ahUKEwjaw9in-5PyAhXyRDABHUF_B34Q6wEwAXoECAMQAQ#v=onepage&q=instrumentos%20para%20medir%20la%20radiacion%20solar&f=false

idbinvest. (14 de agosto de 2020). *idbinvest.org*. Obtenido de

<https://www.idbinvest.org/es/blog/energia/cuatro-paises-que-lideran-en-energia-solar-en-america-latina-y-el-caribe>

Instituto Tecnológico de Canarias. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética*. Obtenido de <https://www.cienciacanaria.es/files/Libro-de-energias-renovables-y-eficiencia-energetica.pdf>

International Hydropower Association. (2020). *2020 Hydropower Status Report*. Obtenido de

https://hydropower-assets.s3.eu-west-2.amazonaws.com/publications-docs/2020_hydropower_status_report.pdf

IRENA. (2021). *irena.org*. Obtenido de [irena.org: https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series](https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series)

IRENA. (2021). *irena.org*. Obtenido de <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies>

IRENA. (2021). *irena.org*. Obtenido de <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-Trends>

IRENA. (5 de abril de 2021). *irena.org*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Press-Release/2021/Apr/IRENA-Capacity-Stats-2020_Press-Release_Spanish.pdf?la=en&hash=3B4B1961FE5181FED7E09B4DCC2AC3F3E852F722

Izar Landeta, J. (2006). *Gestión y Evaluación de Proyectos*. CENGAGE Learning. Obtenido de https://issuu.com/cengagelatam/docs/gesti__n_y_evaluaci__n_de_proyectos/13

Jarauta Rovira, L. (2015). *Las energías renovables*. Editorial UOC. Obtenido de <https://elibro.net/es/ereader/unitechn/56284>

Kotler, P. &. (2008). *Fundamentos de Marketing*. Pearson Educación de México, S.A. de C.V.

Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables. (2007). (31,422). La Gaceta. Obtenido de https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Documentos-CPI-CREE-01-2019_Ley-de-Promoci%C3%B3n-a-la-Generaci%C3%B3n-de-Energ%C3%ADa-El%C3%A9ctrico-con-Recursos-Renovables.pdf

Ley General de la Industria Eléctrica. (2014). (33,431). La Gaceta. Obtenido de https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Ley-General-de-la-Industria-Elctrica-Decreto-404_2013.pdf

Luna, R. (2001). *Guía para elaborar estudios de factibilidad de proyectos ecoturísticos*. Guatemala .

Marcos Fano, J. M. (2006). La generación de energía hidroeléctrica. *Anales de mecánica y electricidad*, 35-40.

Markvart, T. J. (2000). *Electricity from the Sun*. Obtenido de [https://www.scirp.org/\(S\(lz5mqp453edsnp55rrgjt55\)\)/reference/ReferencesPapers.aspx?ReferenceID=2019210](https://www.scirp.org/(S(lz5mqp453edsnp55rrgjt55))/reference/ReferencesPapers.aspx?ReferenceID=2019210)

National Renewable Energy Laboratory. (s.f.). Obtenido de <https://www.nrel.gov/>

National Renewable Energy Laboratory (NREL). (s.f.). PVWatts Calculator 6.1.4.

NU. CEPAL. (noviembre de 2017). *cepal.org*. Obtenido de [cepal.org](https://www.cepal.org/es/publicaciones/42426-impactos-potenciales-cambio-climatico-ambito-hidroelectrico-panama-la-republica):
<https://www.cepal.org/es/publicaciones/42426-impactos-potenciales-cambio-climatico-ambito-hidroelectrico-panama-la-republica>

Oficina de Coordinación Nacional de Posicionamiento, Navegación, y Cronometría por Satélite. (s.f.). *gps.gov*. Obtenido de <https://www.gps.gov/systems/gps/spanish.php>

Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) y Centro Internacional para la Pequeña Hidroeléctrica (CIPH). (2019). *Informe Mundial sobre el Desarrollo de la Pequeña Central Hidroeléctrica 2019*. Obtenido de https://www.unido.org/sites/default/files/files/2020-05/Executive%20Summary%20-%20Spanish_1.pdf

Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial y el Centro Internacional para la Pequeña Hidroeléctrica. (2019). *Informe Mundial sobre el Desarrollo de la Pequeña*

Central Hidroeléctrica 2019. Obtenido de

https://www.unido.org/sites/default/files/files/2020-05/Executive%20Summary%20-%20Spanish_1.pdf

Palomenque, V., Valdez, I., Jara, N., & Reinoso, F. (2020). Diseño de una minicentral hidroeléctrica. *Revista Iberica de Sistemas y Tecnologías de Información*, 30-43.

