

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA**



**“ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD EN LA CONSTRUCCIÓN DE PEQUEÑAS
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA REGIÓN NOROCCIDENTE DE
GUATEMALA EN FUNCIÓN DE SU CAPACIDAD INSTALADA”**



ESLER GIOVANNI ACEVEDO GONZÁLEZ

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2021

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA**



**“ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD EN LA CONSTRUCCIÓN DE PEQUEÑAS
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA REGIÓN NOROCCIDENTE DE
GUATEMALA EN FUNCIÓN DE SU CAPACIDAD INSTALADA”**

Informe final de tesis para la obtención del Grado Académico de Maestro en Ciencias, con base en el Instructivo de Tesis, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas, el 15 de octubre de 2015, según Numeral 7.8 Punto SÉPTIMO del Acta No. 26-2015 y ratificado por el Consejo Directivo del Sistema de Estudios de Postgrado -SEP- de la Universidad de San Carlos de Guatemala, según Punto 4.2, subincisos 4.2.1 y 4.2.2 del Acta 14-2018 de fecha 14 de agosto de 2018.

Asesor

MSCA. ANÍBAL ROGELIO SANDOVAL FABIÁN

Autor

ING. ESLER GIOVANNI ACEVEDO GONZÁLEZ

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS
HONORABLE JUNTA DIRECTIVA

Decano: Lic. Luis Antonio Suárez Roldán
Secretario: Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales
Vocal I: Lic. Carlos Alberto Hernández Gálvez
Vocal II: MSc. Byron Giovanni Mejía Victorio
Vocal III: Vacante
Vocal IV: BR. CC.LL. Silvia María Oviedo Zacarías
Vocal V: P. C. Omar Oswaldo García Matzuy

JURADO EXAMINADOR QUE PRACTICÓ
EL EXAMEN GENERAL DE TESIS SEGÚN
EL ACTA CORRESPONDIENTE

Presidente: MSc. Tadeo René Castro Peralta
Secretario: MSc. MSc. César Vermín Tello Tello
Vocal: MSc. Lincoln Hernández



**FACULTAD DE
CIENCIAS ECONÓMICAS**

Edificio "S-8"
Ciudad Universitaria, Zona 12
Guatemala, Centroamérica

J.D-TG. No. 257-2023
Guatemala, 06 de marzo 2023

Estudiante
Esler Giovanni Acevedo González
Facultad de Ciencias Económicas
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estudiante:

Para su conocimiento y efectos le transcribo el Punto Quinto, inciso 5.1, subinciso 5.1.1 del Acta 03-2023, de la sesión celebrada por Junta Directiva el 16 de febrero 2023, que en su parte conducente dice:

QUINTO: "ASUNTOS ESTUDIANTILES"

5.1 Graduaciones

5.1.1 Elaboración y Examen de Tesis

Se tienen a la vista las providencias de la Escuela de Estudios de Postgrado; en la que se informan que los estudiantes que se indican a continuación, aprobaron el Examen de Tesis, por lo que se trasladan las Actas del Jurado Examinador y los expedientes académicos.

Junta Directiva acuerda: 1º. Aprobar las Actas del Jurado Examinador de Tesis. 2º. Autorizar la impresión de tesis y la graduación a los siguientes estudiantes:

ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

Solicitudes de Impresión 2022, Maestrías en Ciencias, Jornada Normal

Maestría en Administración Financiera

	Nombre	Registro Académico	Trabajo de Tesis
2	Esler Giovanni Acevedo González	8811737	ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD EN LA CONSTRUCCION DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EN LA REGION NOROCCIDENTE DE GUATEMALA EN FUNCION DE SU CAPACIDAD INSTALADA

...

3º. Manifiestar a los estudiantes que se les fija un plazo de seis meses para su graduación".

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"

LIC. CARLOS ROBERTO CABRERA MORALES
SECRETARIO



**ACTA No. AF-JN-20-2022 ACTA/EP No. 3251**

De acuerdo al estado de emergencia nacional decretado por el Gobierno de la República de Guatemala y a las resoluciones del Consejo Superior Universitario, que obligaron a la suspensión de actividades académicas y administrativas presenciales en el campus central de la Universidad, ante tal situación la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ciencias Económicas, debió incorporar tecnología virtual para atender la demanda de necesidades del sector estudiantil, en esta oportunidad nos reunimos de forma virtual los infrascritos miembros del Jurado Examinador, el **10 de junio de 2022**, a las **17:45** horas para practicar el **EXAMEN GENERAL DE TESIS** del Ingeniero Mecánico Electricista **Esler Giovanni Acevedo González**, carné No. **8811737**, estudiante de la Maestría en Administración Financiera de la Escuela de Estudios de Postgrado, como requisito para optar al grado de Maestro en Ciencias en Administración Financiera. El examen se realizó de acuerdo con el Instructivo de Tesis, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas, el 15 de octubre de 2015, según Numeral 7.8 Punto SÉPTIMO del Acta No. 26-2015 y ratificado por el Consejo Directivo del Sistema de Estudios de Postgrado –SEP- de la Universidad de San Carlos de Guatemala, según Punto 4.2, subincisos 4.2.1 y 4.2.2 del Acta 14-2018 de fecha 14 de agosto de 2018.

Cada examinador evaluó de manera oral los elementos técnico-formales y de contenido científico profesional del informe final presentado por el sustentante, denominado **"ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD EN LA CONSTRUCCION DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EN LA REGION NOROCCIDENTE DE GUATEMALA EN FUNCION DE SU CAPACIDAD INSTALADA"**, dejando constancia de lo actuado en las hojas de factores de evaluación proporcionadas por la Escuela. El examen fue **APROBADO** con una nota promedio de **72** puntos, obtenida de las calificaciones asignadas por cada integrante del jurado examinador. El Tribunal hace las siguientes recomendaciones: Que el sustentante incorpore las enmiendas señaladas dentro de los 60 días calendario.

En fe de lo cual firmamos la presente acta en la Ciudad de Guatemala, a los diez días del mes de junio del año dos mil veintidós.



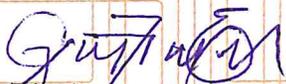
MSc. Tadeo René Castro Peralta
Presidente



MSc. César Vermin Tello Tello
Secretario



MSc. Lincoln Giovany Hernandez Carranza
Vocal



Ing. Esler Giovanni Acevedo González
Postulante



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



ADENDUM

El infrascrito Presidente del Jurado Examinador CERTIFICA que el estudiante **Esler Giovanni Acevedo González**, incorporó los cambios y enmiendas sugeridas por cada miembro examinador del Jurado.

Guatemala, 9 de julio de 2022.

(f) 

MSc. Tadeo René Castro Peralta
Presidente

AGRADECIMIENTOS

A Dios	Por permitirme alcanzar mis anhelos.
A mi madre	Por concederme la vida.
A mi esposa	Por su paciencia en esta fase.
A mis hijas	Por su incondicionalidad.
A mi hermana	Por su cariño y amistad.
A mis familiares en general	Por su cariño y respeto.
A mis compañeros de maestría	Por su amistad y apoyo.
A la Universidad de San Carlos de Guatemala	Por guiarme hacia un camino de superación constante.
A la Escuela de Estudios de Postgrado	Por los conocimientos adquiridos.

CONTENIDO

RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN.....	vii
1. ANTECEDENTES	1
1.1 Caracterización de las PCH	3
1.1.1 PCH Nueve Palos.	3
1.1.2 PCH Uspantán.	4
1.1.3 PCH Vinam.	5
1.1.4 PCH Tzinalá.	6
1.1.5 PCH Rio Seco.	6
1.1.6 PCH Jacaltenango.	7
1.2 Región noroccidente de Guatemala.....	8
1.3 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH).....	10
1.4 Otros estudios similares.....	11
2. MARCO TEÓRICO.....	12
2.1 Capacidad instalada.....	12
2.1.1 Central de generación hidroeléctrica.....	12
2.1.2 Principio de funcionamiento	13
2.1.3 Relación entre potencia y energía eléctrica	14
2.1.4 Condiciones hidrológicas	15
2.1.5 Zona de aprovechamiento hidrológico	16
2.2 Técnicas de evaluación financiera.....	16
2.3 Rentabilidad de un proyecto.....	16
2.4 Viabilidad de un proyecto	17
2.5 Análisis financiero de rentabilidad	17
2.6 Indicadores de rentabilidad	22
2.6.1 Tasa interna de retorno (TIR).....	22
2.6.2 Valor actual neto (VAN).....	23
2.6.3 Relación beneficio/costo (Rel. B/C).....	25
2.6.4 Datos de ingresos y egresos.....	26
2.7 Relación entre inversión y capacidad instalada en hidroeléctricas.....	27

2.7.1	Caso EEUU.....	27
2.7.2	Caso Chile.....	29
3.	METODOLOGÍA.....	30
3.1	Definición del problema	30
3.2	Objetivos	31
3.2.1	Objetivo general	31
3.2.2	Objetivos específicos	31
3.3	Hipótesis.....	31
3.3.1	Especificación de variables	31
3.4	Diseño utilizado	32
3.4.1	Método	32
3.4.2	Diseño de investigación	32
3.4.3	Enfoque.....	33
3.4.4	Alcance	33
3.4.5	Dimensión temporal	33
3.5	Objeto de investigación	33
3.6	Universo y muestra	33
3.7	Instrumentos de medición	38
3.7.1	Técnicas de investigación	39
3.7.2	Técnicas de investigación documental.....	39
3.7.3	Técnicas de investigación de campo	40
3.8	Resumen del procedimiento utilizado en el desarrollo de la investigación. 40	40
4.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	47
4.1	Resultados financieros	47
4.1.1	Resultados financieros para PCH Nueve Palos	47
4.1.2	Resultados financieros para PCH Uspantán	50
4.1.3	Resultados financieros para PCH Vinam	52
4.1.4	Resultados financieros para PCH Tzinalá.....	55
4.1.5	Resultados financieros para PCH Rio Seco.....	57
4.1.6	Resultados financieros para PCH Jacaltenango	60
4.2	Discusión de Resultados	62
4.2.1	Relación entre la rentabilidad y la capacidad instalada en las pequeñas centrales hidroeléctricas.	62

4.2.2 Pequeña central hidroeléctrica más rentable para la construcción en función de su capacidad instalada.....	74
CONCLUSIONES	75
RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFÍA.....	79
ANEXOS	82
1. Matriz de Operacionalización de variables.....	82
2. Encuesta. Rentabilidad en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas en función de su capacidad instalada.....	83
3. Respuestas a la encuesta. Rentabilidad en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas en función de su capacidad instalada.	84
4. Procedimiento.....	85
4.1 Análisis de la rentabilidad para PCH Nueve Palos.....	85
4.1.1 Monto de Inversiones	85
4.1.2 Análisis Financiero	86
4.1.3 Datos financieros del proyecto	87
4.1.4 Ingresos por venta de energía	87
4.1.5 Depreciación	89
4.2 Análisis de la rentabilidad para PCH Uspantán	89
4.2.1 Monto de inversiones	89
4.2.2 Análisis financiero	91
4.2.3 Datos financieros del proyecto	91
4.2.4 Ingresos por venta de energía	92
4.2.5 Depreciación	93
4.3 Análisis de la rentabilidad para PCH Vinam.....	94
4.3.1 Monto de inversiones	94
4.3.2 Análisis financiero	95
4.3.3 Datos financieros del proyecto	96
4.3.4 Ingresos por venta de energía	96
4.3.5 Depreciación	97
4.4 Análisis de la rentabilidad para PCH Tzinalá	98
4.4.1 Monto de inversiones	98
4.4.2 Análisis financiero	99

4.4.3 Datos financieros del proyecto	100
4.4.4 Ingresos por venta de energía	100
4.4.5 Depreciación	102
4.5 Análisis de la rentabilidad para PCH Rio Seco	102
4.5.1 Monto de inversiones	102
4.5.2 Análisis financiero	104
4.5.3 Datos financieros del proyecto	104
4.5.4 Ingresos por venta de energía	104
4.5.5 Depreciación	106
4.6 Análisis de la rentabilidad para PCH Rio Jacaltenango	106
4.6.1 Monto de inversiones	106
4.6.2 Análisis financiero	108
4.6.3 Datos financieros del proyecto	108
4.6.4 Ingresos por venta de energía	109
4.6.5 Depreciación	110
5. Abreviaturas y Acrónimos	111
ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS	112
1. Índice de Figuras	112
2. Índice de Tablas.....	113

RESUMEN

El análisis de rentabilidad buscó definir mediante indicadores financieros, la comparación de los beneficios y costos estimados de un proyecto, si es rentable la inversión que demanda su implementación (Sapag, 2007). Es en este contexto derivado de la necesidad de tomar una decisión de aceptación o rechazo, cuando se estudia un proyecto específico en función de su rentabilidad, nació la iniciativa de elaborar un estudio de evaluación financiera que determinara el impacto que tiene en la rentabilidad en la construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en la región noroccidente de Guatemala. La generación de electricidad en áreas semi aisladas, es una actividad que en Guatemala se está consolidando por medio de la implementación del Plan Nacional de Inversiones en Energías Renovables y la Política General del Subsector Eléctrico, la cual orienta y facilita el desarrollo sustentable del sector energía, para coadyuvar al desarrollo nacional en un marco de equidad social, crecimiento económico y preservación del medio ambiente. Las pequeñas centrales hidroeléctricas en la región noroccidente de Guatemala son las que se ubican en los ríos Quisayá, El Calvario, Moxolá, Cotzal, Tzinalá, Seco y Chajón.

En las empresas privadas e instituciones nacionales se tienen limitaciones en la toma de decisiones de aceptación o rechazo en función de su rentabilidad para analizar pequeñas centrales hidroeléctricas. Si los proyectos a ser financiados tienen una baja participación en la formulación de la rentabilidad genera problemas durante la ejecución, ya que en varias ocasiones no se pueden ejecutar los proyectos por no haber previsto en la planificación de construcción, la programación de recursos necesarios para su ejecución y en consecuencia, la asignación presupuestaria correspondiente, generando una demora en el inicio de la ejecución, contribuyendo así a la baja eficiencia económica del uso de los recursos. No conocer la rentabilidad y su relación con la capacidad instalada en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas representa un problema y predispone la inversión a la baja eficiencia económica del uso de los recursos y al éxito o al fracaso.

Aportar una estrategia en la viabilidad que permita al proyecto prever los recursos necesarios para su implantación, desarrollo y contar con la suficiente liquidez y solvencia, para desarrollar ininterrumpidamente operaciones constructivas.

El diseño utilizado en esta investigación fue no experimental ya que se realizó sin manipulación deliberada de las variables y solamente se observan los fenómenos en su ambiente natural para analizarlos (Sampieri & Lucio, 2014). La investigación se realizó bajo el enfoque cuantitativo que implica por consiguiente el método deductivo que requiere la revisión exhaustiva de la teoría existente y que deriva de ésta expresiones lógicas denominadas hipótesis para someter a prueba (Sampieri & Lucio, 2014). Las fuentes de los datos empleadas serán primarias y secundarias. El alcance es correlacional y su dimensión temporal es transversal. Se seleccionaron 6 pequeñas centrales hidroeléctricas como caso representativo de muestra de un universo de 23.

El resultado más importante fue confirmar que para todas las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH es su acrónimo) PCH los indicadores de rentabilidad se incrementaban proporcionalmente según aumentaba la capacidad instalada.

Se concluye que para todas las PCH la rentabilidad es proporcional a la capacidad instalada, o sea que entre mayor sea su capacidad instalada, mayor será su rentabilidad financiera, ya que hay una tendencia general de aumento de los indicadores de rentabilidad TIR, VAN y relación B/C a medida que aumenta la capacidad instalada en la construcción de PCH, considerando el monto de inversión total y los beneficios por la interconexión al sistema eléctrico nacional, sin embargo, esta solo se garantiza si se mantienen los parámetros y condiciones, al monto de la inversión total y la conexión al sistema nacional interconectado (SNI) para una optimización del recurso.

INTRODUCCIÓN

Sin duda durante el proceso para la elaboración de análisis financieros en pequeñas centrales hidroeléctricas -PCH-, sólo se puede obtener mejor información no sesgada a costa de tiempo y recursos financieros para el evaluador. Para compensar en estos costos están los recursos ahorrados por tener mejor información con lo cual se evita realizar proyectos inapropiados o proyectos cuyo diseño y función no están adaptados para satisfacer los objetivos del país, de cualquier manera, la experiencia señala que mientras más se detalle, son menores los riesgos e incertidumbres durante la ejecución de centrales hidroeléctricas.

Al evaluar en los proyectos de inversión, la optimización de los recursos financieros y humanos disponibles es indispensable introducir una serie de etapas al proceso de análisis financiero. Al final se toma la decisión de aprobar o rechazar el proyecto con mayor análisis; sólo si el éxito potencial del proyecto es sensible al nivel de exactitud de los datos que se están utilizando. No obstante, la evaluación en cualquiera de las etapas requiere del análisis de cada uno de los aspectos financieros, económicos, sociales y ambientales del proyecto que representan mejores resultados. A menudo en la evaluación de proyectos como las PCH y su rentabilidad, existe la tendencia a evaluar separadamente el impacto que el proyecto genera, sin embargo, los aspectos (económico, financiero) están generalmente muy interrelacionados y deben considerarse como parte de una evaluación integrada.

El análisis financiero tiene como finalidad aportar una estrategia que permita al proyecto prever los recursos necesarios para su implantación y contar con la suficiente liquidez y solvencia, para desarrollar ininterrumpidamente operaciones constructivas, productivas y comerciales. Este aporta la información necesaria para estimar la rentabilidad de los recursos que se utilizarán. En el análisis de decisiones de inversión de capital, los criterios más utilizados son: a) Tasa Interna de Retorno (TIR); b) Valor Actual Neto (VAN); c) Relación Beneficio/Costo. La elección del mejor criterio de decisión para comparar proyectos, inversiones, bajo la característica de mutua exclusión o independencia, ha estado liderado por el VAN y en segundo lugar, Tasa Interna de Retorno. (Baca Urbina, 2001).

No conocer la rentabilidad y su relación con la capacidad instalada en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas representa un problema y predispone la inversión a la baja eficiencia económica del uso de los recursos y al éxito o al fracaso, por lo tanto, conocer los beneficios y costos para la inversión ayudará a evaluar y tomar las mejores decisiones en los proyectos a realizar y dará las claves para seguir con el mismo plan o cambiar el rumbo del proyecto con la finalidad de garantizar su rentabilidad.

Los criterios que justificaron el presente análisis son: relevancia social y conveniencia. (Sampieri & Lucio, 2014). Por ende, la propuesta de generar electricidad por medio de pequeñas centrales hidroeléctricas es en parte una solución, respecto a la creciente demanda energética. Por otra parte, se tendrá como beneficio el ahorro en la facturación de energía eléctrica ya que la generación por medio de una hidroeléctrica tiene menor costo, beneficiando de esta manera a la población, y así mismo en la región noroccidente del país, porque se tendrán más recursos disponibles y opciones de empleo para el desarrollo integral de la región. La decisión de desarrollar el aprovechamiento hidroeléctrico, sobre el cual se construirá y operará, se hizo teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Se trata de proyectos de infraestructura eléctrica que incrementa el capital social básico del área de influencia directa, que contribuye a su desarrollo, así como a la generación de empleos directos e indirectos.
- Las pequeñas centrales hidroeléctricas contribuyen a la preservación del ambiente, ya que no consume el agua, ni la contamina. Mejora la calidad y cobertura del servicio de energía eléctrica en las poblaciones colindantes.
- Promueve el desarrollo energético sostenible a largo plazo, viable financieramente y acorde con los recursos naturales disponibles.

Con la elaboración del análisis financiero fue posible demostrar el nivel de rentabilidad que resultaría de ejecutar PCH. Para establecerlo es necesario disponer de información

relacionada con el presupuesto de costos y gastos, el costo de inversión inicial y el movimiento de los ingresos, datos obtenidos de la estructuración del estudio financiero.

En la presente investigación se usó la hipótesis correlacional siguiente: H_i : “La rentabilidad en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas está relacionada con su capacidad instalada”.

El objetivo general que se planteó fue: Analizar la rentabilidad en la construcción de PCH en la región noroccidente de Guatemala para evaluar la relación con su capacidad instalada, y los objetivos específicos serían: a) Determinar si existe correlación entre la rentabilidad y la capacidad instalada de las PCH. b) Determinar que pequeña central hidroeléctrica es más rentable en función de su capacidad instalada.