Obtenido de

<https://www.proquest.com/docview/2404398056/abstract/26D821CCCD184E3EPQ/2>

Penche, C. (2006). *Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*. Obtenido de

<https://www.yumpu.com/es/document/view/13434331/guia-para-el-desarrollo-de-una-pequena-central-hidroelectrica-asha>

Peña, J. (2007). *Planeación del Efectivo*. Universidad Autónoma De Santo Domingo.

Reforma a la ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.

(2013). (33,191). La Gaceta. Obtenido de <https://www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas/>

Reglamento de La Ley General de la Industria Eléctrica. (2020). (35,301). La Gaceta. Obtenido

de <https://cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Reglamento-de-la-Ley-General-de-la-Industria-El%C3%A9ctrica-RLGIE.pdf>

Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista. (2020).

(35,302). La Gaceta. Obtenido de <https://cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Reglamento-de-Operaci%C3%B3n-del-Sistema-y-Administraci%C3%B3n-del-Mercado-Mayorista-ROM.pdf>

Rodríguez Mesa, G. (2006). *La evaluación financiera y social de proyectos de inversión* (Tercera ed.). Obtenido de <https://www.gestiopolis.com/evaluacion-economica-social-y-ambiental-de-un-proyecto-cunicola-en-cuba/>

Sanz Osorio, J. F. (2008). *Energía hidroeléctrica*. Pressas Universitarias de Zaragoza. Obtenido de https://books.google.es/books?id=okGwHH1TePoC&printsec=frontcover&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false

Sapag Chain, N. (2001). *Evaluacion de proyectos de inversion en la empresa*.

Secretaria de Finanzas Direccion Ejecutiva de Ingresos. (2004). *sefin.gob.hn*. Obtenido de http://www.sefin.gob.hn/wp-content/uploads/leyes/LEY%20DE%20IMPTO_S_VTAS.pdf

Secretaria de Finanzas Direccion Ejecutiva de Ingresos. (2004). *sefin.gob.hn*. Obtenido de http://www.sefin.gob.hn/wp-content/uploads/leyes/LEY%20IMPUESTO%20SOBRE%20RENTA%2012-04-%202004%20_2_.pdf

Trejo Pacheco, L. (2019). *Diseño y construcción de una miniplanta de generación fotovoltaica para la escuela profesional de ingeniería electrónica de la Universidad Católica San Pablo*.

UNEF . (2018). *El desarrollo actual de la energía solar fotovoltaica en España*. Madrid: Unión Española Fotovoltaica (UNEF). Obtenido de https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/09/11092018-informe_final.pdf

Vázquez, T. (2018). *Energía solar fotovoltaica*. Murcia, España: Cano Pina.

Ventura, E. (2018). *Lavanguardia.com*. Obtenido de <https://www.lavanguardia.com/vida/junior-report/20181231/453841289741/medir-energia-amperios-voltios-vatios.html>

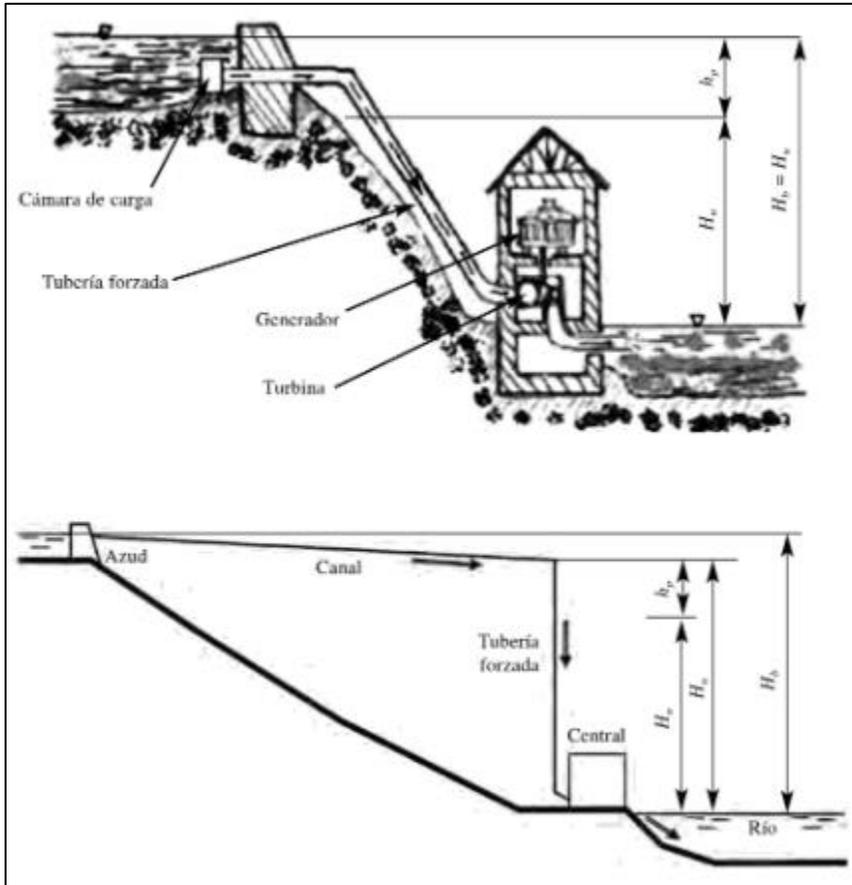
World Bank Group. (2017). *solargis.com*. Obtenido de <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/honduras>

Zabalza Bribián , I., & Aranda Usón, A. (2009). *Energía solar térmica*. Prensas de la Universidad de Zaragoza. Obtenido de <https://elibro.net/es/ereader/unitechn/42322>

Zelaya Bertrand, T., & Álvarez, H. (2017). Estado Actual de la Energía Hidroeléctrica en Honduras. Análisis del 2007 al 2017. *Revista de la Escuela de Física Universidad Nacional Autónoma de Honduras*, 8(1), 60-79. doi:<https://doi.org/10.5377/ref.v8i1.10089>

ANEXOS

Anexo 1. Saltos Hidráulicos



Anexo 2. Ficha de evaluación técnica de campo, selección de localización para granja solar en Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

FICHA DE EVALUACIÓN TÉCNICA DE CAMPO

**SELECCIÓN DE LOCALIZACION PARA GRANJA SOLAR EN MINICENTRAL
HIDROELECTRICA ZACAPA**

Fecha: _____

Ubicación exacta:

Coordenadas GPS: _____

Características del terreno

Área disponible sin sombras (m²): _____

Estimación de área necesaria para granja solar (m²): _____

Uso actual del terreno: _____

Accesibilidad al terreno: _____

Condiciones topográficas a simple vista:

Plano _____ Pendiente menor al 15% _____ Pendiente mayor al 15% _____

Distancia a la subestación (m): _____

Insertar fotografías:

Anexo 3. Ficha de evaluación técnica de campo, selección de localización para nueva casa de máquinas y su turbina en Minicentral Hidroeléctrica Zacapa.

FICHA DE EVALUACIÓN TÉCNICA DE CAMPO

SELECCIÓN DE LOCALIZACIÓN PARA NUEVA CASA DE MÁQUINAS Y SU TURBINA EN MINICENTRAL HIDROELECTRICA ZACAPA

Fecha: _____

Ubicación exacta:

Coordenadas GPS: _____

Características del terreno

Área disponible para edificación casa de máquinas (m²): _____

Estimación de área necesaria para casa de máquinas (m²): _____

Uso actual del terreno: _____

Accesibilidad al terreno: _____

Condiciones topográficas a simple vista:

Plano _____ Pendiente menor al 15% _____ Pendiente mayor al 15% _____

Diferencia de elevación entre casa de máquinas existente y el terreno evaluado (m): _____

Distancia del terreno evaluado a sitio de retorno agua turbinada (m): _____

Distancia a la subestación (m): _____

Insertar fotografías:

Anexo 4. Hoja técnica de fabricante panel solar HiKu7



HiKu7 Mono PERC

640 W ~ 670 W

CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MS



MORE POWER

-  Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %
-  Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25 Years Linear Power Performance Warranty*

1* year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable CanadianSolar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001:2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNE 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-away



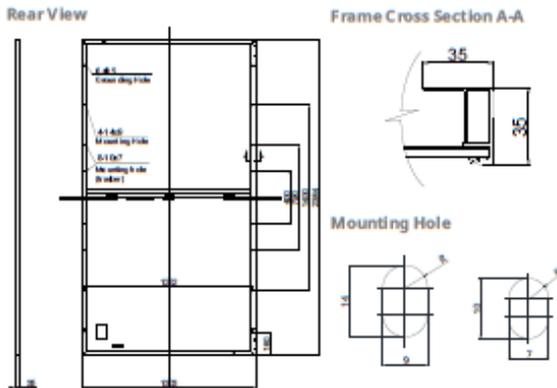
* These specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 55 GW deployed around the world since 2001.