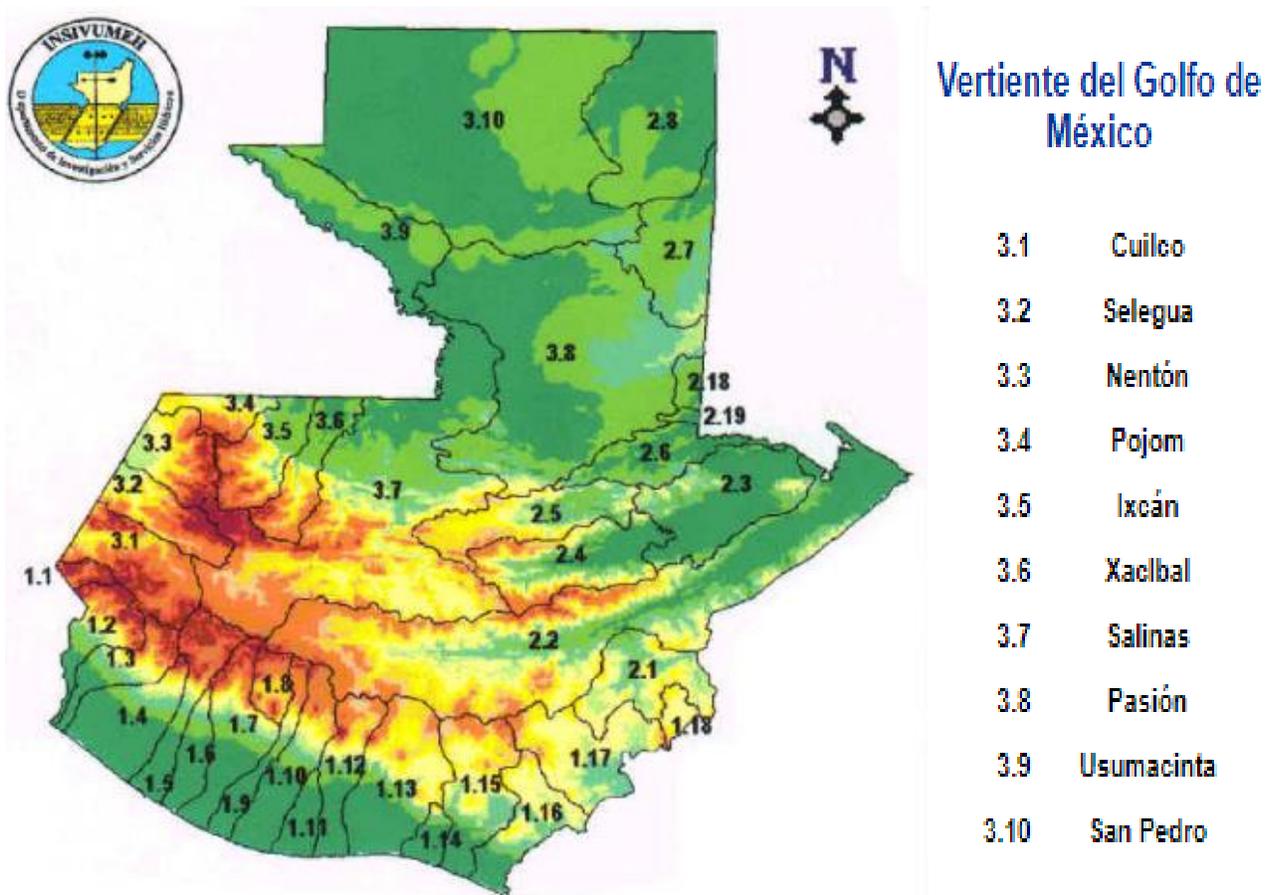
La presente tesis, consta de los siguientes: Capítulo Uno, Antecedentes, expone el marco referencial teórico y empírico del análisis a realizar, en orden lógico de lo ocurrido en el desarrollo teórico y en la práctica social, hasta llegar al momento espacio tiempo del tema desarrollado. El Capítulo Dos, Marco Teórico, expone y analiza teorías y enfoques teóricos y conceptuales utilizados para fundamentar la investigación, que proviene de la revisión de la literatura correspondiente y la adopción de una teoría o desarrollo de una propuesta teórica; El Capítulo Tres, Metodología, es la explicación en detalle de qué, y cómo se hizo para resolver el problema de la investigación.

El Capítulo Cuatro, Discusión de Resultados, constituye el núcleo del informe de la investigación, donde se muestran los resultados alcanzados del análisis realizado. Conclusiones, se realizan con base a los capítulos de discusión de resultados, se plantean en el orden de los objetivos de investigación y se indica si se aceptó o rechazó la hipótesis. Recomendaciones, están dirigidas a futuros trabajos de investigación, para continuar con la búsqueda de soluciones a los problemas que no fueron totalmente resueltos en la presente.

1. ANTECEDENTES

Las PCH en la región de noroccidente de Guatemala son las que se ubican en los ríos Quisayá, El Calvario, Moxolá, Cotzal, Tzinalá, Seco y Chajón en la vertiente del Golfo de México. El presente trabajo analizó la rentabilidad en la construcción de PCH en la región noroccidente del país en función de su capacidad instalada.

Figura 1. Mapa de cuencas y vertientes de Guatemala.



Fuente: INSIVUMEH 2017

La generación de electricidad en áreas semi aisladas es una actividad que en Guatemala se está consolidando por medio de la implementación del Plan Nacional de Inversiones en Energías Renovables y la Política General del Subsector Eléctrico, la cual orienta y facilita el desarrollo sustentable del sector energía, para coadyuvar al desarrollo nacional

en un marco de equidad social, crecimiento económico y preservación del medio ambiente.

Uno de los aspectos de mayor importancia en este tipo de proyectos de generación de electricidad, es que cabe la posibilidad de incrementar la rentabilidad de la pequeña central hidroeléctrica, al colocar créditos de carbono en el mercado internacional a través del Protocolo de Kyoto, el que crea el mecanismo de desarrollo limpio que permite a los proyectos hidroeléctricos de los países en vías de desarrollo, generar Certificados de Reducción de Emisiones (CER) para ser vendidos a los países compradores, entre los cuales se menciona Australia, Japón, Nueva Zelanda, Holanda, Estados Unidos, Canadá, entre otros.¹

Por otro lado, no todos los proyectos son igualmente importantes en términos del uso de recursos; por tanto, los gastos y el tiempo dedicados para evaluar diferentes proyectos o propuestas de inversión, deben variar de manera considerable, esto se verificó durante el proceso de análisis y comparación de alternativas en las PCH Nueve Palos, Uspantán, Vinam, Tzinalá, Río Seco y Jacaltenango, ubicadas en los departamentos de Huehuetenango y Quiché, sin duda esto permitió desarrollar todos los componentes técnicos y económicos de las alternativas seleccionadas.

Es importante señalar que "...el estudio financiero de una central hidroeléctrica constituye la etapa fundamental del proceso de pre inversión, puesto que aquí se determina a través del análisis financiero, las características básicas de la oferta y demanda, el dimensionamiento, el planteamiento y discusión de las alternativas de inversión, la selección de la alternativa más conveniente; la rentabilidad financiera, y el impacto que esta tendrá en el proyecto..."².

¹ Situación del Sector Eléctrico de Guatemala. INDE, mayo 2006. - Hidroeléctrica Xalalá, Fundamental para el Desarrollo. INDE, Julio de 2007.

² Estudios de Evaluación Económico y Financiera. ENDE CORPORATION, julio 2016. La Paz, Bolivia.

El análisis financiero tiene como finalidad aportar una estrategia que permita al proyecto prever los recursos necesarios para su implantación y contar con la suficiente liquidez y solvencia, para desarrollar ininterrumpidamente operaciones constructivas, productivas y comerciales. Este aporta la información necesaria para estimar la rentabilidad de los recursos que se utilizarán. En el análisis decisiones de inversión de capital, los criterios más utilizados son: a) Tasa Interna de Retorno (TIR); b) Valor Actual Neto (VAN); c) Relación Beneficio/Costo (Rel. B/C). La elección del mejor criterio de decisión para comparar proyectos, inversiones, bajo la característica de mutua exclusión y/o independencia, ha estado liderado por el VAN y, en segundo lugar, Tasa Interna de Retorno (Baca Urbina, 2001).

La razón de esta preferencia es que, si bien es cierto en principio la TIR entrega la misma dirección de conclusión que el VAN en términos de aceptar o rechazar un proyecto, existe la probabilidad que en cualquier proyecto de inversión los flujos de caja del proyecto puedan cambiar de signo más de una vez durante el plazo de ejecución del proyecto, determinando que la TIR, dependiendo de la magnitud de los flujos de caja, pueda estar indeterminada en términos de que varios valores para la tasa de descuento generan un VAN igual a cero.

1.1 Caracterización de las PCH

1.1.1 PCH Nueve Palos.

El proyecto se encuentra localizado en jurisdicción del municipio de Joyabaj con coordenadas 14° 55' N; 90° 55' O, en el departamento de El Quiché y una población en 2018 de 82,369 habitantes, según se muestra en figura 2. La central proyectada aprovecha las aguas del Río Quisayá. Esta central formará parte de las hidroeléctricas de la zona del Motagua Alto, con lo cual podrá ser posible la electrificación de una zona rural hasta ahora no servida con energía eléctrica. Con 0.8 m³/seg. de caudal promedio,

potencia de 1,000 kW instalados y sus 3,500 MWh/anuales de producción de energía logrará su cometido.

Figura 2. Mapa de ubicación PCH Nueve Palos.

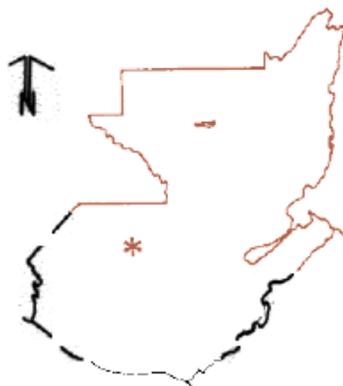


Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

1.1.2 PCH Uspantán.

El proyecto se encuentra localizado en jurisdicción del municipio de Uspantán con coordenadas $15^{\circ} 20' N$; $90^{\circ} 50' O$, departamento de El Quiché y una población en 2018 de 65,872 habitantes, según se muestra en figura 3, el proyecto utiliza las aguas del río El Calvario. La central servirá para dar servicio a la zona del Quiché y principalmente a las poblaciones de Chicamán, Uspantán y Cunén, con 2,000 kW instalados y una producción de 8,000 MWh/anuales. Los caudales aprovechables en los sitios de captación fueron estimados en base a una relación de coeficiente de escorrentía y área tributaria. Los valores obtenidos fueron de 600 litros/seg. para el caudal medio y de 100 m^3 /seg. para la crecida milenaria, siendo un caudal promedio anual de 0.6 m^3 /seg.

Figura 3. Mapa de ubicación PCH Uspantán.

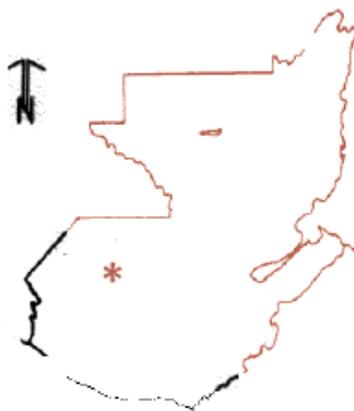


Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

1.1.3 PCH Vinam.

El proyecto se encuentra localizado en jurisdicción del municipio de San Juan Cotzal con coordenadas $15^{\circ} 27' N$; $91^{\circ} 00' O$, en el departamento de Quiché y una población en 2018 de 31,532 habitantes, según se muestra en figura 4, el proyecto utiliza las aguas de los ríos Moxolá y Cotzal. El proyecto tiene por objeto servir un área que actualmente no tiene un servicio adecuado de energía eléctrica, con sus 4,000 kW instalados y su producción de energía de 12,000 MWh/anuales podrá llenar su cometido. Los caudales aprovechables en el sitio de captación fueron estimados en base a los aforos que tiene la Municipalidad, al área de la cuenca y a la precipitación de la zona. El caudal promedio anual estimado fue de $1.3 \text{ m}^3/\text{seg}$.

Figura 4. Mapa de ubicación PCH Vinam.



Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

1.1.4 PCH Tzinalá.

El proyecto se encuentra localizado en jurisdicción del municipio de San Juan Cotzal con coordenadas $15^{\circ} 27' N$; $91^{\circ} 00' O$, en el departamento de Quiché y una población en 2018 de 31,532 habitantes, según se muestra en figura 5. La central proyectada aprovecha las aguas de los ríos Cotzal y Tzinalá y dará apoyo al sistema occidental en la zona del El Quiché, con una potencia instalada de 6,000 kW y una producción de energía anual de 17,000 MWh regulando el voltaje en el área de influencia. Los caudales en los sitios de captación se estimaron en función del área de la cuenca tributaria de la zona, obteniéndose un caudal promedio anual de $1.8 \text{ m}^3 / \text{seg.}$ para el Río Cotzal y de $0.8 \text{ m}^3 / \text{seg.}$ para el Río Tzinalá, siendo un total de $2.6 \text{ m}^3 / \text{seg.}$

Figura 5. Mapa de ubicación PCH Tzinalá.



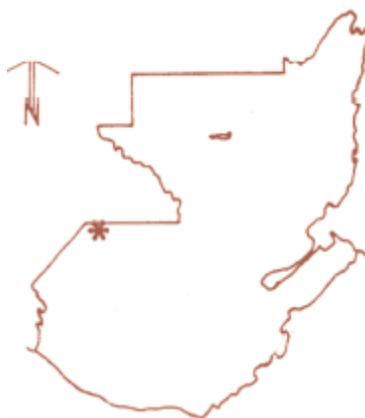
Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

1.1.5 PCH Rio Seco.

El proyecto se encuentra localizado en jurisdicción del municipio de San Mateo Ixtatán con coordenadas $16^{\circ} 25' N$; $91^{\circ} 30' O$, del departamento de Huehuetenango y una

población en 2018 de 43,810 habitantes, según se muestra en figura 6. La central proyectada aprovecha las aguas del río Seco. La utilidad de esta central estará ligada con el desarrollo de la franja transversal del norte, a la cual podrá servir aportando su potencia y energía, en razón de 8,000 kW y 22,000 MWh/anuales, así también un caudal promedio anual de 1.2 m³/seg.

Figura 6. Mapa de ubicación PCH Rio Seco.



Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

1.1.6 PCH Jacaltenango.

El proyecto se encuentra localizado en jurisdicción el municipio de San Antonio Huista con coordenadas 15° 35' N; 91° 43' O, del departamento de Huehuetenango y una población en 2018 de 16,697 habitantes, según se muestra en figura 7. La central proyectada aprovecha las aguas del río Chanjón y dará apoyo al sistema occidental en la zona de Huehuetenango con una potencia instalada de 10,000 kW y una producción de energía anual de 28,000 MWh; beneficiando los poblados de Jacaltenango, San Antonio Huista, Concepción y otros en el área de influencia, a la vez que regulará el voltaje en las líneas de transmisión. Los caudales en el sitio de la presa se estimaron en función del área de la cuenca de la zona, obteniéndose un caudal medio anual de 2.8 m³/seg.

Figura 7. Mapa de ubicación PCH Jacaltenango.



Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

1.2 Región noroccidente de Guatemala

Las regiones de Guatemala son divisiones administrativas creadas a través del Decreto 70-86 del Congreso de la República, con la cual se busca promover el ordenamiento territorial y el funcionamiento de los Consejos Regionales de Desarrollo Urbano y Rural. Además, se establecieron con el propósito de procurar la identificación y solución de problemas comunes en las distintas regiones y así facilitar la implementación de proyectos de desarrollo en las mismas. La región noroccidente de Guatemala está conformada por los departamentos de Huehuetenango y Quiché.

Figura 8. Regiones de Guatemala



Región	Departamentos que la conforman
Región I o Metropolitana	Guatemala
Región II o Norte	Alta Verapaz y Baja Verapaz.
Región III o Nororiental	Chiquimula, El Progreso, Izabal y Zacapa.
Región IV o Suroriental	Jutiapa, Jalapa y Santa Rosa.
Región V o Central	Chimaltenango, Sacatepéquez y Escuintla.
Región VI o Suroccidente	Quetzaltenango, Retalhuleu, San Marcos, Suchitepéquez, Sololá y Totonicapán.
Región VII o Noroccidente	Huehuetenango y Quiché.
Región VIII o Petén	Petén

Fuente: Segeplan 2016.

1.3 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH)

Las PCH son centrales de generación hidroeléctrica, con una potencia de generación baja. En su mayoría se construyen en zonas aisladas y no representan gran importancia para el sistema de interconexión nacional ya que su área de influencia es muy reducida. Se pueden definir como el conjunto de obras civiles y estructuras hidráulicas generales y específicas que, complementadas con su correspondiente equipo electromecánico, aprovechan las energías potencial y cinética del agua para producir energía eléctrica (Ortiz, 2011).

Esta energía es conducida por diferentes líneas de transmisión que se unen al sistema nacional interconectado (SNI es su acrónimo), para posteriormente distribuirse a los centros de consumo, en donde se utiliza en alumbrado público y residencial, operación de aparatos electrodomésticos y demás necesidades eléctricas del país. Estas PCH tienen la desventaja de proporcionar una corriente eléctrica variable, puesto que los cambios climáticos y meteorológicos pueden hacer variar el flujo de agua, y por tanto la cantidad de agua disponible.

El aprovechamiento hidro energético tendrá que cubrir una demanda de energía eléctrica, la cual puede estar conectada al SNI como en el caso de Guatemala, a un sistema híbrido o estar totalmente aislada. La demanda requerida por la PCH debe ser cubierta durante la totalidad de la vida útil del proyecto. En caso de estar interconectada, la demanda de la PCH puede ser cubierta temporalmente, y esta a su vez puede transmitir sus excedentes de potencia y energía al sistema.

El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) clasifica las centrales hidroeléctricas de acuerdo a la potencia instalada como de muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Clasificación de PCH según potencia instalada.

Potencia (MW)	Potencia (kW)	Tipo
0 – 0.05	0 - 50	Micro Central
0.05 – 0.5	50 - 500	Mini Central
0.5 - 10	500 – 10,000	Pequeña Central
10 - 100	10,000 – 100,000	Mediana Central
100 – en adelante	10000 – en adelante	Gran Central

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

1.4 Otros estudios similares.

La clasificación de centrales hidroeléctricas según su potencia instalada puede variar de acuerdo en cada país, pero con el siguiente estándar: Micro centrales, con potencia menor a 50 kW. Centrales de pequeña potencia, con potencia entre los 500 y 10,000 kW. Centrales de media potencia, con potencia entre los 10,000 y 100,000 kW. Centrales de gran potencia, con potencias mayores a los 100,000 kW (Coz, 1995).

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Capacidad instalada.

Medida del volumen máximo de producción de una central de generación hidroeléctrica que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía potencial y cinética del agua para generar potencia eléctrica a un circuito bajo condiciones establecidas por un período dado; generalmente se expresa en MW (Mega Watts) o kW (Kilo Watts), y puede referirse a un solo elemento, a una central, a un sistema local o bien un sistema interconectado (Ortiz, 2011). La capacidad instalada es el potencial de producción o volumen máximo de producción que una central hidroeléctrica puede lograr durante un período determinado, teniendo en cuenta todos los recursos que tienen disponibles, sea los equipos de producción, instalaciones, recursos humanos, tecnología, experiencia/conocimientos, etc. Cuando el volumen de la producción es inferior a la capacidad instalada, se dice que existe un desempleo de factores. A medida que el volumen de producción se acerca a la capacidad instalada, se dice que hay pleno empleo en este caso de la PCH.

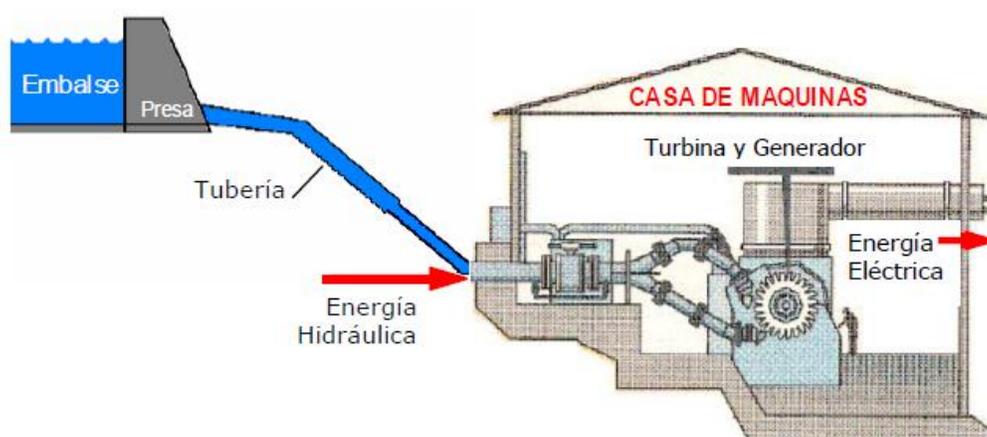
Un bajo uso de la capacidad instalada significa subutilización de la infraestructura y por ende mayor costo por unidad producida. Este elemento es determinante en la competitividad del producto o servicio frente a otros competidores en el mercado. En general se habla de un sobredimensionamiento frente al tamaño real de la demanda. El uso de la capacidad instalada depende de las cantidades producidas, es decir de la ocupación de la infraestructura para generar energía eléctrica para los cuales fue diseñada la PCH.

2.1.1 Central de generación hidroeléctrica

Una central de generación hidroeléctrica es aquella que se utiliza para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua o hidráulica, embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. El agua se

lleva por una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la electricidad en alternadores y el agua regresa a su cauce natural tras la salida de las turbinas. Las centrales hidroeléctricas son instalaciones que permiten aprovechar, mediante una diferencia de alturas, la energía potencial contenida en la masa de agua que transportan los ríos para convertirla en energía eléctrica. El agua al ser conducida por canales, túneles y tuberías, transforma su energía potencial en cinética, es decir adquiere velocidad que al llegar a las turbinas actúa sobre los alabes del rotor haciéndolo girar, el que unido a un generador, produce energía eléctrica (MEM, 2018), según se muestra en la figura 9.

Figura 9. Central de Generación.



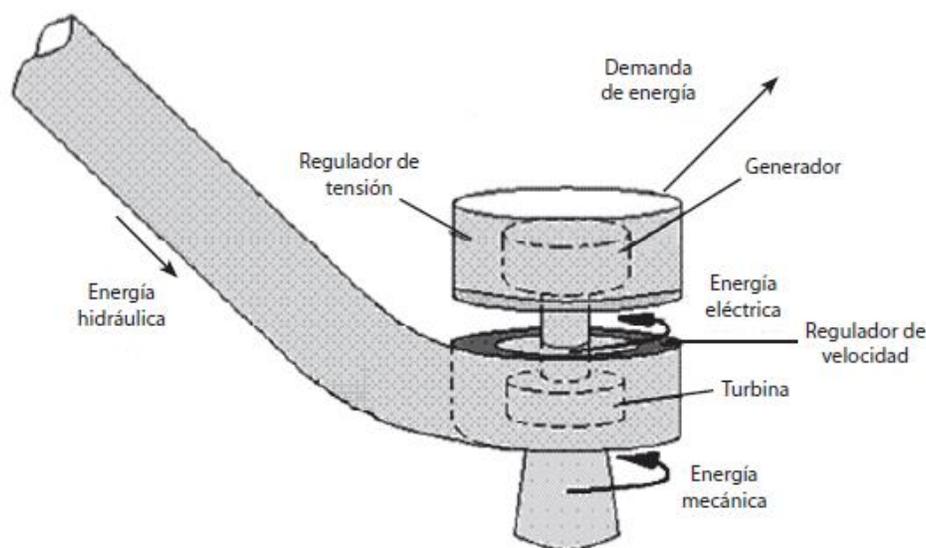
Fuente: MEM, 2018

2.1.2 Principio de funcionamiento

Un esquema general de una instalación para generar energía hidroeléctrica, corresponde en términos generales al indicado en la figura 10. En ella se observa que el proceso de conversión de energía es dinámico, la energía hidráulica es transformada en mecánica por la turbina y esta a su vez es transformada en energía eléctrica por un generador para

suministrársela a la demanda a través de líneas de interconexión (ver figura 10). Este proceso de conversión de energía se realiza manteniendo constantes dos parámetros eléctricos: voltaje y frecuencia. Esto se logra si en la instalación se tiene un regulador de tensión y un regulador de velocidad trabajando en perfecta armonía, ya que cualquier cambio en la demanda de energía afecta estos dos parámetros. El primero de ellos es un parámetro eléctrico, que se regula en función de los reactivos de la maquina eléctrica (regulador de tensión) y el segundo parámetro es mecánico, esto indica que su regulación es función del flujo másico, es decir del caudal y por tal motivo la turbina debe tener un dispositivo para tal fin (regulador de velocidad) (Ortiz, 2011), tal como se indica en la figura 10.