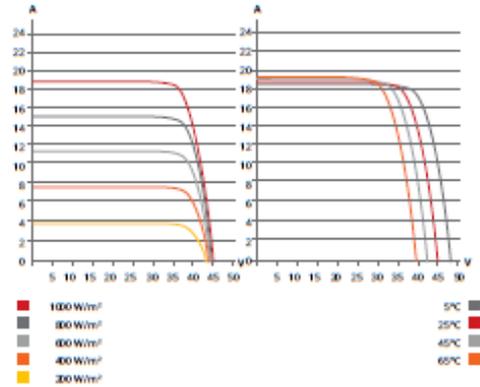
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS
Nominal Max. Power (P _{max})	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W	670 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V	38.7 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A	17.32 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (I _{sc})	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A	18.55 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

*Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMO†

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS
Nominal Max. Power (P _{max})	480 W	484 W	487 W	491 W	495 W	499 W	502 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	35.2 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V	36.1 V	36.3 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	13.64 A	13.72 A	13.74 A	13.76 A	13.79 A	13.83 A	13.85 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	42.2 V	42.3 V	42.5 V	42.7 V	42.9 V	43.1 V	43.3 V
Short Circuit Current (I _{sc})	14.77 A	14.80 A	14.83 A	14.86 A	14.89 A	14.93 A	14.96 A

†Under Nominal Module Operating Temperature (NMO), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 × 1303 × 35 mm (93.9 × 51.3 × 1.38 in)
Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) (supply additional jumper cable: 2 lines / Pallet) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the ongoing innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at anytime without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SN D, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

July 2021. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V1.7_BN

Anexo 5. Especificaciones técnicas de inversor

Technical data and types

Type code	ULTRA-700.0-TL	ULTRA-1050.0-TL	ULTRA-1400.0-TL	ULTRA-1500.0-TL
Input side				
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V			
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin} \dots V_{MPPTmax}$) at V_{oc}	470...800 V Linear derating from max to 15 kW (850 V < V_{MPPT} < 900 V) 560 kW @ 470 V	470...800 V Linear derating from max to 22.5 kW (850 V < V_{MPPT} < 900 V) 840 kW @ 470 V	470...800 V Linear derating from max to 30 kW (850 V < V_{MPPT} < 900 V) 1120 kW @ 470 V	470...800 V Linear derating from max to 30 kW (850 V < V_{MPPT} < 900 V) 1120 kW @ 470 V
MPPT input DC range ($V_{MPPTmin} \dots V_{MPPTmax}$) at P_{in} and V_{oc}	585...850 V @ 700 kW 645...850 V @ 780 kW	585...850 V @ 1050 kW 645...850 V @ 1170 kW	585...850 V @ 1400 kW 645...850 V @ 1560 kW	585...850 V @ 1400 kW 645...850 V @ 1560 kW
Number of independent MPPT multi-master	2	3	4	4
Maximum combined DC input current ($I_{dc,max}$)	1388 A (2 x 694 A)	2082 A (3 x 694 A)	2776 A (4 x 694 A)	2776 A (4 x 694 A)
Maximum DC input current for each module ($I_{dc,max,m}$)	694 A			
Number of DC inputs pairs	10	15	20	20
DC connection type	20 x 50 mm ² ...240 mm ² (M12)	30 x 50 mm ² ...240 mm ² (M12)	40 x 50 mm ² ...240 mm ² (M12)	
Input protection				
Reverse polarity protection	Yes			
Input overvoltage protection	Type I voltage surge protection, 1 for each module			Type II voltage surge protection, 1 for each module
Photovoltaic array leakage control, floating neutral, floating panels	Optional			
Residual current protection, grounded neutral, floating panels	Not included; recommended 10 A ground fault protection with time and current adjustable			
Fuse size for each input pair	160...400 A			
Output side				
AC grid connection type	Three-phases 3W+PE			
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi = 1$)	780 kW	1170 kW	1560 kW	1560 kW
Maximum apparent power (S_{max})	780 kVA	1170 kVA	1560 kVA	1560 kVA
Rated grid voltage (V_{ac})	690 V			
AC voltage range ($V_{ac,min} \dots V_{ac,max}$)	621...759 V ¹⁾			
Maximum output current ($I_{ac,max}$)	650 A	975 A	1300 A	1300 A
Contributory fault current	1036 A	1554 A	2072 A	2072 A
Rated frequency (f)	50/60 ²⁾ Hz			
Frequency range ($f_{min} \dots f_{max}$)	47...53 / 57...63 Hz ²⁾			
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995 (adj. ± 0.10)			
Total harmonic distortion	< 3% (@ P_{ac})			
AC connection type (for each phase)	6 x 240 mm ² (M12)			
Output protection				
Anti-islanding protection	According to local standard			
Output overvoltage protection	Type II voltage surge protection			
AC switch	Yes, AC switch / AC circuit breaker (optional)			
AC fuse for each module	3x450 A / 200 kA			