Figura 10. Proceso de conversión de energía.



Fuente: Ortiz, 2011.

2.1.3 Relación entre potencia y energía eléctrica

Para una comunidad aislada el análisis de la demanda de energía eléctrica es una de las piezas fundamentales para determinar el consumo actual por potencia y energía de la población y la demanda futura para un período de T años. Energía se define como la

cantidad de trabajo que un sistema físico es capaz de producir, la cual no puede ser creada, ni consumida, ni destruida (Ortiz, 2011). Sin embargo, la energía puede ser convertida o transferida en diferentes formas: la energía cinética del movimiento del agua puede ser convertida en energía rotacional por el rotor de una turbina, que a su vez puede ser convertida en energía eléctrica por el generador de la turbina. En cada conversión de energía, parte de la energía proveniente de la fuente es convertida en energía calorífica. Por ejemplo, los generadores nunca tienen una Eficiencia del 100%, debido a las pérdidas de calor por fricción en los cojinetes, o a la fricción surgida por el movimiento del agua.

El generador produce la electricidad, la que se mide en términos de cantidad de energía eléctrica que son capaces de convertir a partir de la energía cinética del agua en términos de kilovatios-hora (kWh), de megavatios-hora (MWh) o Gigavatios –hora (GWh) durante un cierto período de tiempo, normalmente un año.

La potencia eléctrica se mide en watts (W), kilowatts (kW), megawatts (MW), etc. La potencia es transferencia de energía por unidad de tiempo. La potencia es medida en cualquier instante , en tanto que la energía debe ser medida durante un cierto período.

2.1.4 Condiciones hidrológicas

Los recursos hídricos en la región noroccidente de Guatemala son abundantes si se considera la disponibilidad de agua por habitante, aunque se producen períodos de escasez en determinadas épocas del año, y en determinadas localidades. Debido a su posición geográfica, Guatemala se encuentra en el tránsito de los vientos húmedos que se originan en el mar Caribe y en el océano Pacífico; y por su cercanía con las fuentes de humedad, la precipitación en el país es abundante en las laderas de las montañas expuestas al tránsito de tales vientos. Por ello, el país cuenta, globalmente, con una cantidad significativa de agua que supera sus necesidades: la disponibilidad anual se

calcula en 97,120 hm³, lo que equivale, para la población de 2009 de 13.2 millones de personas, a una media de más de 20 m³/día por habitante, y 33.4 m³/día por habitante en 2021, según la Agencia para el Desarrollo de las Naciones Unidas.

2.1.5 Zona de aprovechamiento hidrológico

Zona con características geológicas favorables que indica valores de caudal promedio anual y la crecida milenaria para aprovechamiento hidroeléctrico.

2.2 Técnicas de evaluación financiera

La evaluación de un proyecto se realiza con dos fines posibles: a) Tomar una decisión de aceptación o rechazo, cuando se estudia un proyecto específico; b) Decidir el ordenamiento de varios proyectos en función de su rentabilidad, cuando estos son mutuamente excluyentes o existe racionamiento de capitales (Sapag, 1999). Cualquiera sea el caso, las técnicas empleadas son las mismas, aunque para estas últimas se requieren consideraciones especiales de interpretación de los resultados comparativos entre proyectos. Por lo tanto, se busca analizar las principales técnicas de la rentabilidad de un proyecto individual, es el caso de los proyectos hidroeléctricos en estudio.

2.3 Rentabilidad de un proyecto

Es aquella inversión en la que el valor de los rendimientos que proporciona es superior al de los recursos que utiliza . La rentabilidad mide qué porcentaje del dinero o capital invertido o que se va a invertir, se ha ganado o recuperado, o se va a ganar o recuperar (K. Arturo, 2019). Para medirla se emplean indicadores de rentabilidad tales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación Beneficio / Costo (Rel. B/C) (K. Arturo, 2019).

2.4 Viabilidad de un proyecto

La decisión de emprender una inversión, como todo proceso decisional, tiene cuatro componentes básicos:

1. El decisor, que puede ser un inversionista, financista o analista.
2. Las variables controlables por el decisor, que pueden hacer variar el resultado de un mismo proyecto, dependiendo de quién sea él.
3. Las variables no controlables por el decisor y que influyen en el resultado del proyecto.
4. Las opciones o proyectos que se deben evaluar para solucionar un problema o aprovechar una oportunidad de negocios.

La responsabilidad del evaluador de proyectos será aportar el máximo de información para ayudar al decisor a elegir la mejor opción. Para esto, es fundamental identificar todas las opciones y sus viabilidades como único camino para lograr uno óptimo con la decisión (Sapag, 2011).

Es el estudio que dispone el éxito o fracaso de un proyecto a partir de una serie de datos base de naturaleza empírica: medio ambiente del proyecto, rentabilidad, necesidades de mercado, factibilidad política, aceptación cultural, legislación aplicable, medio físico, flujo de caja de la operación. Es por lo tanto un estudio dirigido a realizar una proyección del éxito o fracaso de un proyecto.

2.5 Análisis financiero de rentabilidad

Esta es una evaluación que compara en el tiempo el gasto corriente y las inversiones programadas (requeridas para la iniciación o ampliación y mejoramiento de una empresa, así como para su operación y mantenimiento), esto, en contra de la capacidad que se

tiene de deuda y el pago de la empresa; se tiene que verificar que la solidez y la rentabilidad cumplan con las expectativas del accionista, a la vez debe mantenerse una estructura de precios y de tarifas (que pagan los consumidores de los bienes y servicios que proporciona la empresa), que permita mantener la demanda de estos bienes y servicios.

El análisis financiero de rentabilidad es cuando se elabora y evalúa un conjunto de cálculos en que sus resultados se plasman en documentos contables o financieros que deben mostrar cuáles son los ingresos y gastos que tiene la empresa, esto con el fin de que los ingresos puedan cubrir los costos y que además se generen utilidades para los socios de la empresa. Asimismo, sirve para que se mida la capacidad de endeudamiento y pago de la empresa, los cuales no dependen únicamente de los pagos que efectúan los consumidores de los productos de la empresa, o también los usuarios que reciben los servicios que ésta presta, esto también depende de la eficiencia con que se opera la infraestructura, instalaciones y equipos con que cuenta, de la eficiencia en la comercialización y de la eficiencia en la administración de los recursos, esto es de la eficiencia de la operación, de la eficiencia de cobro y de la eficiencia comercial (Porter, 1986).

El análisis financiero de rentabilidad toma información de los diferentes estudios que integran el expediente de determinado proyecto de inversión. Por ejemplo, del estudio técnico se obtienen las necesidades del proyecto, el importe de lo que se espera en costo y operación y la eficiencia que la empresa espera, por otro lado, en el estudio del mercado se toma el tamaño de este y la capacidad de los posibles clientes que tienen para pagar.

El análisis financiero de rentabilidad es donde se establecen metas de venta y de eficiencia, éstas son las que en un futuro deben alcanzarse, por esta razón se hace mediante la elaboración de proyecciones de varios documentos contables, a los cuales se les llama estados financieros proforma. Como resultado de este análisis se muestra la solidez y la rentabilidad de la empresa durante la vida útil del proyecto, esto es su

situación financiera y sus pérdidas y ganancias, lo que se evalúa por medio de dos documentos contables: el balance general y el estado de resultados.

En el balance general se compara lo que se tiene contra lo que la empresa debe y en el estado de resultados se comparan los ingresos contra los gastos. Otro de los resultados que se obtienen del análisis financiero es el flujo de caja, con este se hace un estudio para verificar la variabilidad que existe de cubrir los gastos (en esto se incluyen los créditos que pudo haber contraído la empresa) con todos los recursos disponibles (como el cobro de servicios, aportaciones de socios, subsidios y utilidades). Se contemplan por una parte los recursos disponibles y el uso o aplicación que se le dará a estos. Se define como saldo: diferencia entre los recursos disponibles y sus diversos usos, debe ser siempre positivo, pues de otra manera la operación de la empresa no es factible (Villagómez, 2001).

La mecánica del análisis financiero de rentabilidad consiste en proponer una estructura de precios de venta por producto, tarifas estructuradas por servicios prestados, un programa de inversiones que va de acuerdo con las expectativas del tamaño considerado de la demanda que se espera satisfacer y de la eficiencia con la que se desea operar, además una mezcla de recursos para cubrir las inversiones necesarias.

En esta mezcla se definen los recursos que serán aplicados al proyecto, por ejemplo, cuánto van a aportar los socios, cuánto se va a cubrir con los créditos y cuánto deberá irse cubriendo con los ingresos de dicho proyecto. Con esto puede revisarse el comportamiento del balance, del estado de resultados y del flujo de caja, así como los demás indicadores auxiliares; y en función de los resultados que se observaron se proponen modificaciones en los precios o tarifas en la mezcla de los recursos o en el programa de inversiones hasta llegar a establecer un escenario factible.

Los análisis se hacen generalmente considerando precios constantes y tasas de interés reales, en estos no se incluyen los cálculos de la inflación, aunque algunos analistas

prefieren hacer al menos alguna previsión de la inflación para evitar futuros inconvenientes.

Es importante realizar un presupuesto de ingresos para hacer una estimación futura, aquí se muestra un análisis de ingresos de la empresa, siendo solo una estimación; se realizan por medio de la multiplicación de la cantidad producida por los precios de venta y eso representa el total de los ingresos brutos de la empresa (Porter, 1986). Hay algunos casos donde debe incluirse las cuotas, derechos, subsidios o premios que la empresa pueda recibir por las actividades que realiza.

El presupuesto del gasto corriente es algo que también debe considerarse y éste comprende los gastos de operación y mantenimiento entre los que se encuentran comprendidos los salarios, energía eléctrica, pago de derechos, operación y mantenimiento de la infraestructura. Estos costos son separados en costos fijos y costos variables, los cuales dependen de la cantidad producida. Los gastos de administración son los que corresponden a los salarios del personal administrativo y gastos de oficina como son la renta, energía eléctrica, entre otros.

La depreciación y amortización corresponden a la pérdida del valor (puede ser contable o física) de los activos fijos y diferidos con que cuenta la empresa y su cálculo se realiza en el documento de situación financiera o balance proforma. Los gastos financieros son los intereses debidos a los créditos existentes más los adicionales que la empresa requiere contraer para que se haga frente al programa de inversiones y reposiciones. Por consiguiente, la suma de los gastos de operación y de mantenimiento, gastos de administración, depreciación y amortización y gastos financieros, son los egresos totales y la diferencia que hay entre los ingresos brutos y los egresos totales son los ingresos netos (Villegas y Ortega, 1997).

También se incluye el cálculo de los egresos totales y los ingresos netos sin incluir la depreciación y amortización, ya que estos no son gastos efectivos sino una deducción para efectos fiscales. Dentro de los gastos variables (que varían en función del volumen)

se encuentran los gastos de energía eléctrica que se consume por los diversos equipos que se utilizan dentro de la empresa.

Los gastos fijos comprenden los salarios del personal directamente involucrado en la prestación de los servicios, los costos por mantenimiento de la infraestructura y los servicios que se pagan a terceras personas por la prestación de servicios, como por ejemplo el outsourcing.

El presupuesto de inversiones y reposiciones contempla las inversiones para cada componente del proyecto, así como lo que se tiene que reponer en equipos e instalaciones al fin de su vida útil. En el cálculo de las inversiones incluye generalmente distintos imprevistos para cubrir costos que no se han considerado en el proyecto.

En los proyectos, para poderse llevar a cabo, puede pedir un financiamiento que normalmente reciben las empresas mediante crédito y debe ser a corto plazo para financiar capital de trabajo transitorio, capital de trabajo que crece temporalmente, ya que el capital de trabajo permanente debe ser financiado por el capital de los propietarios. También existe el crédito a largo plazo, que debe ser utilizado de manera complementaria para financiar el proyecto.

Tanto el corto como el largo plazo pueden ser con o sin garantía específica, pero en cualquiera de los casos debe buscarse la capacidad de pago de la empresa ya que el crédito busca la recuperación del mismo, por lo tanto debe existir una fuerte liga entre las proyecciones, los recursos con los que cuenta la empresa y la habilidad de generación de recursos operativos (Villegas y Ortega, 1997).

El servicio de la deuda estudia el comportamiento de los créditos que contratará la empresa para llevar a cabo el proyecto, así como el análisis del comportamiento de los créditos que posea antes de la realización del proyecto.

El estado de resultados proforma muestra el estado de pérdidas y ganancias o el cálculo de la utilidad que genera la empresa, el cual se expresa en: $\text{utilidad} = \text{ingresos} - \text{gastos}$.

2.6 Indicadores de rentabilidad

2.6.1 Tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa de interés o rentabilidad que genera un proyecto, se encarga de medir la rentabilidad de una inversión. Esto quiere decir, el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá esta, para los montos que no hayan sido retirados del proyecto. El criterio de la tasa interna de retorno (TIR) evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por período, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual (Sapag, 2010).

El cálculo de la TIR sería igualar la tasa de descuento al momento inicial, la corriente futura de cobros con la de pagos, lo que haría que el VAN sea igual a 0. Con la aplicación de la siguiente fórmula:

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

Donde:

Ft - Flujos de dinero en cada período t

lo - Inversión que se realiza en el momento inicial (t = 0)

n - Número de períodos de tiempo

Es la tasa de actualización que hace que el VAN se iguale a cero. El resultado de este indicador lo debemos de comparar con las tasas de interés y descuento aplicadas sobre el proyecto, y su interpretación es la siguiente:

- $TIR = 0, i$; Inversión es Indiferente. Se presentaría una situación similar a la que se produce cuando el VAN es igual a cero. Aquí se podría llevar a cabo la inversión en caso de que se mejore la posición competitiva de la empresa y que no existan alternativas más favorables.
- $TIR > 0, i$; Inversión es Aconsejable. Porque la tasa de rendimiento interno que obtendremos será superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión.
- $TIR < 0, i$; Inversión es Desaconsejable. Se debe rechazar el proyecto, ya que no se está alcanzando la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

Donde i , representa a las tasas (descuento / interés) aplicadas en el análisis.

2.6.2 Valor actual neto (VAN)

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial, equivale a comparar todas las ganancias esperadas contra todos los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente en este momento o tiempo cero (Baca Urbina, 2010). Este criterio plantea que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto (VAN) es igual o superior a cero, donde el VAN es la diferencia entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual. Consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Es el método con el cual se puede determinar el valor del capital invertido al final del período de inversión, es el valor actualizado de los flujos producidos por el proyecto de inversión. Este indicador es el más importante para la toma de decisión e indica si los resultados de esta inversión superan una inversión alternativa.

Para que el resultado del Valor Actual Neto se toma en consideración sobre la factibilidad del proyecto debe ser positivo, cualquier número con signo negativo como valor del VAN, indica que los ingresos extraordinarios, no compensan al capital invertido mejor que una cuenta de ahorros. Un VAN con signo negativo indica, que esta inversión no es desde el punto de vista económico y financiero conveniente.

Se utiliza para la valoración de distintas opciones de inversión. Ya que calculando el VAN de distintas inversiones se conoce con cuál de ellas se obtiene una mayor ganancia.

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

Dónde:

F_t son los flujos de dinero en cada período t

I_0 es la inversión realiza en el momento inicial ($t = 0$)

n es el número de períodos de tiempo

k es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuales y en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Sumar los flujos descontados en el presente y restar la inversión inicial equivale a comparar todas las ganancias esperadas contra todos los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente en este momento o tiempo cero. Es claro que para aceptar un proyecto las ganancias deberán ser mayores que los desembolsos, lo cual dará por resultado que el VAN sea mayor que cero (Baca Urbina, 2010). Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- $VAN > 0$: El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$: El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- $VAN < 0$: El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

2.6.3 Relación beneficio/costo (Rel. B/C)

La relación beneficio/costo es una herramienta financiera que compara directamente y mide la relación que existe entre los beneficios y costos asociados a un proyecto de inversión, tal como la creación de una nueva empresa o el lanzamiento de un nuevo producto, con el fin de conocer su rentabilidad. (Baca Urbina, 2010).

Lo que mide principalmente el análisis es la relación beneficio/costo, también conocida como índice neto de rentabilidad, la cual es un cociente que se obtiene al dividir el Valor Actual de los Ingresos totales netos o beneficios netos (VAI) entre el Valor Actual de los Costos de inversión o costos totales (VAC) de un proyecto.

Conocer la relación beneficio/costo de un proyecto de inversión permite conocer su rentabilidad y así, por ejemplo, saber si el proyecto es viable y qué tan atractivo es en comparación con otros proyectos.

La fórmula de la relación beneficio/costo es:

$$\text{Rel. B/C} = \text{VAI} / \text{VAC}$$

En donde:

- B/C: relación Beneficio/Costo.
- VAI: valor actual de los ingresos totales netos o beneficios netos.
- VAC: valor actual de los costos de inversión o costos totales.

Según el análisis Beneficio/Costo un proyecto de inversión será rentable cuando:

- Un B/C mayor que 1 significa que el proyecto es rentable.
- Un B/C igual o menor que 1 significa que el proyecto no es rentable.

Esta relación debe ser naturalmente mayor que uno. La suma de los beneficios dividida entre los costos asumidos indica cuantas veces ha aumentado la riqueza o el bienestar.

Para interpretar este indicador debemos recordar que existen muchos beneficios indirectos que no se incluyen en esta formulación matemática, pero que representan beneficios tanto al sector doméstico como productivo de las comunidades consideradas en el estudio. Por tanto, se debe de considerar este indicador como una aproximación y no como una herramienta única de decisiones.

2.6.4 Datos de ingresos y egresos

La información financiera del proyecto se compone por el cálculo de los ingresos y egresos, por medio de los cuales se obtiene el flujo de efectivo, con el que a su vez se calcula el flujo de efectivo neto.

Los Ingresos en las PCH se encuentran dados por:

- Ingresos brutos por venta de energía (red nacional)
- Ingresos por venta de certificados

Los egresos en las PCH se encuentran dados por:

- Costos de operación y mantenimiento
- Depreciación
- Gastos financieros

2.7 Relación entre inversión y capacidad instalada en hidroeléctricas

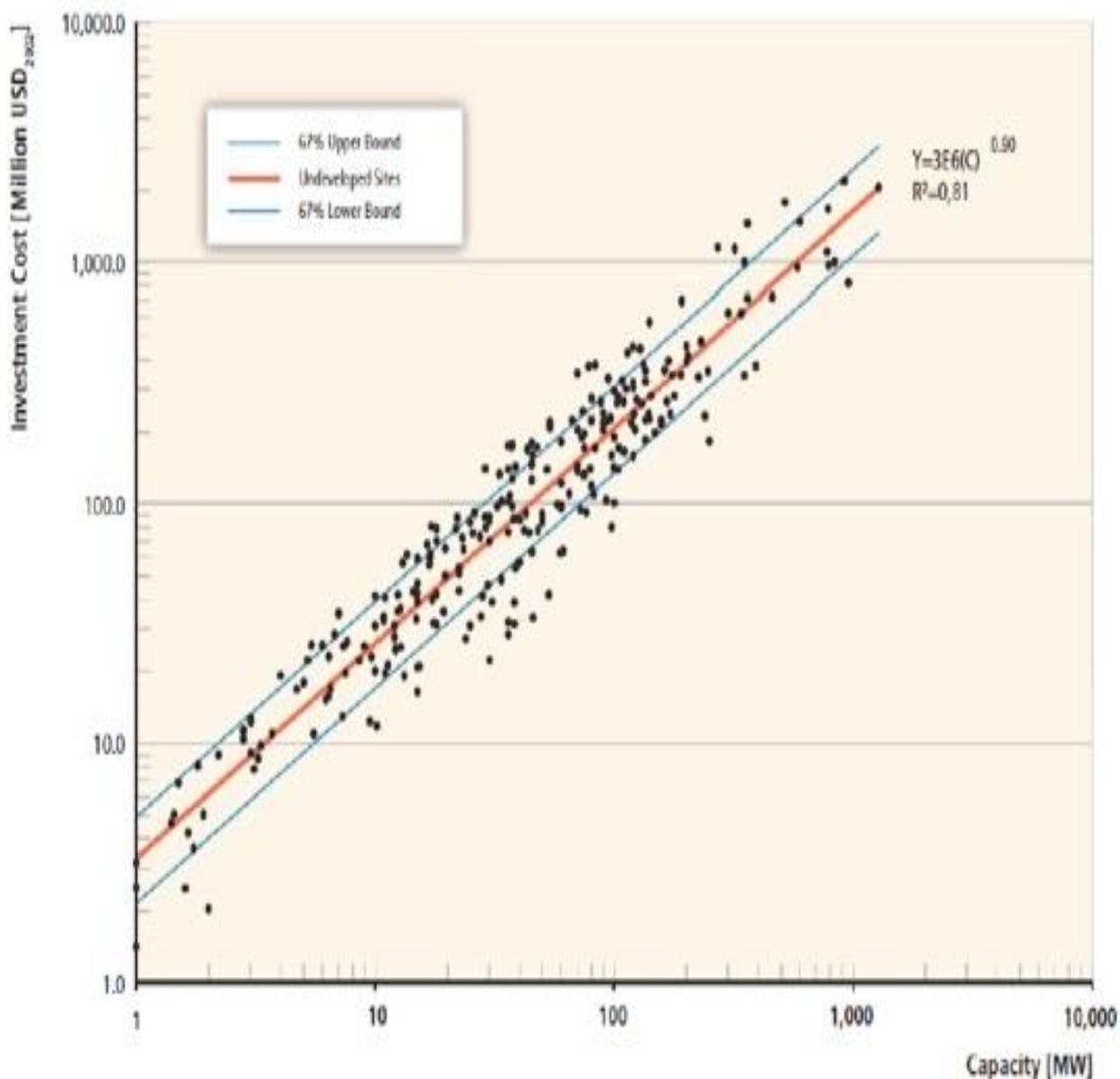
Los costos de construcción siguen la tendencia de los precios del país donde el proyecto se va a desarrollar. En el caso de los países con economías en transición, los costos de construcción son generalmente más bajos que en los países desarrollados, debido a la utilización de mano de obra materiales de construcción locales.

Los costos de construcción dependen siempre del sitio específico, debido principalmente a las características propias de la topografía, las condiciones geológicas y el diseño de la construcción del proyecto. Esto podría conducir a costos de inversión diferentes incluso para los proyectos de la misma capacidad.

2.7.1 Caso EEUU

La figura 11 muestra la evolución de los costes de inversión para un gran número de proyectos de diferentes tamaños investigados en los EEUU, de un estudio hecho por Hall et al. (2003) que presenta los costos de inversión de las plantas típicas en sitios nuevos.

Figura 11. Costos de inversión, plantas de energía hidroeléctrica en función de la capacidad de planta para sitios no desarrollados. (Nota: ejes en escala logarítmica).



Fuente: Hall et al. (2003).

La figura 11 muestra que, hay una tendencia general de aumento de los costos de inversión a medida que aumenta la capacidad instalada en la construcción hidroeléctricas, también hay una amplia gama de costos para proyectos de la misma capacidad, dados por la desviación de la línea de tendencia general (azul) que muestran la tendencia de aumento proporcional. Por ejemplo, proyectos de 50 y 100 MW tienen un

costo promedio de inversión en la construcción de USD 85 y 200 millones respectivamente.

2.7.2 Caso Chile

La tabla 2 muestra que algunos proyectos en Chile que están en trámite y/o que han sido aprobados, para dar alguna idea de cómo han evolucionado los costos de inversión. Por ejemplo, proyectos de 5.1 y 20 MW tienen un costo de inversión en la construcción de USD 16.1 y 31 millones respectivamente. Estos datos con relación a los mostrados en la figura 11 demuestra una tendencia general de aumento de los costos de inversión a medida que aumenta la capacidad instalada en la construcción hidroeléctricas. Estos costos confirman lo dicho anteriormente con respecto al sub inciso 2.7.1.

Tabla 2. Proyectos Mini-Hidro en trámite en Chile

Central	MW	US\$ millones	Costo inversión MUS\$/MW	Estado
Central Hidroeléctrica Los Hierros II	5,1	16	3,137	Calificación
Central hidroeléctrica Túnel Melado	3	11,3	3,76	Calificación
Minicentral de Pasada Itata	20	31	1,55	Calificación
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	17,8	56,3	3,162	Calificación
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua Proyecto	20	50	2,5	Calificación
Central Hidroeléctrica Los Hierros	19,85	50	2,518	Aprobado

Fuente: Servicio de Evaluación Ambiental de Chile. (2021).

3. METODOLOGÍA

3.1 Definición del problema

La generación de electricidad en áreas semi aisladas es una actividad que en Guatemala se está consolidando por medio de la implementación del Plan Nacional de Inversiones en Energías Renovables y la Política General del Subsector Eléctrico, la cual orienta y facilita el desarrollo sustentable del sector energía, para coadyuvar al desarrollo nacional en un marco de equidad social, crecimiento económico y preservación del medio ambiente. En las empresas privadas e instituciones nacionales se tienen limitaciones en la toma de decisiones de aceptación o rechazo en función de su rentabilidad para analizar pequeñas centrales hidroeléctricas. Si los proyectos a ser financiados tienen una baja participación en la formulación de la rentabilidad pueden generar serios problemas durante la ejecución, ya que en varias ocasiones no se pueden ejecutar los proyectos por no haber previsto en la planificación de construcción, la programación de recursos necesarios para su ejecución y en consecuencia, la asignación presupuestaria correspondiente, generando una demora en el inicio de la ejecución, contribuyendo así a la baja eficiencia económica del uso de los recursos.

Con las propuestas que se presentará se aportarán estrategias en la rentabilidad ya que permite conocer su relación con la capacidad instalada y prever los recursos necesarios para su implantación, desarrollo y contar con la suficiente liquidez y solvencia, para desarrollar ininterrumpidamente operaciones constructivas. No conocer la rentabilidad y su relación con la capacidad instalada en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas representa un problema y predispone la inversión a la baja eficiencia económica del uso de los recursos y al éxito o al fracaso.

3.2 Objetivos

3.2.1 Objetivo general

Analizar la rentabilidad en la construcción de PCH en la región noroccidente de Guatemala y la relación con su capacidad instalada.

3.2.2 Objetivos específicos

- Determinar qué relación existe entre la rentabilidad y la capacidad instalada en las PCH.
- Determinar cuál de las PCH es la más rentable dentro de los proyectos analizados para la construcción en función de su capacidad instalada.

3.3 Hipótesis

En el marco de la presente investigación se presenta la hipótesis correlacional siguiente:

Hi: “La rentabilidad en la construcción de PCH está relacionada con su capacidad instalada”.

3.3.1 Especificación de variables

La especificación de variables de la hipótesis, es la siguiente:

Variable Independiente: Rentabilidad.

Variable Dependiente: Capacidad instalada.

3.4 Diseño utilizado

El diseño utilizado en esta investigación se realizó bajo el enfoque cuantitativo que implica por consiguiente el método deductivo que requiere la revisión exhaustiva de la teoría existente y que deriva de ésta expresiones lógicas denominadas hipótesis para someter a prueba (Sampieri & Lucio, 2014), como se muestra en la figura 13, Matriz de Operacionalización de Variables del anexo 1.

3.4.1 Método

Se aplicará el método científico por medio de las siguientes fases:

- a.** Fase indagadora: Comprende la recopilación de fuentes de información de fuentes de información primaria, bases de datos y análisis previos.
- b.** Fase demostrativa: Esta se utilizará para verificar la validez de las hipótesis planteadas originalmente, y así realizar concordancia entre lo pronosticado y los resultados obtenidos.
- c.** Fase analítica: Se utilizará la información y las teorías planteadas con el objeto de llegar a conclusiones lógicas y viables.
- d.** Fase expositiva: El resultado de la investigación será expuesto en un informe final que contiene los aportes determinados, así como un análisis de la aplicación de las teorías planteadas.

3.4.2 Diseño de investigación

No experimental, porque se realizó sin la manipulación deliberada de variables y en los que solo se observan los fenómenos en su ambiente natural para analizarlos.

3.4.3 Enfoque

Cuantitativo, ya que se utilizó la recolección y el análisis de los datos para contestar preguntas de investigación y probar la hipótesis establecida previamente, así también se usó la medición numérica, el conteo y el uso de estadística para establecer patrones en una población, como se describe en el capítulo 3, numeral 6, para el cálculo de la muestra de una población finita.

3.4.4 Alcance

Correlacional, es decir se analizará la información obtenida para describir la relación entre la rentabilidad y su capacidad de generación en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas.

3.4.5 Dimensión temporal

Transversal, porque se describen las variables y analizan su incidencia e interrelación en un momento dado.

3.5 Objeto de investigación

Las PCH del sector noroccidente del país, se les hace un análisis de rentabilidad, desde una perspectiva teórica de administración financiera.

3.6 Universo y muestra

De acuerdo con la bibliografía consultada, 23 PCH en la región noroccidente podrían realizar un proceso de formulación de proyectos (unidad de análisis). Al ser 23 comunidades (presentadas en la Tabla 3) beneficiadas directa o indirectamente por este

tipo de proyectos, las mismas han sido consideradas como el universo de la investigación, estableciéndose entonces que $N = 23$. A continuación se muestran la lista de proyectos que no existen, y que ya se desarrollaron estudios de factibilidad y que están en fase del estudio hidrológico.

Tabla 3. Listado Universo, proyectos hidroeléctricos ubicados en el noroccidente de Guatemala

Universo de la Investigación			
No.	Proyecto Hidroeléctrico	Departamento	Capacidad (MW)
1	Cuilco	Huehuetenango	12
2	San Antonio Huista	Huehuetenango	5
3	Tzucancá	Huehuetenango	87
4	Xoxlac	Huehuetenango	5
5	La Cascata	Huehuetenango	114
6	Yolnabaj	Huehuetenango	12
7	Pojom I y II	Huehuetenango	14
8	San Sebastian	Huehuetenango	4
9	El Arco	Huehuetenango	249
10	San Juan	Huehuetenango	152
11	Siquichum	Huehuetenango	66
12	Rio Seco	Huehuetenango	8
13	Jacaltenango	Huehuetenango	10
14	Chichicastenango	Quiché	4.8
15	Vinam	Quiché	4
16	Clavellinas	Quiché	2.4
17	Nueve Palos	Quiché	1
18	Tzinalá	Quiché	6
19	Xacbal	Quiché	94
20	Uspantan	Quiché	2
21	Palo Viejo	Quiché	80
22	Bella Vista	Quiché	63
23	Xalala	Quiché	181

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

En la presente investigación, se realizó un muestreo probabilístico ya que se requirió precisar el tamaño de la muestra. Utilizando la fórmula estadística de población finita, se determinó la cantidad de pequeñas centrales hidroeléctricas a tomar en cuenta para la presente investigación, el cálculo fue el siguiente:

$$n = \frac{N Z^2 p q}{e^2 (N-1) + Z^2 p q}$$

Donde:

n = tamaño de la muestra

Z = nivel de confianza (corresponde a valores Z de la distribución normal tipificada)

p = porcentaje aproximado esperado de PCH en el estudio de la población de referencia.

q = porcentaje aproximado de PCH de que no se espera en el estudio de la población de referencia = 1 - p.

N = tamaño del universo

e = error de estimación máximo aceptado

Se ingresó los siguientes datos a la fórmula anterior, tamaño de la muestra, descrita anteriormente:

Tabla 4. Datos de la fórmula 1.

N =	23
p =	0.05
q =	0.95
e =	0.07
z =	0.9
n =	?

Fuente: Elaboración propia.

Se elaboró la tabla 5 de números aleatorios con $N = 23$ y $n = 6$, para escoger las seis pequeñas centrales hidroeléctricas como sujetos de análisis, siendo esta tabla una matriz de 5 columnas por 5 filas conteniendo números calculados aleatoriamente con la intención de seleccionar 6 dígitos, siendo este el criterio de selección con el siguiente método:

1. Definir qué columnas van a iniciar: Columnas B, C y E.
2. Definir si va a empezar arriba o abajo: Se inicia de arriba para abajo.
3. Definir que filas se van a utilizar: Filas 3 y 4.
4. Definir el criterio de que dígitos se va a utilizar para la selección: Los primeros 2 de izquierda a derecha.

Tabla 5. Números Aleatorios

Tabla de Numeros Aleatorios						
Columna						
		A	B	C	D	E
Fila	1	0.00337682	0.43884317	0.74447582	0.2445454	0.99474473
	2	0.17172362	0.74390233	0.30090197	0.3316093	0.47869951
	3	0.18046632	0.12864756	0.13987314	0.29332726	0.15664831
	4	0.87219789	0.17771947	0.18605934	0.78952794	0.20638479
	5	0.47848183	0.61653995	0.25520024	0.18656197	0.41960592

Fuente: Elaboración propia.

Según el criterio anterior y de la tabla 5 con números aleatorios, las celdas seleccionadas son: B3, B4, C3, C4, E3 y E4 que corresponden a las pequeñas centrales hidroeléctricas con los números 12, 13, 15, 17, 18 y 20 según se muestra en tabla 6 a continuación.

Tabla 6. Números del listado de proyectos hidroeléctricos en la región noroccidente de Guatemala de la tabla 3.

		Pequeñas Centrales Hidroeléctricas numeradas				
		A	B	C	D	E
Fila	1	1	2	3	4	5
	2	6	7	8	9	10
	3	11	12	13	14	15
	4	16	17	18	19	20
	5	21	22	23	24	25

Fuente: Elaboración propia.

De la tabla 3, los números 12, 13, 15, 17, 18 y 20 corresponden a las pequeñas centrales hidroeléctricas siguientes, según se muestran en tabla 7:

Tabla 7. Proyectos hidroeléctricos seleccionados de la región noroccidente de Guatemala.

No.	Proyecto Hidroeléctrico	Departamento	Capacidad (MW)
12	Río Seco	Huehuetenango	8
13	Jacaltenango	Huehuetenango	10
15	Vinam	Quiché	4
17	Nueve Palos	Quiché	1
18	Tzinalá	Quiché	6
20	Uspantan	Quiché	2

Fuente: Elaboración propia.

3.7 Instrumentos de medición

A fin de alcanzar los objetivos de la presente investigación, se hizo uso de las técnicas de análisis de contenido, para lo cual se diseñó la encuesta que se muestra en el anexo 2.

Ello permitió responder a las primeras preguntas generadoras que llevaron al establecimiento de la hipótesis. La información que resultó de dichas encuestas permitió realizar un análisis, que persigue además de dar respuesta a las preguntas generadoras, describir las causas de la problemática definida.

Siendo los 6 proyectos hidroeléctricos seleccionados sujetos de estudio del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), se realizaron 2 encuestas a las jefaturas encargadas de su análisis financiero, sobre la rentabilidad para la construcción de estas pequeñas centrales hidroeléctricas. Por último, los resultados de las encuestas realizadas se muestran en la tabla del anexo 3.

3.7.1 Técnicas de investigación

Las técnicas son reglas y operaciones para el manejo de los instrumentos en la aplicación del método de investigación científico. La investigación se fundamentó en la utilización de técnicas de investigación documental y de campo se refiere a lo siguiente:

3.7.2 Técnicas de investigación documental

Las estrategias para recolectar los datos, serán a partir de documentos ya existentes en la empresa donde laboro (Instituto Nacional de Electrificación – INDE), y directamente de los pobladores de la zona, mediante el uso Instrumentos de recolección de los datos. Se emplearán las técnicas de recopilación de datos Cualitativas y Cuantitativas. En esta investigación participativa elaborará una secuencia metodológica que consta de dos fases: fase preliminar y la fase final.

- a. **Fase preliminar:** Estuvo constituida por la primera fase de la investigación y comprendió las actividades de recopilación y análisis inicial de la información en el área del proyecto hidroeléctrico, así como la preparación de instrumentos técnicos (tablas) para la recolección de datos complementarios en la siguiente fase.

- b. **Fase Final:** En esta se realizó el procesamiento de la información obtenida en la fase anterior, lo que permitió obtener tablas estadísticas, figuras y datos de utilidad para el estudio de evaluación financiera del proyecto.

3.7.3 Técnicas de investigación de campo

Entrevista: Con personal que trabaje directamente en la cuantificación de la información financiera que permitirá obtener respuestas verbales a las interrogantes planteadas para solucionar el problema.

La observación directa: En el sector hidroeléctricas, consulta con los encargados de como preparan la información sobre el costo, y la información contable en este caso el estado de resultados de donde se obtendrán los indicadores que son los que se utilizan como soporte para la administración adecuada toma de decisiones.

3.8 Resumen del procedimiento utilizado en el desarrollo de la investigación.

Para el desarrollo de la presente investigación se desarrollaron los siguientes pasos:

1. Se planteó el problema que en las empresas privadas e instituciones estatales nacionales se tienen ciertas limitaciones en la toma de decisiones de aceptación o rechazo en función de su rentabilidad y su relación con su capacidad instalada para analizar proyectos hidroeléctricos. En repetidas ocasiones, se observa en instituciones nacionales que los proyectos a ser financiados tienen una baja participación en la formulación de la rentabilidad y priorización en la construcción. Este hecho genera incluso serios problemas durante la ejecución con respecto a su capacidad de generación, ya que en varias ocasiones no se pueden ejecutar los proyectos por no haber previsto en la planificación de construcción, la programación de recursos necesarios para su priorización, ejecución y en consecuencia, la asignación presupuestaria correspondiente, generando una demora en el inicio de la ejecución, contribuyendo así a la baja eficiencia económica del uso de los recursos.

2. Se investigaron fuentes primarias y secundarias para precisar el marco teórico y conceptual que sirvió para desarrollar la presente investigación.
3. Se investigó para determinar cuál fue el mejor diseño de investigación para lo cual se hicieron los instrumentos de investigación y definición de una muestra de tipo probabilístico ya que se requirió precisar el tamaño utilizando la formula estadística de población finita, habiendo determinado que el total de pequeñas centrales hidroeléctricas fueron 6, que están dentro del rango de 1 a 10 MW con el propósito de buscar la rentabilidad en función de la capacidad de generación.
4. Se calculó el universo y muestra de acuerdo con 23 PCH en la región noroccidente que podrían realizar un proceso de formulación de proyectos (unidad de análisis). Al ser 23 comunidades (presentadas en la Tabla 3) beneficiadas directa o indirectamente por este tipo de proyectos, las mismas han sido consideradas como el universo de la investigación, estableciéndose entonces que $N = 23$. Se realizó un muestreo probabilístico que se requirió precisar el tamaño de la muestra. Utilizando la formula estadística de población finita, se determinó la cantidad de pequeñas centrales hidroeléctricas a tomar en cuenta para la presente investigación.
5. Se realizaron 2 encuestas a fin de alcanzar los objetivos de la presente investigación, se hizo uso de las técnicas de análisis de contenido, para lo cual se diseñó la encuesta que permitiera responder a las preguntas generadoras que llevaron al establecimiento de la hipótesis. La información que resultó de dichas encuestas permitió realizar un análisis, que persigue describir las causas de la problemática definida. Siendo los 6 proyectos hidroeléctricos seleccionados sujetos de estudio del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), se realizó 2 encuestas a las jefaturas encargadas de su análisis financiero, sobre la rentabilidad para la construcción de estas pequeñas centrales hidroeléctricas y su relación con la capacidad de generación.

6. Se presenta el procedimiento para llegar a los resultados y la forma en que se procesó la información de la investigación, relacionados con el análisis de la rentabilidad en la construcción de PCH en la región noroccidente de Guatemala y su relación con su capacidad de instalada. Las PCH se encuentran localizadas en la región noroccidente de Guatemala en los departamentos de Huehuetenango y Quiché, utilizando las aguas de los ríos Quisayá, El Calvario, Moxolá, Cotzal, Tzinalá, Seco y Chajón. Estas PCH están dentro del rango de 1 a 10 MW.

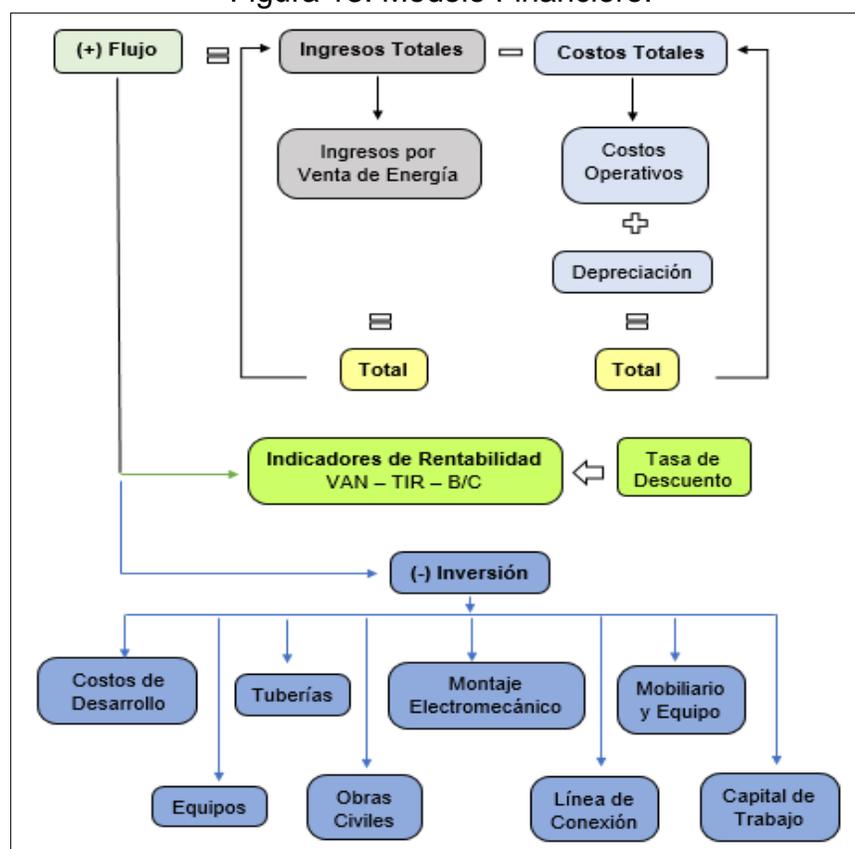
a) Monto de Inversiones

El monto de Inversión requerido para el desarrollo de las PCH se presenta en tablas, donde los componentes de la inversión son: Costos de desarrollo, equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, montaje electromecánico, línea de conexión a la red del río Quisayá, líneas eléctricas, mobiliario y equipo de oficina y capital de trabajo. Estos montos se obtuvieron de estudios de cuantificación de obras y documentos del INDE. Por aparte, el tamaño del equipo electromecánico se determinó con base en la demanda pico, es decir, a la mayor demanda de potencia esperada.

b) Análisis Financiero

Este análisis indicó si la inversión para el desarrollo de las PCH, es desde el punto de vista estrictamente financiero, recomendable. Se muestra en la figura 13 a continuación, de donde se observa que el flujo es igual a los ingresos totales menos los egresos totales menos la inversión, para poder obtener los indicadores de rentabilidad, esta muestra el efectivo que se genera y aprovecha en las actividades de inversión por construcción de las PCH.

Figura 13. Modelo Financiero.



Fuente: Elaboración propia.

c) Datos Financieros del Proyecto

La información financiera del proyecto se compone por el cálculo de los ingresos y egresos, por medio de los cuales se obtuvo el flujo de efectivo, con el que a su vez se calculó el flujo de efectivo neto, según se observa en la figura 13 anterior. Los Ingresos en las PCH se encuentran dados por:

- Ingresos brutos por venta de energía red nacional.