Technical data and types

Type code	ULTRA-700.0-TL	ULTRA-1050.0-TL	ULTRA-1400.0-TL	ULTRA-1500.0-TL
Operating performance				
Maximum efficiency (η_{max})	98.7% ¹⁾			
Weighted efficiency ($\eta_{weighted}$ / η_{GEC})	98.2% / 98.0% ²⁾			
Stand-by consumption/night-time power loss	< 90 W	< 110 W	< 180 W	< 180 W
AC auxiliary supply	3 x 400 Vac +N, 50/60 Hz			
Auxiliary supply consumption	< 0.50% of $P_{ac,r}$	< 0.60% of $P_{ac,r}$	< 0.50% of $P_{ac,r}$	< 0.50% of $P_{ac,r}$
Auxiliary supply consumption without cooling	< 0.05% of $P_{ac,r}$	< 0.06% of $P_{ac,r}$	< 0.05% of $P_{ac,r}$	< 0.05% of $P_{ac,r}$
Inverter switching frequency	9 kHz			
Communication				
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)			
Remote monitoring	VSN700 Data Logger (opt.)			
String Combiner	PVI-STRINGCOMB (opt.)			
User interface	TFT LCD 5.7"			
Environmental				
Ambient temperature range	-20...+ 60°C/-4... 140°F with derating above 50°C/122°F			
Relative humidity	0...100% condensing			
Sound pressure level, typical	78 dB(A) @ 1 m			
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft			
Physical				
Environmental protection rating	IP65		IP54	
Cooling	Liquid cooling with on-board heat exchanger			
Required air cooling flow	Not applicable			
Dimension (H x W x D)	2920 x 3020 x 1520 mm / 114.9 x 118.9 x 59.9"	2920 x 3720 x 1520 mm / 114.9 x 146.5 x 59.9"	2920 x 4420 x 1520 mm / 114.9 x 174.0 x 59.9"	2734 x 4840 x 1128 mm / 107.64 x 190.55 x 44.41"
Weight	< 3000 kg / 6613 lbs	< 3800 kg / 8377 lbs	< 4600 kg / 10141 lbs	< 4000 Kg / 8818 lbs
Weight of the module	< 55 kg / 121 lbs			
Safety				
Transformer	No			
Marking	CE (50 Hz only)			
Safety and EMC standard	EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN61000-6-2, EN61000-6-4			
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI-0-16, BDEW, P.O.12.3, Ordinul 30/2013			

¹⁾ The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

²⁾ The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product
For the available options refer to the configuration module and verify with ABB technical support

³⁾ Power consumption of the auxiliary services not included

⁴⁾ Check availability with ABB

Anexo 6. Especificaciones técnicas de transformador

Transformador Pedestal Trifásico



Prolec GE ofrece la línea completa de transformadores de distribución inmersos en aceite que cumplen con las normas ANSI®/IEEE®, NEMA y RUS aplicables.

Tensiones estándar

Tensión Primaria	
Voltaje	NBAI (kV)
Delta o Estrella	
2400	45
4160	60
4800	60
7200	75
7620	75
12000	95
12470	95
13200	95
13800	95
16340	95

Tensión Secundaria	
Voltaje	NBAI (kV)
208Y/120	30 (*)
480Y/277	30 (*)

(*) 45 kV NBAI como opción estándar solamente para devanados; terminales son 30 kV NBAI

Capacidades estándar

Capacidades estándar (kVA)		
45	225	1000
75	300	1500
112.5	500	2000
150	750	2500

Para otras capacidades no listadas, favor de contactar a su representante de ventas o distribuidor local

Estrella aterrizada	
4160GrdY/2400	60
12470GrdY/7200	95
13200GrdY/7620	95
13800GrdY/7970	95
22860GrdY/13200	125
23900GrdY/13800	125
24940GrdY/14400	125
34500GrdY/19920	150

Dimensiones generales típicas de referencia (en mm)

kVA	Alto	Ancho	Profundidad	Peso (kg)	Lts de aislante
75	1,620	1,155	1,645	1,140	515
112.5	1,625	1,170	1,645	1,235	545
150	1,635	1,195	1,650	1,310	545
225	1,680	1,265	1,710	1,585	620
300	1,700	1,355	1,730	1,750	645
500	1,725	1,560	1,770	2,250	770
750	1,895	1,820	1,840	2,990	1,030
1000	1,970	1,910	1,895	3,470	1,180
1500	2,090	2,080	2,110	4,485	1,395
2000	2,180	2,155	2,250	5,395	1,640
2500	2,215	2,245	2,430	6,255	1,840

Anexo 7. Costos fijos de administración y costos de operación y mantenimiento

Descripción	Cantidad	Unidad	Precio	Total
Papel tamaño carta	1	caja	1,050.00	1,050.00
Tinta	4	cartuchos	310.00	1,240.00
Grapas	1	caja	45.00	45.00
Lápices	2	caja	38.00	76.00
Seguro de accidentes	1	unidad	4,320.00	4,320.00
Línea de telefonía móvil	1	unidad	360.00	360.00
			Total	L7,091.00