Los egresos en las PCH se encuentran dados por:

- Costos de operación y mantenimiento
- Depreciación
- Gastos financieros

d) Ingresos por Venta de Energía

El precio unitario de la energía a vender en US\$/kWh deberá estar aprobado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y obedecerá a la viabilidad financiera del proyecto. Con una generación anual en kWh/Anual y un precio de oportunidad de la energía en \$/kWh anual, con lo anterior se obtiene un ingreso por venta de energía anual en USD\$. Los ingresos de esta inversión se proyectan a los 25 años de duración y se descuentan con el 10% ISR para cada período a partir del año 11, esto según Decreto 52-2003 para proyectos de Energías Renovables, en la cual tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto. Estos incentivos se refieren a: Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el impuesto al valor agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable, para los períodos de pre inversión y de construcción, el cual no excederá de diez años. Exención del impuesto sobre la renta –ISR-, por 10 años. En un flujo efectivo que naturalmente se ajustará a factores de descuento menores, por tanto la tasa de descuento incluye los efectos inflacionarios. En las tablas descritas para cada proyecto, estas se muestran en intervalos de cinco años. La demandada eléctrica está a una tarifa de US\$/kWh 0.08.

e) Depreciación

Para la deducción de la depreciación se consideraron los siguientes componentes de la inversión: Equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, líneas eléctricas (PCH + interconexión) y equipo de oficina. Para este resultado se utilizó el método de depreciación lineal,

donde para cada uno de los componentes se utilizaron vidas útiles diferenciadas. En la depreciación de los equipos electromecánicos, líneas eléctricas de la PCH y tuberías de conducción se consideró una vida útil de 25 años, para la línea de conexión a la red una vida útil de 25 años, para las obras civiles 25 años y para el equipo de oficina 6 años, al 20 %.

Es necesario recordar que la depreciación no es una erogación en términos de efectivo, pero si contablemente (estado de resultados) y sirve de escudo fiscal.

f) Resultados Financieros

El proyecto se estima tendrá una vida útil de 25 años y por tanto todas las variables están proyectadas a este término. Para los primeros diez años de operación del proyecto no se hace la deducción del cálculo del Impuesto sobre la Renta, esto según Decreto 52-2003 Energías Renovables la cual fue emitida en noviembre del 2003, en la cual tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto.

Estos incentivos se refieren a: Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el impuesto al valor agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable, para los períodos de pre inversión y de construcción, el cual no excederá de diez años.

Exención del Impuesto sobre la renta –ISR-, por 10 años. La deducción del ISR aplica desde el año once en adelante, donde se deduce un 10% por

ISR ³. Los índices de inflación y nivel de precios para el análisis financiero fueron obviados porque la influencia a nivel de ingresos y costos es similar y por tanto tienden a ser anulados. Para el cálculo de los indicadores financieros se calcularon los resultados de los indicadores de VAN, TIR y Rel. B/C utilizando el flujo de efectivo neto, una tasa de descuento del 10%, fue establecida de acuerdo a la participación de la deuda del proyecto más el rendimiento esperado de los inversionistas en este proyecto, (dados los resultados positivos de los indicadores, para el presente análisis no se considera financiamiento).

³ según Decreto 52-2003, Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.

4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Se presenta del procedimiento expuesto en el anexo 4, los resultados financieros para cada PCH, de los cuales se obtienen los datos con los que se llegan a los hallazgos para posteriormente discutir los resultados relacionados con el análisis de la rentabilidad en la construcción en la región noroccidente de Guatemala y su relación con su capacidad instalada.

4.1 Resultados financieros

Con los datos del anexo 4, cálculo del procedimiento, numerales del 4.1 al 4.6 (donde se encuentra el detalle para llegar a los presentes resultados financieros), se procede con los el análisis de los mismos para cada PCH, requeridos para la obtención de hallazgos.

4.1.1 Resultados financieros para PCH Nueve Palos

El proyecto se estima tendrá una vida útil de 25 años y por tanto todas las variables están proyectadas a este término.

Para los primeros diez años de operación del proyecto no se hace la deducción del cálculo del Impuesto sobre la Renta, esto según Decreto 52-2003 Energías Renovables la cual fue emitida en noviembre del 2003, en la cual tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto. Estos incentivos se refieren a: Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al valor agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable, para los períodos de pre inversión y de construcción, el cual no excederá de diez años. Exención del Impuesto sobre la Renta –ISR-, por 10 años. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha en que el proyecto inicia la operación comercial.

La deducción del ISR aplica desde el año once en adelante, donde se deduce un 10% por ISR. Los índices de inflación y nivel de precios para el análisis financiero fueron obviados porque la influencia a nivel de ingresos y costos es similar y por tanto tienden a ser anulados. Para el cálculo de los indicadores financieros se consideró como sigue:

- Se calcularon los resultados de los indicadores de VAN, TIR y B/C utilizando el flujo de efectivo neto, una tasa de descuento del 10%, considerando al monto del financiamiento y capital propio a lugar del monto total de la inversión.

Se presenta a continuación la tabla 8 de resultados financieros, muestra: Ingresos, Egresos, flujo de efectivo neto e indicadores financieros VAN, TIR y B/C.

Tabla 8. Flujo de Efectivo, con Indicadores Financieros, PCH Nueve Palos (1 MW).

Inversion 3,613,646								
año	0	1	5	10	15	20	25	
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.		705,600	705,600	705,600	705,600	705,600	705,600	
Ingresos Totales		705,600	705,600	705,600	705,600	705,600	705,600	17,640,000
Costos O & M		26,133	26,133	26,133	26,133	26,133	26,133	
Depreciacion 20%		46,870	46,870	46,870	46,870	46,870	46,870	
Gastos Financieros		3,872	3,872	3,872	3,872	3,872	3,872	
Costos Totales		76,875	76,875	76,875	76,875	76,875	76,875	1,921,878
Estado de Resultados		628,725	628,725	628,725	628,725	628,725	628,725	
Flujo Efectivo antes Imp.		675,595	675,595	675,595	675,595	675,595	675,595	
Impuesto sobre la Renta 10%		0	0	0	67,560	67,560	67,560	
Flujo de Efectivo despues Imp.	-3,613,646	675,595	675,595	675,595	608,036	608,036	608,036	
Flujo de Efectivo Neto	-3,613,646	675,595	675,595	675,595	608,036	608,036	608,036	

VAN		2,320,642
TIR	10%	18.08%
B/C		9.18
Ingresos (Beneficio)		17,640,000
Egresos (Costos)		1,921,878
PAYBACK (años)		8.83

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados pude establecer que:

Los indicadores financieros VAN, TIR y B/C, considerando el monto de inversión total y los beneficios por la interconexión al sistema eléctrico nacional, indican factibilidad del proyecto.

El resultado del valor actual neto es de US\$ 2,320,642 el cual sobre un valor de inversión de US\$ 3,613,646. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica factibilidad sobre el proyecto por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de este proyecto de inversión.

El resultado de la tasa interna de retorno, a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 18.08 %, este resultado es mayor que la tasa de descuento del 10 %, lo que representa beneficios sobre el capital invertido. El resultado de la TIR se puede interpretar como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto.

Por último, el resultado de la relación Beneficio-Costo es 9.18 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 8.18.

Por lo explicado anteriormente pude concluir que sobre los resultados financieros el desarrollo de la PCH Nueve Palos es factible, sin embargo esta factibilidad solo se garantiza si se mantienen los parámetros y condiciones, al monto de la inversión total y la conexión al sistema nacional interconectado (SNI) para una optimización del recurso y aumento de la factibilidad de la PCH.

4.1.2 Resultados financieros para PCH Uspantán

El proyecto se estima tendrá una vida útil de 25 años y por tanto todas las variables están proyectadas a este término.

Para los primeros diez años de operación del proyecto no se hace la deducción del cálculo del Impuesto sobre la Renta, esto según Decreto 52-2003 Energías Renovables la cual fue emitida en noviembre del 2003, en la cual tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto.

Estos incentivos se refieren a: Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable, para los períodos de pre inversión y de construcción, el cual no excederá de diez años. Exención del Impuesto sobre la Renta -ISR-, por 10 años. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha en que el proyecto inicia la operación comercial.

La deducción del ISR aplica desde el año siete en adelante, donde se deduce un 10% por ISR. Los índices de inflación y nivel de precios para el análisis financiero fueron obviados porque la influencia a nivel de ingresos y costos es similar y por tanto tienden a ser anulados. Para el cálculo de los indicadores financieros se consideró como sigue:

- Se calcularon los resultados de los indicadores de VAN, TIR y B/C utilizando el flujo de efectivo neto, una tasa de descuento del 10%, considerando al monto del financiamiento y capital propio a lugar del monto total de la inversión.

Se presenta a continuación la tabla 9 de estado de resultados financieros, muestra: Ingresos, Egresos, flujo de efectivo neto e indicadores financieros VAN, TIR y B/C.

Tabla 9. Flujo de Efectivo (US\$), Datos Indicadores Financieros, PCH Uspantán (2 MW).

Inversion 6,815,849								
años	0	1	5	10	15	20	25	
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.		1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800	
Ingresos Totales		1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800	40,320,000
Costos O & M		19,358	19,358	19,358	19,358	19,358	19,358	
Depreciacion 20%		48,787	39,587	39,587	39,587	39,587	39,587	
Gastos Financieros		7,743	7,743	7,743	7,743	7,743	7,743	
Costos Totales		75,888	66,688	66,688	66,688	66,688	66,688	4,477,281
Estado de Resultados		1,536,912	1,546,112	1,546,112	1,546,112	1,546,112	1,546,112	
Flujo Efectivo antes Imp.		1,585,699	1,585,699	1,585,699	1,585,699	1,585,699	1,585,699	
Impuesto sobre la Renta 10%		0	0	0	158,570	158,570	158,570	
Flujo de Efectivo despues Imp.	-6,815,849	1,585,699	1,585,699	1,585,699	1,427,129	1,427,129	1,427,129	
Flujo de Efectivo Neto	-6,815,849	1,585,699	1,585,699	1,585,699	1,427,129	1,427,129	1,427,129	

VAN		6,211,366
TIR	10%	20.63%
B/C		9.01
Ingresos (Beneficio)		40,320,000
Egresos (Costos)		4,477,281
PAYBACK (años)		5.66

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados pude establecer que:

Los indicadores financieros VAN, TIR y B/C, considerando el monto de inversión total y los beneficios por la interconexión al sistema eléctrico nacional, indican factibilidad del proyecto.

El resultado del valor actual neto es de US\$ 6,211,366 el cual sobre un valor de inversión de US\$ 6,815,849. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica factibilidad sobre el proyecto por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de este proyecto de inversión.

El resultado de la tasa interna de retorno a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 20.63%, este resultado es mayor que la tasa de descuento, lo que representa beneficios

sobre el capital invertido. El resultado de la TIR se puede interpretar como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, según referencia del anexo 4, subnumeral 4.2.1 para los costos de desarrollo.

Por último, el resultado de la relación beneficio-costos es US\$9.01 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$8.01

Por lo explicado anteriormente puede concluir que sobre los resultados financieros el desarrollo de la PCH es factible, sin embargo, esta factibilidad solo se garantiza si se mantienen los parámetros y condiciones, al monto de la inversión total y la conexión al sistema nacional interconectado (SNI) para una optimización del recurso y aumento de la factibilidad de la PCH.

4.1.3 Resultados financieros para PCH Vinam

El proyecto se estima tendrá una vida útil de 25 años y por tanto todas las variables están proyectadas a este término. Para los primeros diez años de operación del proyecto no se hace la deducción del cálculo del Impuesto sobre la Renta, esto según Decreto 52-2003 Energías Renovables la cual fue emitida en noviembre del 2003, en la cual tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto.

Estos incentivos se refieren a: Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable, para los períodos de pre inversión y de construcción, el cual no excederá de diez años. Exención del impuesto sobre la renta –ISR-, por 10 años. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha en que el proyecto inicia la operación comercial.

La deducción del ISR aplica desde el año siete en adelante, donde se deduce un 10% por ISR. Los índices de inflación y nivel de precios para el análisis financiero fueron obviados porque la influencia a nivel de ingresos y costos es similar y por tanto tienden a ser anulados. Para el cálculo de los indicadores financieros se consideró como sigue:

- Se calcularon los resultados de los indicadores de VAN, TIR y B/C utilizando el flujo de efectivo neto, una tasa de descuento del 10%, considerando al monto del financiamiento y capital propio a lugar del monto total de la inversión.

Se presenta a continuación la tabla 10 de resultados financieros, muestra: Ingresos, egresos, flujo de efectivo neto e indicadores financieros VAN, TIR y B/C.

Tabla 10. Flujo de Efectivo (US\$), Datos Indicadores Financieros, PCH Vinam (4 MW).

		Inversión 9,981,698							
años		0	1	5	10	15	20	25	
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.			2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200	
Ingresos Totales			2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200	60,480,000
Costos O & M			38,716	38,716	38,716	38,716	38,716	38,716	
Depreciación 20%			68,373	60,773	60,773	60,773	60,773	60,773	
Gastos Financieros			15,486	15,486	15,486	15,486	15,486	15,486	
Costos Totales			122,575	114,975	114,975	114,975	114,975	114,975	6,338,653
Estado de Resultados			2,296,625	2,304,225	2,304,225	2,304,225	2,304,225	2,304,225	
Flujo Efectivo antes Imp.			2,364,998	2,364,998	2,364,998	2,364,998	2,364,998	2,364,998	
Impuesto sobre la Renta 10%			0	0	0	236,500	236,500	236,500	
Flujo de Efectivo después Imp.		-9,981,698	2,364,998	2,364,998	2,364,998	2,128,498	2,128,498	2,128,498	
Flujo de Efectivo Neto		-9,981,698	2,364,998	2,364,998	2,364,998	2,128,498	2,128,498	2,128,498	
	VAN		9,951,986						
	TIR	10%	21.85%						
	B/C		9.54						
	Ingresos (Beneficio)		60,480,000						
	Egresos (Costos)		6,338,653						
	PAYBACK (años)		5.58						

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados pude establecer que:

Los indicadores financieros VAN, TIR y B/C, considerando el monto de inversión total y los beneficios por la interconexión al sistema eléctrico nacional, indican factibilidad del proyecto.

El resultado del Valor Actual Neto es de US\$ 9,951,986 el cual sobre un valor de inversión de US\$ 9,981,698. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica factibilidad sobre el proyecto por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de este proyecto de inversión.

El resultado de la tasa interna de retorno a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 21.85%, este resultado es mayor que la tasa de descuento, lo que representa beneficios sobre el capital invertido. El resultado de la TIR se puede interpretar como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, según referencia del anexo 4, subnumeral 4.3.1 para los costos de desarrollo.

Por último, el resultado de la relación beneficio-costos es 9.54 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 8.54.

Por lo explicado anteriormente pude concluir que sobre los resultados financieros el desarrollo de la PCH es factible, sin embargo, esta factibilidad solo se garantiza si se mantienen los parámetros y condiciones, al monto de la inversión total y la conexión al sistema nacional interconectado (SNI) para una optimización del recurso y aumento de la factibilidad de la PCH.

4.1.4 Resultados financieros para PCH Tzinalá

El proyecto se estima tendrá una vida útil de 25 años y por tanto todas las variables están proyectadas a este término.

Para los primeros diez años de operación del proyecto no se hace la deducción del cálculo del Impuesto sobre la Renta, esto según Decreto 52-2003 Energías Renovables la cual fue emitida en noviembre del 2003, en la cual tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto.

Estos incentivos se refieren a: Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el impuesto al valor agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable, para los períodos de pre inversión y de construcción, el cual no excederá de diez años. Exención del impuesto sobre la renta –ISR-, por 10 años. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha en que el proyecto inicia la operación comercial.

La deducción del ISR aplica desde el año siete en adelante, donde se deduce un 10% por ISR. Los índices de inflación y nivel de precios para el análisis financiero fueron obviados porque la influencia a nivel de ingresos y costos es similar y por tanto tienden a ser anulados. Para el cálculo de los indicadores financieros se consideró como sigue:

- Se calcularon los resultados de los indicadores de VAN, TIR y B/C utilizando el flujo de efectivo neto, una tasa de descuento del 10%, considerando al monto del financiamiento y capital propio a lugar del monto total de la inversión.

Se presenta a continuación la tabla 11 de resultados financieros, muestra: Ingresos, Egresos, flujo de efectivo neto e indicadores financieros VAN, TIR y B/C.

Tabla 11. Flujo de Efectivo (US\$), Datos Indicadores Financieros, PCH Tzinalá (6 MW).

Inversion 14,157,547							
años	0	1	5	10	15	20	25
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.		3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200
Ingresos Totales		3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200
Costos O & M		58,074	58,074	58,074	58,074	58,074	58,074
Depreciacion 20%		96,040	91,000	91,000	91,000	91,000	91,000
Gastos Financieros		23,230	23,230	23,230	23,230	23,230	23,230
Costos Totales		177,343	172,303	172,303	172,303	172,303	172,303
Estado de Resultados		3,249,857	3,254,897	3,254,897	3,254,897	3,254,897	3,254,897
Flujo Efectivo antes Imp.		3,345,897	3,345,897	3,345,897	3,345,897	3,345,897	3,345,897
Impuesto sobre la Renta 10%		0	0	0	334,590	334,590	334,590
Flujo de Efectivo despues Imp.	-14,157,547	3,345,897	3,345,897	3,345,897	3,011,307	3,011,307	3,011,307
Flujo de Efectivo Neto	-14,157,547	3,345,897	3,345,897	3,345,897	3,011,307	3,011,307	3,011,307

VAN		14,453,419
TIR	10%	22.28%
B/C		9.90
Ingresos (Beneficio)		85,680,000
Egresos (Costos)		8,653,374
PAYBACK (años)		5.59

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados pude establecer que:

Los indicadores financieros VAN, TIR y B/C, considerando el monto de inversión total y los beneficios por la interconexión al sistema eléctrico nacional, indican factibilidad del proyecto.

El resultado del Valor Actual Neto es de US\$ 14,453,419 el cual sobre un valor de inversión de US\$ 14,157,547. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica factibilidad sobre el proyecto por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de este proyecto de inversión.

El resultado de la tasa interna de retorno a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 22.28%, este resultado es mayor que la tasa de descuento, lo que representa beneficios sobre el capital invertido. El resultado de la TIR se puede interpretar como el máximo

rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, según referencia del anexo 4, subnumeral 4.4.1 para los costos de desarrollo.

Por último, el resultado de la relación beneficio-costos es 9.90 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 8.90.

Por lo explicado anteriormente puede concluir que sobre los resultados financieros el desarrollo de la PCH es factible, sin embargo, esta factibilidad solo se garantiza si se mantienen los parámetros y condiciones, al monto de la inversión total y la conexión al sistema nacional interconectado (SNI) para una optimización del recurso y aumento de la factibilidad de la PCH.

4.1.5 Resultados financieros para PCH Rio Seco

El proyecto se estima tendrá una vida útil de 25 años y por tanto todas las variables están proyectadas a este término.

Para los primeros diez años de operación del proyecto no se hace la deducción del cálculo del Impuesto sobre la Renta, esto según Decreto 52-2003 Energías Renovables la cual fue emitida en noviembre del 2003, en la cual tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto.

Estos incentivos se refieren a: Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el impuesto al valor agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable, para los períodos de pre inversión y de construcción, el cual no excederá de diez años. Exención

del impuesto sobre la renta –ISR-, por 10 años. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha en que el proyecto inicia la operación comercial.

La deducción del ISR aplica desde el año siete en adelante, donde se deduce un 10% por ISR. Los índices de inflación y nivel de precios para el análisis financiero fueron obviados porque la influencia a nivel de ingresos y costos es similar y por tanto tienden a ser anulados. Para el cálculo de los indicadores financieros se consideró como sigue:

- Se calcularon los resultados de los indicadores de VAN, TIR y B/C utilizando el flujo de efectivo neto, una tasa de descuento del 10%, considerando al monto del financiamiento y capital propio a lugar del monto total de la inversión.

Se presenta a continuación la tabla 12 de resultados financieros, muestra: Ingresos, Egresos, flujo de efectivo neto e indicadores financieros VAN, TIR y B/C.

Tabla 12. Flujo de Efectivo (US\$), Datos Indicadores Financieros, PCH Rio Seco (8 MW).

Inversion 17,983,396								
años	0	1	5	10	15	20	25	
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.		4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	
Ingresos Totales		4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	110,880,000
Costos O & M		77,432	77,432	77,432	77,432	77,432	77,432	
Depreciacion 20%		120,906	120,906	120,906	120,906	120,906	120,906	
Gastos Financieros		30,973	30,973	30,973	30,973	30,973	30,973	
Costos Totales		229,311	229,311	229,311	229,311	229,311	229,311	10,870,060
Estado de Resultados		4,205,889	4,205,889	4,205,889	4,205,889	4,205,889	4,205,889	
Flujo Efectivo antes Imp.		4,326,796	4,326,796	4,326,796	4,326,796	4,326,796	4,326,796	
Impuesto sobre la Renta 10%		0	0	0	432,680	432,680	432,680	
Flujo de Efectivo despues Imp.	-17,983,396	4,326,796	4,326,796	4,326,796	3,894,116	3,894,116	3,894,116	
Flujo de Efectivo Neto	-17,983,396	4,326,796	4,326,796	4,326,796	3,894,116	3,894,116	3,894,116	

VAN		19,304,853
TIR	10%	22.97%
B/C		10.20
Ingresos (Beneficio)		110,880,000
Egresos (Costos)		10,870,060
PAYBACK (años)		5.51

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados pude establecer que:

Los indicadores financieros VAN, TIR y B/C, considerando el monto de inversión total y los beneficios por la interconexión al sistema eléctrico nacional, indican factibilidad del proyecto.

El resultado del valor actual neto es de US\$ 19,304,853 el cual sobre un valor de inversión de US\$ 17,983,396. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica factibilidad sobre el proyecto por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de este proyecto de inversión.

El resultado de la tasa interna de retorno a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 22.97%, este resultado es mayor que la tasa de descuento, lo que representa beneficios sobre el capital invertido. El resultado de la TIR se puede interpretar como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, según referencia del anexo 4, subnumeral 4.5.1 para los costos de desarrollo.

Por último, el resultado de la relación beneficio-costos es 10.2 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 9.2.

Por lo explicado anteriormente pude concluir que sobre los resultados financieros el desarrollo de la PCH es factible, sin embargo, esta factibilidad solo se garantiza si se mantienen los parámetros y condiciones, al monto de la inversión total y la conexión al sistema nacional interconectado (SNI) para una optimización del recurso y aumento de la factibilidad de la PCH.

4.1.6 Resultados financieros para PCH Jacaltenango

El proyecto se estima tendrá una vida útil de 25 años y por tanto todas las variables están proyectadas a este término.