Descripción	Cantidad	Unidad	Salario	Total
Operarios granja solar	1	Unidad	10,500.00	10,500.00
			Total x 14 salarios anuales	147,000.00

Anexo 8. Cotización granja solar 737 kWp



COTIZACION N.º CA-01976 S.P.S
 0001-18

Cotizado a: **Mini Central Hidroeléctrica Zacapa**
 Atención: **Ing. Cesar Cueva**
 Validez de la Oferta: **30 Días**
 Condiciones de Pago: **Contra Entrega**

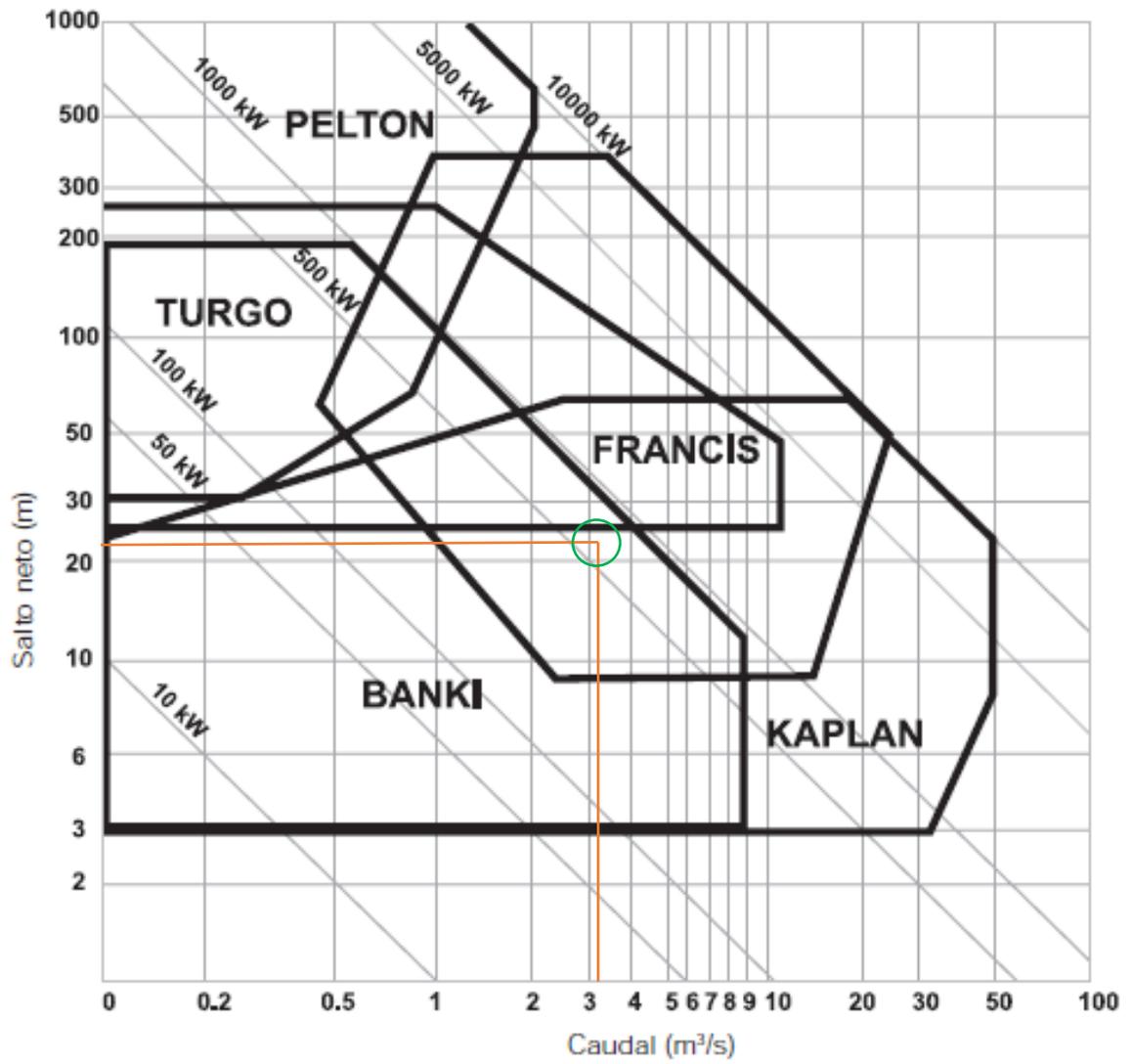
Fecha: **5 de octubre de 2021**
 Dirección:
 Contacto:
 Email: cuevaserrano2450@hotmail.com