Para los primeros diez años de operación del proyecto no se hace la deducción del cálculo del Impuesto sobre la Renta, esto según Decreto 52-2003 Energías Renovables la cual fue emitida en noviembre del 2003, en la cual tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto.

Estos incentivos se refieren a: Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el impuesto al valor agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable, para los períodos de pre inversión y de construcción, el cual no excederá de diez años. Exención del impuesto sobre la renta –ISR-, por 10 años. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha en que el proyecto inicia la operación comercial.

La deducción del ISR aplica desde el año siete en adelante, donde se deduce un 10% por ISR. Los índices de inflación y nivel de precios para el análisis financiero fueron obviados porque la influencia a nivel de ingresos y costos es similar y por tanto tienden a ser anulados. Para el cálculo de los indicadores financieros se consideró como sigue:

- Se calcularon los resultados de los indicadores de VAN, TIR y B/C utilizando el flujo de efectivo neto, una tasa de descuento del 10%, considerando al monto del financiamiento y capital propio a lugar del monto total de la inversión.

Se presenta a continuación la tabla 13 de resultados financieros, muestra: Ingresos, Egresos, flujo de efectivo neto e indicadores financieros VAN, TIR y B/C.

Tabla 13. Flujo de Efectivo (US\$), Datos Indicadores Financieros, PCH Jacaltenango (10 MW).

		Inversion 21,559,245							
años		0	1	5	10	15	20	25	
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.			5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800	
Ingresos Totales			5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800	141,120,000
Costos O & M			96,790	96,790	96,790	96,790	96,790	96,790	
Depreciacion 20%			143,773	143,773	143,773	143,773	143,773	143,773	
Gastos Financieros			38,716	38,716	38,716	38,716	38,716	38,716	
Costos Totales			279,278	279,278	279,278	279,278	279,278	279,278	12,873,681
Estado de Resultados			5,365,522	5,365,522	5,365,522	5,365,522	5,365,522	5,365,522	
Flujo Efectivo antes Imp.			5,509,294	5,509,294	5,509,294	5,509,294	5,509,294	5,509,294	
Impuesto sobre la Renta 10%			0	0	0	550,929	550,929	550,929	
Flujo de Efectivo despues Imp.	-21,559,245		5,509,294	5,509,294	5,509,294	4,958,365	4,958,365	4,958,365	
Flujo de Efectivo Neto	-21,559,245		5,509,294	5,509,294	5,509,294	4,958,365	4,958,365	4,958,365	

VAN		26,177,098
TIR	10%	24.66%
B/C		10.96
Ingresos (Beneficio)		141,120,000
Egresos (Costos)		12,873,681
PAYBACK (años)		5.24

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados pude establecer que:

Los indicadores financieros VAN, TIR y B/C, considerando el monto de inversión total y los beneficios por la interconexión al sistema eléctrico nacional, indican factibilidad del proyecto.

El resultado del valor actual neto es de US\$ 26,177,098 el cual sobre un valor de inversión de US\$ 21,559,245. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10% se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica factibilidad sobre el proyecto por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de este proyecto de inversión.

El resultado de la tasa interna de retorno a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 24.66%, este resultado es mayor que la tasa de descuento, lo que representa beneficios sobre el capital invertido. El resultado de la TIR se puede interpretar como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, según referencia del anexo 4, subnumeral 4.6.1 para los costos de desarrollo.

Por último, el resultado de la relación beneficio-costos es 10.96 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 9.96.

Por lo explicado anteriormente pude concluir que sobre los resultados financieros el desarrollo de la PCH es factible, sin embargo, esta factibilidad solo se garantiza si se mantienen los parámetros y condiciones, al monto de la inversión total y la conexión al sistema nacional interconectado (SNI) para una optimización del recurso y aumento de la factibilidad de la PCH.

4.2 Discusión de Resultados

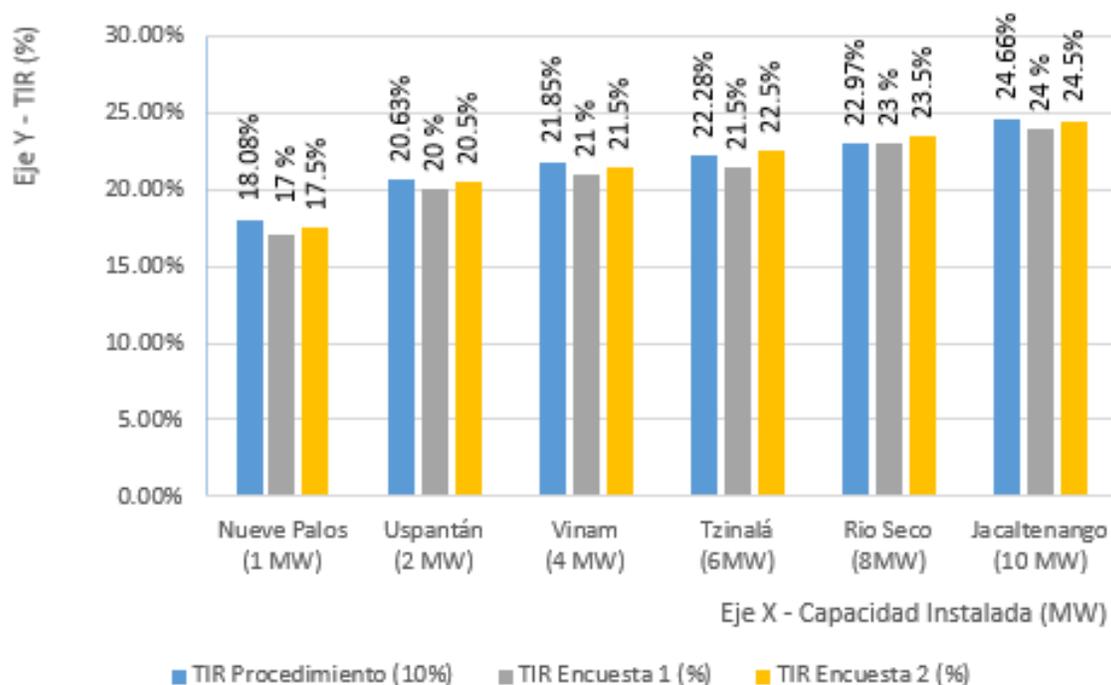
Con los datos del numeral anterior 4.1 del presente capítulo, se presenta la discusión de los resultados financieros de los cuales se obtienen los hallazgos y la forma en que se analizó la información. A fin de abordar el objetivo general de la presente investigación, “analizar la rentabilidad en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas en la región noroccidente de Guatemala para evaluar la relación con su capacidad instalada”.

4.2.1 Relación entre la rentabilidad y la capacidad instalada en las pequeñas centrales hidroeléctricas.

De conformidad con el análisis de contenido realizado durante la presente investigación, así como con elementos de las entrevistas llevadas a cabo en la fase de campo de la

misma, se obtuvieron los siguientes resultados en donde se muestran graficados para su interpretación y posterior discusión.

Figura 14. Capacidad Instalada vrs. TIR



Fuente: Elaboración propia.

Para la PCH Nueve Palos de 1 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.1, se obtuvieron los siguientes datos: La tasa interna de retorno TIR a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 18.08%, este resultado es mayor que la tasa de descuento del 10%, lo que representa beneficios sobre el capital invertido. El resultado de 18.08% para la TIR se interpreta como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, lo cual es consistente con la teoría que menciona una tasa mínima de 10% para que la inversión sea aconsejable, la tasa de rendimiento interno que se obtuvo fue superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de 17% y 17.5% que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 14 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la TIR.

Para la PCH Uspantán de 2 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.2, se obtuvieron los siguientes datos: La tasa interna de retorno TIR a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 20.63%, este resultado es mayor que la tasa de descuento del 10%, lo que representa beneficios sobre el capital invertido. El resultado de 20.63% para la TIR se interpreta como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, lo cual es consistente con la teoría que menciona una tasa mínima de 10% para que la inversión sea aconsejable según numeral 2.6.1, la tasa de rendimiento interno que se obtuvo fue superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de 20% y 20.5% que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 14 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la TIR.

Para la PCH Vinam de 4 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.3, se obtuvieron los siguientes datos: La tasa interna de retorno TIR a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 21.85%, este resultado es mayor que la tasa de descuento del 10%, lo que representa beneficios sobre el capital invertido. El resultado de 21.85% para la TIR se interpreta como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, lo cual es consistente con la teoría que menciona una tasa mínima de 10% para que la inversión sea aconsejable según numeral 2.6.1, la tasa de rendimiento interno que se obtuvo fue superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de 21% y 21.5% que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 14 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la TIR.

Para la PCH Tzinalá de 6 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.4, se obtuvieron los siguientes datos: La tasa interna de retorno TIR a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 22.28%, este resultado es mayor que la tasa de descuento del 10%, lo que representa beneficios sobre el capital

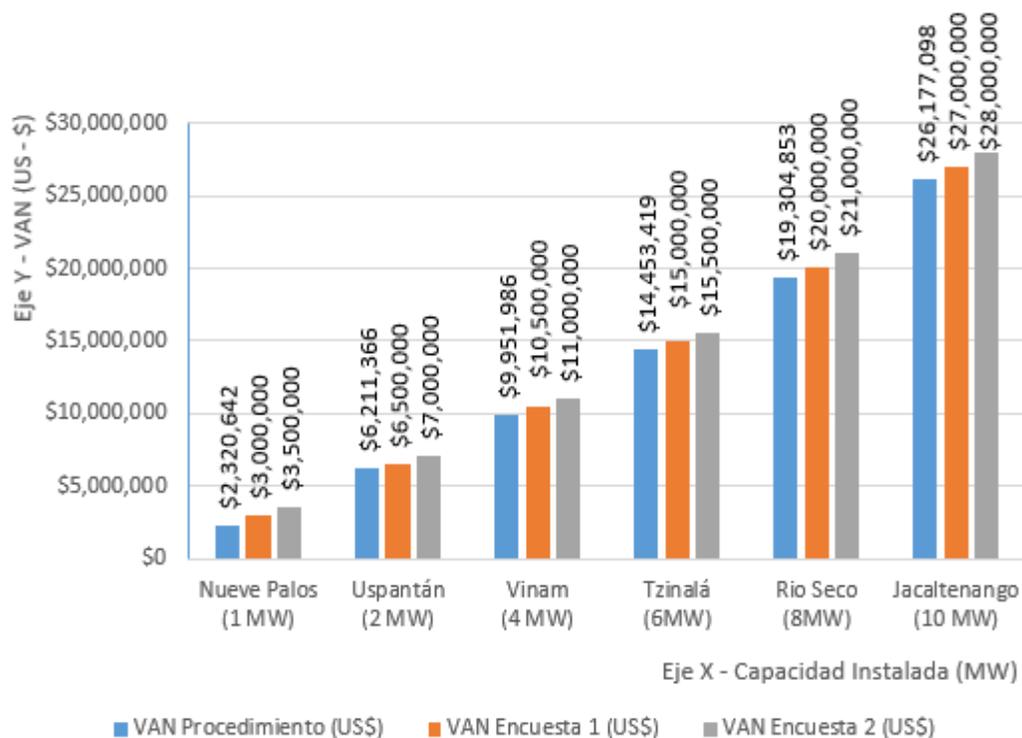
invertido. El resultado de 22.28% para la TIR se interpreta como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, lo cual es consistente con la teoría que menciona una tasa mínima de 10% para que la inversión sea aconsejable según numeral 2.6.1, la tasa de rendimiento interno que se obtuvo fue superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de 21.5% y 22.5% que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 14 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la TIR.

Para la PCH Rio Seco de 8 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.5, se obtuvieron los siguientes datos: La tasa interna de retorno TIR a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 22.97%, este resultado es mayor que la tasa de descuento del 10%, lo que representa beneficios sobre el capital invertido. El resultado de 22.97% para la TIR se interpreta como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, lo cual es consistente con la teoría que menciona una tasa mínima de 10% para que la inversión sea aconsejable según numeral 2.6.1, la tasa de rendimiento interno que se obtuvo fue superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de 23% y 23.5% que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 14 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la TIR.

Para la PCH Jacaltenango de 10 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.6, se obtuvieron los siguientes datos: La tasa interna de retorno TIR a la que el VAN alcanza un valor de cero es de 24.66%, este resultado es mayor que la tasa de descuento del 10%, lo que representa beneficios sobre el capital invertido. El resultado de 24.66% para la TIR se interpreta como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, lo cual es consistente con la teoría que menciona una tasa mínima de 10% para que la inversión sea aconsejable según numeral 2.6.1, la tasa de rendimiento interno que se obtuvo fue superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión, así también

es consistente con las respuestas de las encuestas de 24% y 24.5% que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 14 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la TIR.

Figura 15. Capacidad Instalada vrs. VAN



Fuente: Elaboración propia.

Para la PCH Nueve Palos de 1 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.1, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado del valor actual neto VAN es de US\$ 2,320,642 el cual sobre un valor de inversión de US\$ 3,613,646. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica rentabilidad por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de la construcción de la PCH, lo cual es consistente con la teoría y consiste en el método con

el cual se puede determinar el valor del capital invertido al final del período de inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 3,000,000 y US\$3,500,000 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 15 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y el VAN.

Para la PCH Uspantán de 2 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.2, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado del valor actual neto es de US\$ 6,211,366 el cual sobre un valor de inversión de US\$6,815,849. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica rentabilidad por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de la construcción de la PCH, lo cual es consistente con la teoría y consiste en el método con el cual se puede determinar el valor del capital invertido al final del período de inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$6,500,000 y US\$7,000,000 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 15 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y el VAN.

Para la PCH Vinam de 4 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.3, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado del valor actual neto es de US\$ 9,951,986 el cual sobre un valor de inversión de US\$ 9,981,698. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica rentabilidad por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de la construcción de la PCH, lo cual es consistente con la teoría y consiste en el método con el cual se puede determinar el valor del capital invertido al final del período de inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 10,500,000 y US\$ 11,000,000 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 15 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y el VAN.

Para la PCH Tzinalá de 6 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.4, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado del valor

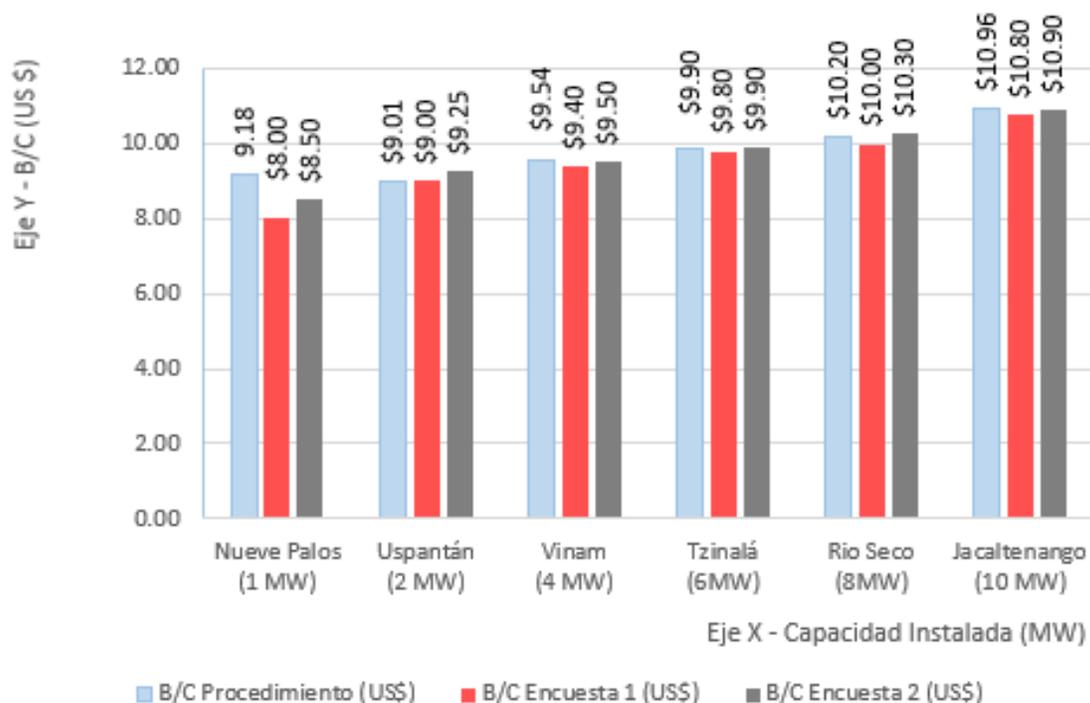
actual neto es de US\$ 14,453,419 el cual sobre un valor de inversión de US\$ 14,157,547. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica rentabilidad por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de la construcción de la PCH, lo cual es consistente con la teoría y consiste en el método con el cual se puede determinar el valor del capital invertido al final del período de inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 15,000,000 y US\$ 15,500,000 que se muestran en el anexo 2, asimismo se puede observar en la figura 15 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y el VAN.

Para la PCH Rio Seco de 8 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.5, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado del valor actual neto es de US\$ 19,304,853 el cual sobre un valor de inversión de US\$ 17,983,396. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica rentabilidad por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de la construcción de la PCH, lo cual es consistente con la teoría y consiste en el método con el cual se puede determinar el valor del capital invertido al final del período de inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 20,000,000 y US\$ 21,000,000 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 15 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y el VAN.

Para la PCH Jacaltenango de 10 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.6, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado del Valor Actual Neto es de US\$ 26,177,098 el cual sobre un valor de inversión de US\$21,559,245. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica rentabilidad por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de la construcción de la PCH, lo cual es consistente con la teoría y consiste en el método con el cual se puede determinar el valor del capital invertido al final del período de inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$27,000,000 y

US\$28,000,000 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 15 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y el VAN.

Figura 16. Capacidad Instalada vrs. Relación B/C



Fuente: Elaboración propia.

Para la PCH Nueve Palos de 1 MW de capacidad instalada, por último, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.1, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 9.18 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 9.18, lo cual es consistente con la teoría que compara directamente, los beneficios y los costos de un proyecto para definir su viabilidad, debiendo ser esta mayor que 1, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 8 y US\$ 8.5 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 16 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la relación B/C.

Para la PCH Uspantán de 2 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.2, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado de la relación Beneficio/Costo es US\$ 9.01 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 8.01, lo cual es consistente con la teoría que compara directamente, los beneficios y los costos de un proyecto para definir su viabilidad, debiendo ser esta mayor que 1, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 9 y US\$ 9.25 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 16 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la relación B/C.

Para la PCH Vinam de 4 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.3, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 9.54 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 8.54, lo cual es consistente con la teoría que compara directamente, los beneficios y los costos de un proyecto para definir su viabilidad, debiendo ser esta mayor que 1, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 9.4 y US\$ 9.5 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 16 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la relación B/C.

Para la PCH Tzinalá de 6 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.4, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 9.90 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 8.90, lo cual es consistente con la teoría que compara directamente, los beneficios y los costos de un proyecto para definir su viabilidad, debiendo ser esta mayor que 1, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 9.8 y US\$ 9.9 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede

observar en la figura 16 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la relación B/C.

Para la PCH Rio Seco de 8 MW de capacidad instalada, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.5, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 10.20 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 9.20, lo cual es consistente con la teoría que compara directamente, los beneficios y los costos de un proyecto para definir su viabilidad, debiendo ser esta mayor que 1, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 10 y US\$ 10.3 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 16 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la relación B/C.

Para la PCH Jacaltenango de 10 MW de capacidad instalada, por último, del resultado financiero expuesto en el capítulo 4, numeral 4.1.6, se obtuvieron los siguientes datos: El resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 10.96 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este mostró la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 9.96, lo cual es consistente con la teoría que compara directamente, los beneficios y los costos de un proyecto para definir su viabilidad, debiendo ser esta mayor que 1, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 10.8 y US\$ 10.9 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 16 un incremento proporcional entre la capacidad instalada y la relación B/C.

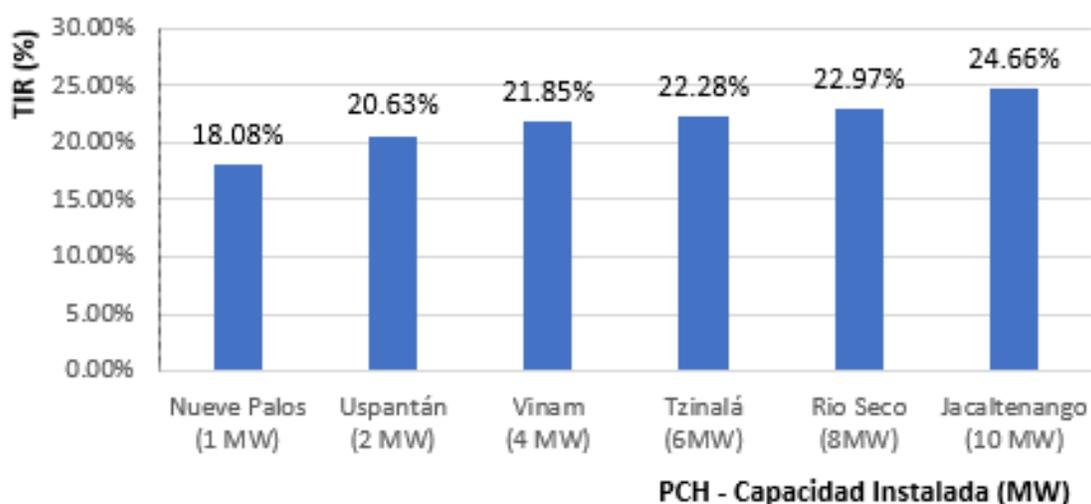
Por lo explicado anteriormente se concluyó que hay una tendencia general de aumento de los indicadores de rentabilidad TIR, VAN y relación B/C a medida que aumenta la capacidad instalada en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, sin

embargo, esta solo se garantiza si se mantienen los parámetros y condiciones, al monto de la inversión total y la conexión al sistema nacional interconectado (SNI) para una optimización del recurso y aumento de la factibilidad de la PCH.

4.2.2 Pequeña central hidroeléctrica más rentable para la construcción en función de su capacidad instalada.

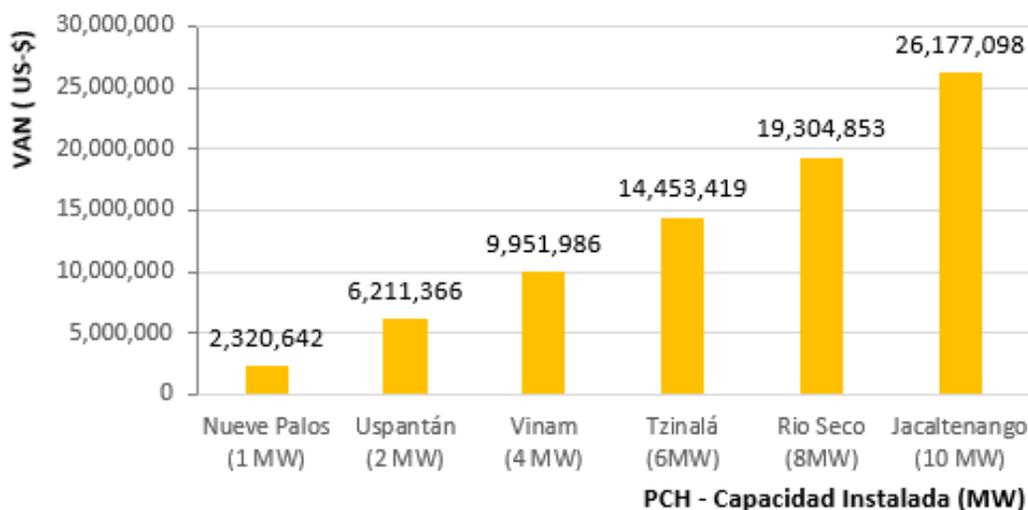
A fin de abordar el objetivo específico II de la presente investigación, “determinar que pequeña central hidroeléctrica es más rentable para la construcción en función de su capacidad instalada”, y de conformidad con lo indicado en el apartado anterior, en términos de metodología, asimismo con elementos de las entrevistas llevadas a cabo en la fase de campo de la misma, se pudo determinar que PCH es más rentable en función de su capacidad instalada como se presenta a continuación.

Figura 17. Capacidad Instalada vs. TIR



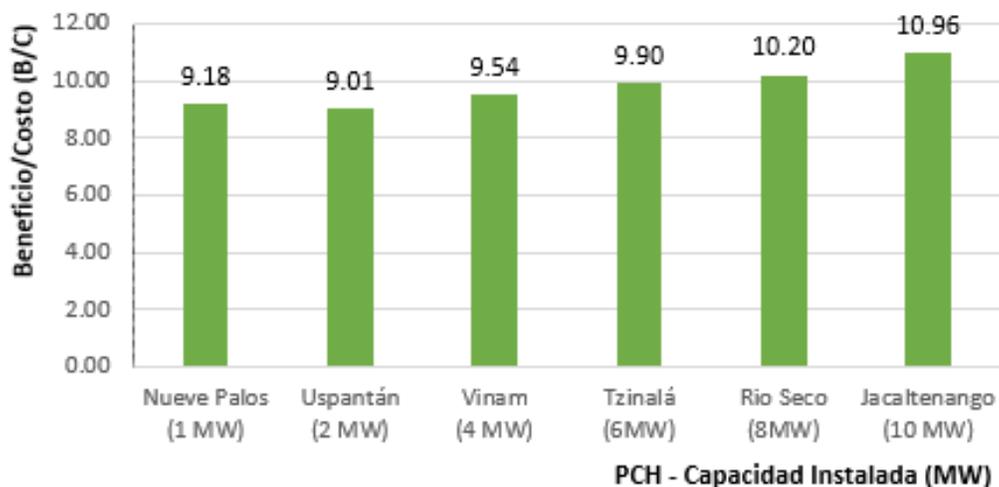
Fuente: Elaboración propia.

Figura 18. Capacidad Instalada vrs. VAN



Fuente: Elaboración propia.

Figura 19. Capacidad Instalada vrs. B/C



Fuente: Elaboración propia.

La PCH Jacaltenango de 10 MW de capacidad instalada, es la que muestra los mejores indicadores financieros de rentabilidad VAN, TIR y B/C, considerando el monto de inversión total y los beneficios por la interconexión al sistema eléctrico nacional, indican factibilidad del proyecto. La tasa interna de retorno TIR a la que el VAN alcanza un valor

de cero es de 24.66%, este resultado es mayor que la tasa de descuento del 10%, lo que representa beneficios sobre el capital invertido. El resultado de 24.66% para la TIR se interpreta como el máximo rendimiento que se obtendrá a valor actual, de los flujos futuros que se observarán en el proyecto, lo cual es consistente con la teoría que menciona una tasa mínima de 10% para que la inversión sea la más rentable, la tasa de rendimiento interno que se obtuvo fue superior a la tasa mínima de rentabilidad que exige la inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de 24% y 24.5% que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 17 el mayor incremento entre la capacidad instalada y la TIR. El resultado del valor actual neto es de US\$ 26,177,098 el cual sobre un valor de inversión de US\$ 21,559,245. Este resultado es positivo, con una tasa de descuento del 10 % se cumple con los criterios de aceptación para el VAN e indica factibilidad por lo tanto este resultado se considera como un factor para la toma de decisión sobre el desarrollo de la construcción de la PCH, lo cual es consistente con la teoría y consiste en el método con el cual se puede determinar el valor del capital invertido al final del período de inversión, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 27,000 y US\$ 28,000 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 18 el mayor incremento entre la capacidad instalada y el VAN. El resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 10.96 mayor que uno, factor establecido para este índice. Este muestra la rentabilidad en términos relativos e indica que por cada US\$ 1.00 invertido se están obteniendo US\$ 9.96, lo cual es consistente con la teoría que compara directamente, los beneficios y los costos de un proyecto para definir su viabilidad, debiendo ser esta mayor que 1, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 10.8 y US\$ 10.9 que se muestran en el anexo 3, asimismo se puede observar en la figura 19 el mayor incremento entre la capacidad instalada y la relación B/C.

Por lo explicado anteriormente pude concluir que sobre los resultados financieros el desarrollo de la PCH Jacaltenango es la más rentable, sin embargo, esta solo se garantiza si se mantienen los parámetros y condiciones, al monto de la inversión total y la conexión al sistema nacional interconectado (SNI) para una optimización del recurso y aumento de la factibilidad de la PCH.

CONCLUSIONES

Si bien la presente investigación se refirió analizar de la rentabilidad en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas en la región noroccidente de Guatemala en función de su capacidad instalada, el mismo busco también determinar qué relación tienen la rentabilidad y la capacidad instalada. Para ello se confirmó la hipótesis de investigación que la rentabilidad en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas si está relacionada proporcionalmente con su capacidad instalada.

Así, del análisis documental y del trabajo de campo llevado a cabo durante la investigación, se infiere que la hipótesis de investigación se cumplió en virtud que:

1. Se comprobó para todas las PCH que la rentabilidad es proporcional a la capacidad instalada, o sea que entre mayor sea su capacidad instalada, mayor será su rentabilidad financiera, ya que los indicadores de rentabilidad TIR, VAN y relación beneficio/costo se incrementan cuando su capacidad instalada aumenta, lo cual es consistente con las encuestas que se muestran en el anexo 3. Para la PCH Nueve Palos de 1 MW de capacidad instalada, la TIR es de 18.08%, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de 17% y 17.5%. Para la PCH Uspantán de 2 MW de capacidad instalada, la TIR es de 20.63%, este es consistente con las encuestas de 20% y 20.5%. Para la PCH Vinam de 4 MW de capacidad instalada, la TIR es de 21.85%, este resultado es consistente con las encuestas de 21% y 21.5%. Para la PCH Tzinalá de 6 MW de capacidad instalada, la TIR es de 22.28%, este resultado es consistente con las encuestas de 21.5% y 22.5%. Para la PCH Rio Seco de 8 MW de capacidad instalada, la TIR es de 22.97%, este es consistente con las encuestas de 23% y 23.5%. Para la PCH Jacaltenango de 10 MW de capacidad instalada, la TIR es de 24.66%, este es consistente con las encuestas de 24% y 24.5%.

Para la PCH Nueve Palos de 1 MW de capacidad instalada, el VAN es de US\$2,320,642, así también es consistente con las encuestas de US\$ 3,000,000 y US\$3,500,000. Para la PCH Uspantán de 2 MW de capacidad instalada, el VAN es de US\$ 6,211,366 así también es consistente con las encuestas de US\$ 6,500,000 y US\$ 7,000,000. Para la PCH Vinam de 4 MW de capacidad instalada, el VAN es de US\$ 9,951,986, así también es consistente con las encuestas de US\$ 10,500,000 y US\$ 11,000,000. Para la PCH Tzinalá de 6 MW de capacidad instalada, el VAN es de US\$ 14,453,419, así también es consistente con las encuestas de US\$ 15,000,000 y US\$ 15,500,000. Para la PCH Rio Seco de 8 MW de capacidad instalada, el VAN es de US\$ 19,304,853, así también es consistente con las encuestas de US\$ 20,000,000 y US\$ 21,000,000. Para la PCH Jacaltenango de 10 MW de capacidad instalada, el VAN es de US\$ 26,177,098, así también es consistente con las encuestas de US\$27,000,000 y US\$ 28,000,000.

Por último, para la PCH Nueve Palos de 1 MW de capacidad instalada, el resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 9.18, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 8 y US\$ 8.5. Para la PCH Uspantán de 2 MW de capacidad instalada, el resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 9.01, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 9 y US\$ 9.25. Para la PCH Vinam de 4 MW de capacidad instalada, el resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 9.54, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 9.4 y US\$ 9.5. Para la PCH Tzinalá de 6 MW de capacidad instalada, el resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 9.90, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 9.8 y US\$ 9.9. Para la PCH Rio Seco de 8 MW de capacidad instalada, el resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 10.20, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 10 y US\$ 10.3. Para la PCH Jacaltenango de 10 MW de capacidad instalada, por último, el resultado de la relación beneficio/costo es US\$ 10.96, así también es consistente con las respuestas de las encuestas de US\$ 10.8 y US\$ 10.9.

2. Se comprobó que la relación entre la rentabilidad y la capacidad instalada es proporcional, ya que hay una tendencia general de aumento de los indicadores de rentabilidad TIR, VAN y relación B/C a medida que aumenta la capacidad instalada en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, considerando el monto de inversión total y los beneficios por la interconexión al sistema eléctrico nacional, sin embargo, esta solo se garantiza si se mantienen los parámetros y condiciones, al monto de la inversión total y la conexión al sistema nacional interconectado (SNI) para una optimización del recurso.

3. Sobre los resultados financieros, se comprobó que la PCH Jacaltenango de 10 MW es la más rentable, ya que los indicadores TIR de 24.66%, VAN de US\$ 26,177,098, y relación B/C de US\$ 10.96 se muestran mayores con respecto al de las otras PCH analizadas.

RECOMENDACIONES

En materia de generación eléctrica, en Guatemala, existen suficientes instrumentos estratégicos y operativos que han derivado del marco legal que lo rige. Por ello, para los futuros interesados en conocer la rentabilidad de estos indicadores, se recomienda:

1. Para mejorar la rentabilidad financiera de la inversión en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, se recomienda maximizar la capacidad instalada en el diseño de una PCH ya que a mayor sea su capacidad instalada, mayor será su rentabilidad financiera.
2. Para mejorar la relación de proporcionalidad entre la rentabilidad y la capacidad instalada para la construcción de PCH, los indicadores financieros que analizan cómo impacta en el costo de capital de inversión, la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN) y la relación beneficio/costo (B/C) en el capital de inversión, se pueden mejorar mediante la optimización de los recursos asignados siendo estos: a) Costos de desarrollo, b) Equipos electromecánicos, c) Tuberías de conducción, d) Obras civiles, e) Montaje electromecánico, d) Línea de conexión al SNI, e) Mobiliario y equipo, f) Capital de trabajo.
3. Se recomienda la construcción de PCH con mayor capacidad instalada ya que hace se incrementen los indicadores TIR, VAN y relación B/C, por medio de mejoras a los parámetros y condiciones, al monto de la inversión total y la conexión al sistema nacional interconectado (SNI) para una optimización del recurso y aumento de la factibilidad.

BIBLIOGRAFÍA

1. Baca Urbina, G. (2010). Evaluación de Proyectos. México: Editorial McGraw-Hill. 6ta edición.
2. Baca Urbina, G. (2010). Fundamentos de Ingeniería Económica. México: Editorial McGraw-Hill. 5ta edición.
3. Besley, S y Brigham, E. (2017). Fundamentos de Administración Financiera. México: Editorial Cengage Learning Editores S.A de CV. 14 edición.
4. Coz Federico, Sánchez Teodoro y Javier Ramírez Gastón. (1995). Manual de Mini y Micro centrales Hidroeléctricas. Lima-Perú: ITDG.
5. Gitman, Lawrence J. (2007), Principios de Administración Financiera, México: Editorial Pearson Education, 11va. Edición.
6. González, Héctor (2006). Situación del Sector Eléctrico de Guatemala. INDE, Hidroeléctrica Xalalá, Fundamento para el Desarrollo. INDE, Julio de 2007.
7. Hernández Sampieri, Roberto (2014). Metodología de la Investigación. México: Editorial Mc Graw Hill, Sexta edición.
8. Ministerio de Energía y Minas (MEM). (2005). Guía del Subsector Eléctrico y de las Energías Renovables. Guatemala 1era. Edición.
9. Ministerio de Energía y Minas (MEM). (2018). Generación Hidroeléctrica. Guatemala 1era. Edición.
10. Muñoz Razo, C. (2011). Cómo elaborar y asesorar una investigación de tesis. México. Pearson educación. Segunda edición.
11. Ministerio de Energía y Minas (MEM). (2018). Generación Hidroeléctrica. Guatemala 1era. Edición.
12. Ortiz Flórez, Ramiro. (2011). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. México: Editorial McGraw-Hill. 4ta edición.
13. Porter, Michael. (1986). Ventaja Competitiva. México: Editorial CECSA. 1era. edición.

14. Rodríguez Morales, J. (2012), Análisis de Estados Financieros, México: Editorial Mc Graw Hill, 1ra. Edición.
15. Sampieri, Roberto y Lucio, Pilar. (2014), Metodología de la Investigación, México: Editorial Mc Graw Hill, 6ta. Edición.
16. Sapag, Nassir y Sapag Reynaldo. (2008), Preparación y Evaluación de Proyectos, Colombia: Editorial Mc Graw Hill, 5ta. Edición.
17. Sapag, Nassir. (2011), Proyectos de Inversión Formulación y Evaluación, Chile: Editorial Prentice Hall, 2da. Edición.
18. Rodríguez, Morales, J. (2012), "Análisis de Estados Financieros", México: Editorial Mc Graw Hill, 1ra. Edición.
19. Villagómez, Héctor. (2001), Elementos para la Evaluación de Proyectos de Inversión, Editorial Mc Graw Hill, Segunda edición.
20. Villegas, Eduardo y Ortega, Rosa. (1997), Administración de Inversiones. México: Editorial Mc Graw Hill, Primera edición.
21. Warren Carl S. y James M. y Duchac J. (2010), Contabilidad Financiera, México: Editorial Cenage Learning, 11 va. Edición.

e-GRAFÍA

1. K. Arturo (2019), "Crece Negocios". Extraído el 09 de enero de 2021. <https://www.crecenegocios.com/rentabilidad/>
2. M. Andrés (2015), "Análisis de la Rentabilidad del Proyecto". Extraído el 27 de enero de 2021. <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/2833/4177411.pdf?sequence=11&isAllowed=y#:~:text=Se%20entiende%20como%20rentable%20aquella,de%20los%20recursos%20que%20utiliza.&text=La%20Tasa%20Interna%20de%20Rentabilidad%20es%20la%20tasa%20de%20inter%20C3%A9s,hace%20su%20VAN%20sea%20nulo.>
3. Mercados Eléctricos (2012), "Evolución de los Costos". Extraído el 07 de febrero de 2021. https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/costosernc/C._Hidro.html
4. S. Javier (2020). "Capacidad Instalada". Extraído el 22 de enero de 2021. <https://economipedia.com/definiciones/capacidad-instalada.html>
5. Servicio de Evaluación Ambiental de Chile. (2021). Extraído el 28 de enero de 2021. <http://www.sea.gob.cl/>
6. R. Mariana (2019), "Tasa Interna de Retorno TIR". Extraído el 12 de febrero de 2021. <https://www.rankia.co/blog/mejores-cdts/3718561-que-tir-para-sirve>
7. V. Víctor (2014). "Valor Actual Neto". Extraído el 19 de enero de 2021. <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

ANEXOS

1. Matriz de Operacionalización de variables

Figura 20. Matriz de Operacionalización de Variables

Variable	Tipo de Variable			Categorización o Dimensiones	Definición	Operacionalización	Indicador	Preguntas
	Clasificación por su Naturaleza	Tipo de Valor	Nivel de Medición					
Rentabilidad	Cuantitativa	Continua	Razón	Financiera	<p>TIR: Es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá el proyecto. El criterio evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por período, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda (Sapag, 2010, p.302).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • TIR = i; Inversión es Indiferente. • TIR > i; Inversión es Aconsejable. • TIR < i; Inversión es Desaconsejable. <p>Donde i, representa a las tasas de interés aplicadas en el análisis.</p>	Porcentaje de Beneficio o Perdida.	¿Cuál es el porcentaje de beneficio o pérdida con respecto a la Capacidad Instalada?
					<p>VAN: Valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial, equivale a comparar todas las ganancias esperadas contra todos los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente en tiempo cero (Baca Urbina, 2010, p.181).</p>	<ul style="list-style-type: none"> •VAN > 0: El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios. •VAN = 0: El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente. •VAN < 0: El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado. 	Valor Monetario	¿Cuál es el valor monetario con respecto a la Capacidad Instalada?
					<p>Relación Beneficio/Costo: Es una herramienta financiera que compara directamente y mide la relación que existe entre los beneficios y costos asociados a un proyecto de inversión, con el fin de conocer su rentabilidad. (Baca, 2010, p.311).</p>	<ul style="list-style-type: none"> •Relación B/C: > 1 significa que el proyecto es rentable. •Relación B/C: igual o menor 1 significa que el proyecto no es rentable. 	Factor de Relación	¿Cuál es el factor de relación con respecto a la Capacidad Instalada?
Capacidad Instalada	Cuantitativa	Discreta	Ordinal					

Fuente: Elaboración propia.

2. Encuesta. Rentabilidad en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas en función de su capacidad instalada.

A fin de alcanzar los objetivos de la presente investigación, se hizo uso de las técnicas de análisis de contenido, para lo cual se diseñó la siguiente encuesta.

Figura 21. Encuesta, Rentabilidad en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas en función de su capacidad de Instalada.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS	ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO Maestría en Administración Financiera
Encuesta	
Rentabilidad en la Construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en la Región Noroccidente de Guatemala en Función de su Capacidad Instalada	
Nombre: _____	Fecha: _____
Empresa: _____	Puesto: _____
<p>Instrucciones. Responder las siguientes preguntas para la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, en la región noroccidente de Guatemala. Sus respuestas, confidenciales y anónimas, tienen por objeto recoger información importante sobre el tema expuesto.</p>	
<p>Pregunta 1. ¿Qué porcentaje % de TIR - Tasa Interna de Retorno, considera aceptable para la rentabilidad de las siguientes PCH's?</p>	
<ul style="list-style-type: none"> • Nueve Palos, 1 MW (% TIR): _____ • Uspantán, 2 MW (% TIR): _____ • Vinam, 4 MW (% TIR): _____ • Tzinalá, 6 MW (% TIR): _____ • Rio Seco, 8 MW (% TIR): _____ • Jacaltenango, 10 MW (% TIR): _____ 	
<p>¿Qué valor del VAN - ¿Valor Actual Neto, considera aceptable para la rentabilidad de las siguientes PCH's?</p>	
<ul style="list-style-type: none"> • Nueve Palos, 1 MW (VAN): _____ • Uspantán, 2 MW (VAN): _____ • Vinam, 4 MW (VAN): _____ • Tzinalá, 6 MW (VAN): _____ • Rio Seco, 8 MW (VAN): _____ • Jacaltenango, 10 MW (VAN): _____ 	
<p>¿Qué relación del B/C - Beneficio/Costo considera aceptable para la rentabilidad de las siguientes PCH's?</p>	
<ul style="list-style-type: none"> • Nueve Palos, 1 MW (B/C): _____ • Uspantán, 2 MW (B/C): _____ • Vinam, 4 MW (B/C): _____ • Tzinalá, 6 MW (B/C): _____ • Rio Seco, 8 MW (B/C): _____ • Jacaltenango, 10 MW (B/C): _____ 	
<p>Pregunta 2. ¿Cree que la relación entre la Rentabilidad y la Capacidad Instalada en las PCH es proporcional? _____</p>	
<p>Pregunta 3. Según datos TIR, VAN, B/C, anteriores, ¿Cuál de las PCH es la más rentable dentro de los proyectos analizados para la construcción en función de su Capacidad Instalada - MW?</p>	

Fuente: Elaboración propia.

3. Respuestas a la encuesta. Rentabilidad en la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas en función de su capacidad instalada.

A fin de alcanzar los objetivos de la presente investigación, y haciendo uso de las técnicas de análisis de contenido, se da respuesta a la encuesta de la figura 21 del anexo 2. Siendo los 6 proyectos hidroeléctricos seleccionados sujetos de estudio en el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), se realizaron 2 encuestas a las jefaturas encargadas de su análisis financiero, sobre la rentabilidad y relación con la capacidad de instalada para la construcción de estas pequeñas centrales hidroeléctricas, siendo estas respuestas las que se muestran en la tabla 14.

Tabla 14. Respuestas a la encuesta.

Empresa: Instituto Nacional de Electrificación - INDE		Persona Encuestada		
		Pequeña Central Hidroeléctrica - PCH	Ing. Giovanni Gonzalez	Lic. Mario Merida
Pregunta 1	% TIR	Nueve Palos, 1 MW	17%	17.5%
		Uspantan, 2 MW	20%	20.5%
		Vinam, 4 MW	21%	21.5%
		Tzinala, 6 MW	21.5%	22.5%
		Rio Seco, 8 MW	23%	23.5%
		Jacaltenango, 10 MW	24%	24.5%
	VAN	Nueve Palos, 1 MW	\$3,000,000	\$3,500,000
		Uspantan, 2 MW	\$6,500,000	\$7,000,000
		Vinam, 4 MW	\$10,500,000	\$11,000,000
		Tzinala, 6 MW	\$15,000,000	\$15,500,000
		Rio Seco, 8 MW	\$20,000,000	\$21,000,000
		Jacaltenango, 10 MW	\$27,000,000	\$28,000,000
	Beneficio/Costo (B /C)	Nueve Palos, 1 MW	8	8.5
		Uspantan, 2 MW	9	9.25
		Vinam, 4 MW	9.4	9.5
		Tzinala, 6 MW	9.8	9.9
		Rio Seco, 8 MW	10	10.3
		Jacaltenango, 10 MW	10.8	10.9
Pregunta 2	Cree que la relacion entre la Rentabilidad y la Capacidad Instalada es proporcional?	Si	Si	
Pregunta 3	Cual de las PCH es mas rentable en funcion de su Capacidad Instalada - MW?	10 MW	10 MW	

Fuente: Elaboración propia.