CODIGO	ARTICULOS/SERVICIOS	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	TOTAL
1	Suministro de paneles solares Canadian Solar 670w modelo HIKU7	1100	L 4,865.00	L 5,351,500.00
2	Montaje físico de paneles: soporteria <i>Estructura metálica para soporte de paneles solares con acero estructural grado 50</i>	1	L 3,210,900.00	L 3,210,900.00
3	Suministro de inversor ABB Ultra-700 <i>Inversor centralizado Voltaje de salida 480 V, AC rated 700 kVA</i>	1	L 1,191,750.00	L 1,191,750.00
4	Suministro de transformador de pedestal trifásico 480 V- 34,500 V <i>Transformador Prolec-General Electric 750 KVA</i>	1	L 731,647.50	L 731,647.50
5	Cableado y conexiones eléctricas <i>Canalización, cableado y conexiones entre paneles, inversor, transformador</i>	1	L 1,540,000.00	L 1,540,000.00
5	Mano de obra <i>Montaje de equipos, paneles, arranque y pruebas</i>	1	L 1,540,000.00	L 1,540,000.00
6	Suministro e instalación de línea de transmisión en voltaje 34,500 V. 500 metros lineales	1	L 250,000.00	L 250,000.00
Sub Total				L 13,815,797.50
15 % ISV				L 0.00
Total				L 13,815,797.50

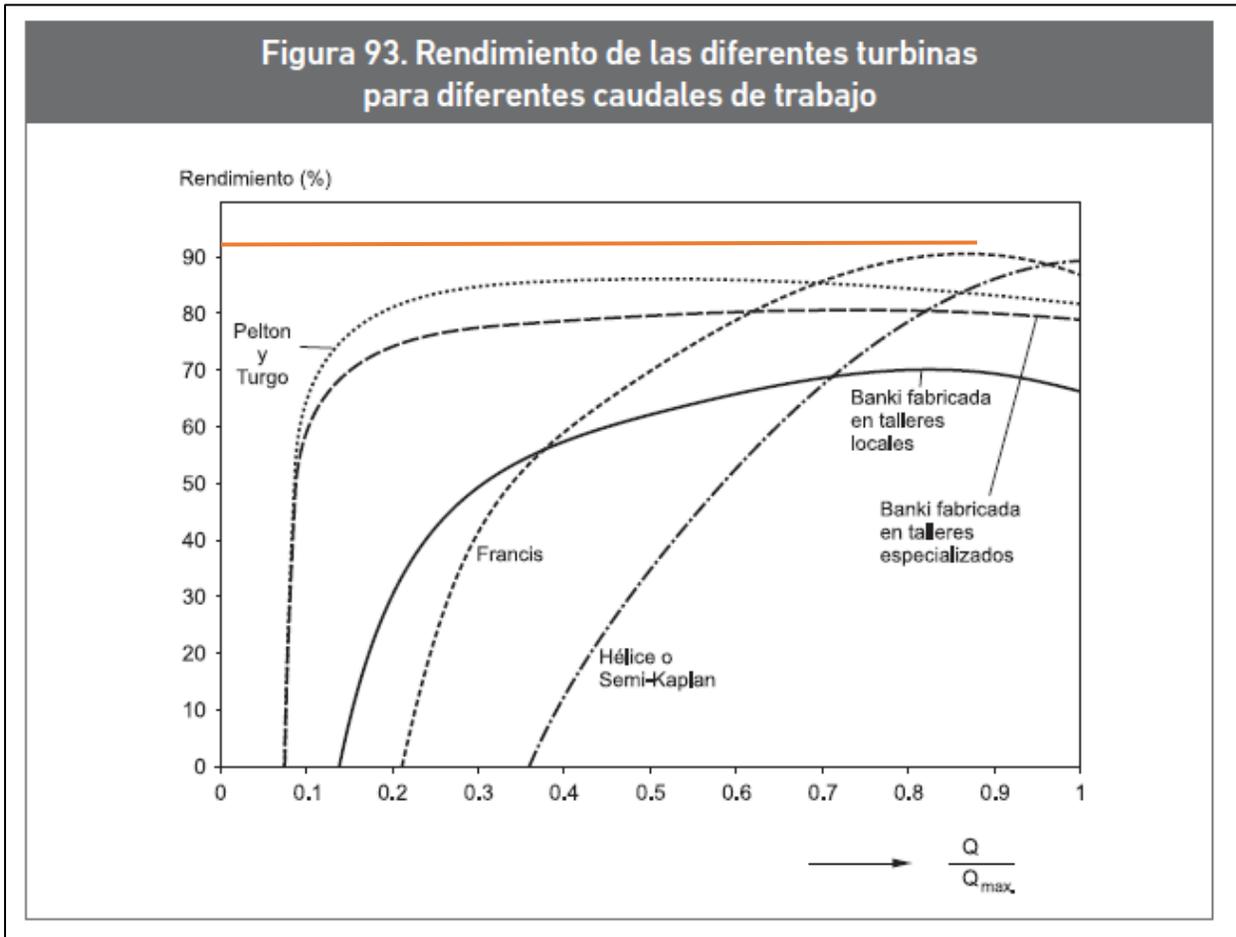
Ing. Hector Rivera
 Cotizado Por:
 Firma y Sello

 Aceptada Por:
 Firma y Sello

Anexo 9. Gráfico selección de turbina



Anexo 10. Figura eficiencia de turbinas



Anexo 11. Carta de autorización empresa

CARTA DE AUTORIZACIÓN DE LA EMPRESA O INSTITUCIÓN

San Pedro Sula, Cortés – 27/abril/2021

Ing. Jorge Fidel Rivera Canales

Gerente General

CENIT S.A. de C.V.

Residencial Plaza, Calle Principal, Cubículo No. 14, Frente al RAP, Tegucigalpa, Honduras

Estimado Señor(a): Jorge Fidel Rivera Canales.

Reciba un cordial y atento saludo. Por medio de la presente deseamos solicitar su apoyo, dado que somos alumnos de UNITEC y nos encontramos desarrollando el Trabajo de Tesis previo a obtener nuestro título de maestría en Gestión de Energías Renovables.

Hemos seleccionado como tema Comparativo Granja Solar Fotovoltaica Versus Cambio de Ubicación y de Turbina Para Obtener Mayor Producción de Energía en la Mini Central Hidroeléctrica Zacapa, por lo que estaríamos muy agradecidos de contar con el apoyo de la empresa que usted representa para poder desarrollar nuestra investigación. En particular, dicha solicitud se circunscribe a peticionar que se nos autorice a realizar: visitas de campo a la central hidroeléctrica para tomar mediciones y datos del proyecto, definir ubicación ideal de granja solar, definir ubicación ideal para instalación de nueva turbina, conocer estado actual del proyecto y acceder a información de la generación de energía del proyecto.

A la espera de su aprobación, me suscribo de Usted.

Atentamente,

Paola Jaqueline Romero Herrera
No. de cuenta: 21923009

Cesar Augusto Cueva Serrano
No. de cuenta: 21923092

Por este medio, CENIT S.A. de C.V.

Autoriza la realización dentro de sus instalaciones el proyecto de investigación de Tesis de Postgrado antes mencionado.

(Nombre y sello del Director / Gerente)

Vó.Bo (Firma).

CARTA DE COMPROMISO PARA ASESORÍA TEMÁTICA

Señores Facultad de Postgrado UNITEC.

Por este medio yo Mario Rubén Zelaya Aguilar

Identidad No. 0801-1973-11687

Licenciado en Ingeniería Eléctrica

Maestría en Economía

Doctorado en Candidato en Ciencias del Desarrollo Humano

Hago constar que asumo la responsabilidad de asesorar técnicamente el trabajo de Tesis de Maestría denominado:

Comparativo de Granja Solas Vrs Cambio de Ubicación y Turbina Para Mayor

Producción de Energía en la Mini Central Hidroeléctrica Zacapa.

A ser desarrollado por el (los) estudiante(s):

Cesar Augusto Cueva Serrano y Paola Jaqueline Romero Herrera

Para lo cual me comprometo a realizar de manera oportuna las revisiones y facilitar las observaciones que considere pertinentes a fin de que se logre finalizar el trabajo de tesis en el plazo establecido por la Facultad de Postgrado.

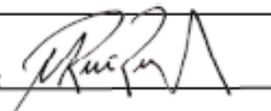
En la ciudad de San Pedro Sula

Departamento Cortes

Nombre Mario Zelaya

Fecha 28 de abril del 2021

Firma:



CARTA DE COMPROMISO PARA ASESORÍA TEMÁTICA

Señores Facultad de Postgrado UNITEC.

Por este medio yo Ronald Francisco Merlo Romero

Identidad No. 0703-1970-00947

Licenciado en Ingeniería Eléctrica Industrial

Maestría en Administración de Proyectos

Doctorado en

Hago constar que asumo la responsabilidad de asesorar técnicamente el trabajo de Tesis de Maestría denominado:

Comparativo de Granja Solas Vrs Cambio de Ubicación y Turbina Para Mayor

Producción de Energía en la Mini Central Hidroeléctrica Zacapa.

A ser desarrollado por el (los) estudiante(s):

Cesar Augusto Cueva Serrano y Paola Jaqueline Romero Herrera

Para lo cual me comprometo a realizar de manera oportuna las revisiones y facilitar las observaciones que considere pertinentes a fin de que se logre finalizar el trabajo de tesis en el plazo establecido por la Facultad de Postgrado.

En la ciudad de San Pedro Sula

Departamento Cortes

Nombre Ronald Francisco Merlo Romero

Fecha 29 / 04 / 2021

Firma: 