4. Procedimiento

Se presenta el procedimiento para llegar a los resultados y la forma en que se procesó la información de la investigación, relacionados con el análisis de la rentabilidad en la construcción de PCH en la región noroccidente de Guatemala y su relación con su capacidad instalada. El tamaño de la central generadora se determinó por las condiciones hidrológicas de la zona de aprovechamiento, principalmente. Se seleccionaron 6 PCH como caso representativo de muestra de un universo de 23 como se explica en el sub numeral 3.6, siendo el siguiente procedimiento.

4.1 Análisis de la rentabilidad para PCH Nueve Palos

4.1.1 Monto de Inversiones

Con los datos del capítulo 3, numeral 3.8, subíndice 6, literal b), se procede al cálculo del monto de inversión requerido para el desarrollo de la PCH Nueve Palos de 1000 kW en bornes de generador es de US\$ 3,613,646. El detalle de esta inversión se presenta en la siguiente tabla 15, donde los componentes de la inversión son: Costos de desarrollo, equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, montaje electromecánico, línea de conexión a la red del río Quisayá, líneas eléctricas, mobiliario y equipo de oficina y capital de trabajo. A continuación se detalla los rubros más importantes de los componentes de la inversión, Los costos de desarrollo incluyen: Ingeniería y diseño, contingencias, administración y supervisión; los equipos electromecánicos incluyen: Generador, estudio eléctrico, subestación eléctrica, equipos electromecánicos auxiliares; las tuberías de conducción incluyen: Tubería de baja presión y tubería de alta presión; las obras civiles incluyen: Caminos de acceso, campamentos, estudios de geología e hidrología, presa, casa de máquinas, maquinaria de trabajo, estudio de impacto ambiental, seguridad, topografía, muro perimetral, licencia de construcción, valor del terreno de la finca; el montaje electromecánico incluye: Equipo electromecánico de presa; la línea de conexión al SNI incluye: Línea de transmisión; el

mobiliario y equipo incluye: escritorios, sillas, archivos, y demás mobiliario; el capital de trabajo incluye = activo corriente (caja, bancos, cuentas por cobrar) – pasivo corriente (deudas a corto plazo, proveedores, acreedores), de lo anterior a nivel institucional interno para PCH se tiene aproximado del 2.67 al 4.5 % de la inversión total se considera aceptable.

Tabla 15. Monto de Inversiones, PCH Nueve Palos.

Inversiones del Proyecto	USD - \$
Costos de Desarrollo	241,974
Equipos Electromecánicos	1,179,725
Tuberías de Conducción	538,101
Obras Civiles	1,454,992
Montaje Electromecánico	20,000
Línea de Conexión al SIN	52,731
Mobiliario y Equipo de Oficina	29,333
Capital de Trabajo	96,790
Total Inversión	\$3,613,646

Fuente: Elaboración propia.

Del monto total de inversión y de cada uno de sus componentes podemos observar que la inversión por obras civiles representa al mayor porcentaje por gastos de inversión total con un 40.3%, luego se encuentran la inversión en equipos electromecánicos con un 32.6% y la inversión en las tuberías de conducción de agua de la presa hacia casa de máquinas de la PCH con un 14.9%. En la tabla 15, se presentan los costos para cada uno de los componentes de la inversión total.

4.1.2 Análisis Financiero

Modelo financiero

Según el modelo financiero descrito en el capítulo 3, numeral 3.8, figura 13, este análisis indicó si la inversión de US\$ 3,613,646 para el desarrollo de la pequeña central hidroeléctrica Nueve Palos, con una capacidad instalada de generación de 1 MW (bornes

de generador), es desde el punto de vista estrictamente financiero, recomendable. Los indicadores de este análisis son el Valor Actual Neto (VAN), La tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio/costo (B/C).

4.1.3 Datos financieros del proyecto

La información financiera del proyecto se compone por el cálculo de los ingresos y egresos, por medio de los cuales se obtuvo el flujo de efectivo, con el que a su vez se calculó el flujo de efectivo neto.

Los Ingresos se encuentran dados por:

- Ingresos brutos por venta de energía red nacional

Los Egresos se encuentran dados por:

- Costos de operación
- Depreciación

4.1.4 Ingresos por venta de energía

El precio unitario de la energía a vender en US\$/kWh deberá estar soportado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y obedecerá a la viabilidad financiera del proyecto. Con una generación anual de 3,500 kWh/Añual y un precio de oportunidad de la energía de 201.6 US\$/kWh anual (institucional interno, PCH tarifa por hora de 0.08 US\$/kWh, con 7 horas promedio diarias de generación, para 30 días al mes, en 12 meses del año), se tiene un ingreso por venta de energía anual de US\$705,600.

Los ingresos de esta inversión se proyectan a los 25 años de duración y se descuentan con el 10% ISR para cada período a partir del año 11, en un flujo efectivo que

naturalmente se ajustará a factores de descuento menores, por lo tanto la tasa de descuento incluye los efectos inflacionarios. En la tabla 16, se muestra en intervalos de cinco años el cálculo de los ingresos obtenidos por la demandada eléctrica local y una tarifa de US\$/kWh 0.08:

Tabla 16. Flujo de Efectivo, PCH Nueve Palos.

Inversion		3,613,646					
año	0	1	5	10	15	20	25
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.		705,600	705,600	705,600	705,600	705,600	705,600
Ingresos Totales		705,600	705,600	705,600	705,600	705,600	705,600
Costos O & M		26,133	26,133	26,133	26,133	26,133	26,133
Depreciacion 20%		46,870	46,870	46,870	46,870	46,870	46,870
Gastos Financieros		3,872	3,872	3,872	3,872	3,872	3,872
Costos Totales		76,875	76,875	76,875	76,875	76,875	76,875
Estado de Resultados		628,725	628,725	628,725	628,725	628,725	628,725
Flujo Efectivo antes Imp.		675,595	675,595	675,595	675,595	675,595	675,595
Impuesto sobre la Renta 10%		0	0	0	67,560	67,560	67,560
Flujo de Efectivo despues Imp.	-3,613,646	675,595	675,595	675,595	608,036	608,036	608,036
Flujo de Efectivo Neto	-3,613,646	675,595	675,595	675,595	608,036	608,036	608,036

Fuente: Elaboración propia.

La pequeña central hidroeléctrica Nueve Palos tendrá la capacidad de ofrecer al sistema nacional interconectado (SNI), el excedente de energía no consumida por la demanda local. Este excedente es el resultado de la alta capacidad de generación anual con la que cuenta la PCH.

Se implementará una línea de conexión al sistema eléctrico nacional, con el propósito de optimizar al máximo el uso del recurso e incrementar la viabilidad económica y financiera de la PCH. Hay que considerar que con esta decisión se subsana la demanda eléctrica considerada en el estudio de la PCH y ciertas deficiencias del suministro en el área.

4.1.5 Depreciación

Para la deducción de la depreciación se consideraron los siguientes componentes de la inversión: Equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, líneas eléctricas (PCH + interconexión) y equipo de oficina. Para este resultado se utilizó el método de depreciación lineal, donde para cada uno de los componentes se utilizaron vidas útiles diferenciadas.

En la depreciación de los equipos electromecánicos, líneas eléctricas de la PCH y tuberías de conducción se consideró una vida útil de 25 años, para la línea de conexión a la red una vida útil de 25 años, para las obras civiles 25 años y para el equipo de oficina 6 años, al 20 %. Es necesario recordar que la depreciación no es una erogación en términos de efectivo, pero si contablemente y sirve de escudo fiscal.

4.2 Análisis de la rentabilidad para PCH Uspantán

4.2.1 Monto de inversiones

Con los datos del capítulo 3, numeral 3.8, subíndice 6, literal b), se procede al cálculo del monto de inversión requerido para el desarrollo de la PCH Uspantán de 2,000 kW en bornes de generador es de US\$ 6,815,849. El detalle de esta inversión se presenta en la tabla 17, donde los componentes de la inversión son: Costos de desarrollo, equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, montaje electromecánico, línea de conexión a la red del río El Calvario, líneas eléctricas, mobiliario y equipo de oficina y capital de trabajo. A continuación se detalla los rubros más importantes de los componentes de la inversión, Los costos de desarrollo incluyen: Ingeniería y diseño, contingencias, administración y supervisión (solo los años del 2 al 4 varían con respecto a los demás debido a las condiciones del proyecto); los equipos electromecánicos incluyen: Generador, estudio eléctrico, subestación eléctrica, equipos auxiliares;

las tuberías de conducción incluyen: Tubería de baja presión y tubería de alta presión; las obras civiles incluyen: Caminos de acceso, campamentos, estudios de geología e hidrología, presa, casa de máquinas, maquinaria de trabajo, estudio de impacto ambiental, seguridad, topografía, muro perimetral, licencia de construcción, valor del terreno de la finca; el montaje electromecánico incluye: Equipo electromecánico de presa; la línea de conexión al SIN incluye: Línea de transmisión; el mobiliario y equipo incluye: escritorios, sillas, archivos, y demás mobiliario; el capital de trabajo incluye = activo corriente (caja, bancos, cuentas por cobrar) – pasivo corriente (deudas a corto plazo, proveedores, acreedores), de lo anterior a nivel institucional interno para PCH se tiene aproximado del 2.67 al 4.5 % de la inversión total se considera aceptable.

Tabla 17. Monto de Inversiones, PCH Uspantán.

Inversiones del Proyecto	USD - \$
Costos de Desarrollo	483,948
Equipos Electromecánicos	2,330,007
Tuberías de Conducción	1,194,202
Obras Civiles	2,409,984
Montaje Electromecánico	40,000
Línea de Conexión al SIN	105,462
Mobiliario y Equipo de Oficina	58,667
Capital de Trabajo	193,579
Total Inversión	\$6,815,849

Fuente: Elaboración propia.

Del monto total de inversión y de cada uno de sus componentes podemos observar que la inversión por obras civiles representa al mayor porcentaje por gastos de inversión total con un 35.4 %, luego se encuentran la inversión en equipos electromecánicos con un 34.2 % y las tuberías de conducción de agua de la presa hacia casa de máquinas de la PCH con un 17.5%. En la tabla 17, se presentan los costos para cada uno de los componentes de la inversión total.

4.2.2 Análisis financiero

Modelo Financiero

Según el modelo financiero descrito en el capítulo 3, numeral 3.8, figura 13, este análisis indicó si la inversión de US\$ 6,815,849 para el desarrollo de la pequeña central hidroeléctrica Uspantán, con una capacidad instalada de generación de 2 MW (bornes de generador), es desde el punto de vista estrictamente financiero, recomendable. Los indicadores de este análisis son el valor actual Neto (VAN), La tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio/costo (B/C).

4.2.3 Datos financieros del proyecto

La información financiera del proyecto se compone por el cálculo de los ingresos y egresos, por medio de los cuales se obtuvo el flujo de efectivo, con el que a su vez se calcula el flujo de efectivo neto.

Los Ingresos se encuentran dados por:

- Ingresos brutos por venta de energía red nacional

Los Egresos se encuentran dados por:

- Costos de operación
- Depreciación

4.2.4 Ingresos por venta de energía

El precio unitario de la energía a vender en US\$/kWh deberá estar soportado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y obedecerá a la viabilidad financiera del proyecto. Con una generación anual de 8,000 kWh/Añual y un precio de oportunidad de la energía de 201.6 US\$/kWh anual (institucional interno, PCH tarifa por hora de 0.08 US\$/kWh, con 7 horas promedio diarias de generación, para 30 días al mes, en 12 meses del año), se tiene un ingreso por venta de energía anual de US\$1,612,800.

Los ingresos de esta inversión se proyectan a los 25 años de duración y se descuentan con el 10% para cada período en un flujo efectivo que naturalmente se ajustará a factores de descuento cada vez menores, por lo tanto la tasa de descuento incluye los efectos inflacionarios. En la tabla 18, se muestra en intervalos de cinco años el cálculo de los ingresos obtenidos por la demandada eléctrica local y una tarifa de US\$/kWh 0.08:

Tabla 18. Flujo de Efectivo, PCH Uspantán.

		Inversion 6,815,849					
años	0	1	5	10	15	20	25
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.		1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800
Ingresos Totales		1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800	1,612,800
Costos O & M		19,358	19,358	19,358	19,358	19,358	19,358
Depreciacion 20%		48,787	39,587	39,587	39,587	39,587	39,587
Gastos Financieros		7,743	7,743	7,743	7,743	7,743	7,743
Costos Totales		75,888	66,688	66,688	66,688	66,688	66,688
Estado de Resultados		1,536,912	1,546,112	1,546,112	1,546,112	1,546,112	1,546,112
Flujo Efectivo antes Imp.		1,585,699	1,585,699	1,585,699	1,585,699	1,585,699	1,585,699
Impuesto sobre la Renta 10%		0	0	0	158,570	158,570	158,570
Flujo de Efectivo despues Imp.	-6,815,849	1,585,699	1,585,699	1,585,699	1,427,129	1,427,129	1,427,129
Flujo de Efectivo Neto	-6,815,849	1,585,699	1,585,699	1,585,699	1,427,129	1,427,129	1,427,129

Fuente: Elaboración propia.

La pequeña central hidroeléctrica Uspantán tendrá la capacidad de ofrecer al sistema nacional interconectado (SNI) el excedente de energía no consumida por la demanda local, este excedente es el resultado de la alta capacidad de generación anual con la que cuenta la PCH.

Se implementará una línea de conexión al sistema eléctrico nacional, con el propósito de optimizar al máximo el uso del recurso e incrementar la viabilidad económica y financiera de la PCH. Hay que considerar que con esta decisión se subsana la demanda eléctrica considerada en el estudio de la PCH y ciertas deficiencias del suministro en el área.

4.2.5 Depreciación

Para la deducción de la depreciación se consideraron los siguientes componentes de la inversión: Equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, líneas eléctricas (PCH + interconexión) y equipo de oficina. Para este resultado se utilizó el método de depreciación lineal, donde para cada uno de los componentes se utilizaron vidas útiles diferenciadas.

En la depreciación de los equipos electromecánicos, Líneas eléctricas de la PCH y tuberías de conducción se consideró una vida útil de 25 años, para la línea de conexión a la red una vida útil de 25 años, para las obras civiles 25 años y para el equipo de oficina 6 años, al 20%. Es necesario recordar que la depreciación no es una erogación en términos de efectivo, pero si contablemente y sirve de escudo fiscal.

4.3 Análisis de la rentabilidad para PCH Vinam

4.3.1 Monto de inversiones

Con los datos del capítulo 3, numeral 3.8, subíndice 6, literal b), se procede al cálculo del monto de Inversión requerido para el desarrollo de la PCH Vinam de 4,000 kW en bornes de generador es de US\$ 9,981,698. El detalle de esta inversión se presenta en la tabla 19, donde los componentes de la inversión son: Costos de desarrollo, equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, montaje electromecánico, línea de conexión a la red de los ríos Moxolá y Cotzal, líneas eléctricas, mobiliario y equipo de oficina y capital de trabajo.

A continuación se detalla los rubros más importantes de los componentes de la inversión, Los costos de desarrollo incluyen: Ingeniería y diseño, contingencias, administración y supervisión (solo los años del 2 al 4 varían con respecto a los demás debido a las condiciones del proyecto); los equipos electromecánicos incluyen: Generador, estudio eléctrico, subestación eléctrica, equipos electromecánicos auxiliares; las tuberías de conducción incluyen: Tubería de baja presión y tubería de alta presión; las obras civiles incluyen: Caminos de acceso, campamentos, estudios de geología e hidrología, presa, casa de máquinas, maquinaria de trabajo, estudio de impacto ambiental, seguridad, topografía, muro perimetral, licencia de construcción, valor del terreno de la finca; el montaje electromecánico incluye: Equipo electromecánico de presa; la línea de conexión al SIN incluye: Línea de transmisión; el mobiliario y equipo incluye: escritorios, sillas, archivos, y demás mobiliario; el capital de trabajo incluye = activo corriente (caja, bancos, cuentas por cobrar) – pasivo corriente (deudas a corto plazo, proveedores, acreedores), de lo anterior a nivel institucional interno para PCH se tiene aproximado del 2.67 al 4.5 % de la inversión total se considera aceptable.

Tabla 19. Monto de Inversiones, PCH Vinam.

Inversiones del Proyecto	USD - \$
Costos de Desarrollo	967,896
Equipos Electromecánicos	3,250,014
Tuberías de Conducción	1,548,405
Obras Civiles	3,419,967
Montaje Electromecánico	80,000
Línea de Conexión al SIN	210,924
Mobiliario y Equipo de Oficina	117,333
Capital de Trabajo	387,159
Total Inversión	\$9,981,698

Fuente: Elaboración propia.

Del monto total de inversión y de cada uno de sus componentes podemos observar que la inversión por obras civiles representa al mayor porcentaje por gastos de inversión total con un 34.3%, luego se encuentran la inversión en equipos electromecánicos con un 32.6% y las tuberías de conducción de agua de la presa hacia casa de máquinas de la PCH con un 15.5%. En la tabla 19, se presentan los costos para cada uno de los componentes de la inversión total.

4.3.2 Análisis financiero

Modelo financiero

Según el modelo financiero descrito en el capítulo 3, numeral 3.8, figura 13, este análisis indicó si la inversión de US\$ 9,981,698 para el desarrollo de la pequeña central hidroeléctrica Vinam, con una capacidad instalada de generación de 4 MW (bornes de generador), es desde el punto de vista estrictamente financiero, recomendable. Los indicadores de este análisis son el Valor Actual Neto (VAN), La tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio/costo (B/C).

4.3.3 Datos financieros del proyecto

La información financiera del proyecto se compone por el cálculo de los ingresos y egresos, por medio de los cuales se obtuvo el flujo de efectivo, con el que a su vez se calcula el flujo de efectivo neto.

Los Ingresos se encuentran dados por:

- Ingresos brutos por venta de energía red nacional

Los Egresos se encuentran dados por:

- Costos de operación
- Depreciación

4.3.4 Ingresos por venta de energía

El precio unitario de la energía a vender en US\$/kWh deberá estar soportado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y obedecerá a la viabilidad financiera del proyecto. Con una generación de 12,000 kWh anual y un precio de oportunidad de la energía de 201.6 US\$/kWh anual (institucional interno, PCH tarifa por hora de 0.08 US\$/kWh, con 7 horas promedio diarias de generación, para 30 días al mes, en 12 meses del año), se tiene un ingreso por venta de energía anual de US\$2,419,200.

Los ingresos de esta inversión se proyectan a los 25 años de duración y se descuentan con el 10% para cada período en un flujo efectivo que naturalmente se ajustará a factores de descuento cada vez menores, por lo tanto la tasa de descuento incluye los efectos inflacionarios. En la tabla 20, se muestra en intervalos de cinco años el cálculo de los ingresos obtenidos por la demandada eléctrica local y una tarifa de US\$/kWh 0.08:

Tabla 20. Flujo de Efectivo, PCH Vinam.

Inversion 9,981,698							
años	0	1	5	10	15	20	25
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.		2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200
Ingresos Totales		2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200	2,419,200
Costos O & M		38,716	38,716	38,716	38,716	38,716	38,716
Depreciacion 20%		68,373	60,773	60,773	60,773	60,773	60,773
Gastos Financieros		15,486	15,486	15,486	15,486	15,486	15,486
Costos Totales		122,575	114,975	114,975	114,975	114,975	114,975
Estado de Resultados		2,296,625	2,304,225	2,304,225	2,304,225	2,304,225	2,304,225
Flujo Efectivo antes Imp.		2,364,998	2,364,998	2,364,998	2,364,998	2,364,998	2,364,998
Impuesto sobre la Renta 10%		0	0	0	236,500	236,500	236,500
Flujo de Efectivo despues Imp.	-9,981,698	2,364,998	2,364,998	2,364,998	2,128,498	2,128,498	2,128,498
Flujo de Efectivo Neto	-9,981,698	2,364,998	2,364,998	2,364,998	2,128,498	2,128,498	2,128,498

Fuente: Elaboración propia.

La pequeña central hidroeléctrica Vinam tendrá la capacidad de ofrecer al Sistema Nacional Interconectado (SNI) el excedente de energía no consumida por la demanda local, este excedente es el resultado de la alta capacidad de generación anual con la que cuenta la PCH.

Se implementará una línea de conexión al sistema eléctrico nacional, con el propósito de optimizar al máximo el uso del recurso e incrementar la viabilidad económica y financiera de la PCH. Hay que considerar que con esta decisión se subsana la demanda eléctrica considerada en el estudio de la PCH y ciertas deficiencias del suministro en el área.

4.3.5 Depreciación

Para la deducción de la depreciación se consideraron los siguientes componentes de la inversión: Equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, líneas eléctricas (PCH + interconexión) y equipo de oficina. Para este resultado se utilizó el

método de depreciación lineal, donde para cada uno de los componentes se utilizaron vidas útiles diferenciadas.

En la depreciación de los equipos electromecánicos, líneas eléctricas de la PCH y tuberías de conducción se consideró una vida útil de 25 años, para la línea de conexión a la red una vida útil de 25 años, para las obras civiles 25 años y para el equipo de oficina 6 años, al 20%. Es necesario recordar que la depreciación no es una erogación en términos de efectivo, pero si contablemente y sirve de escudo fiscal.

4.4 Análisis de la rentabilidad para PCH Tzinalá

4.4.1 Monto de inversiones

Con los datos del capítulo 3, numeral 3.8, subíndice 6, literal b), se procede al cálculo del monto de inversión requerido para el desarrollo de la PCH Tzinalá de 6,000 kW en bornes de generador es de US\$ 14,157,547. El detalle de esta inversión se presenta en la tabla 21, donde los componentes de la inversión son: Costos de desarrollo, equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, montaje electromecánico, línea de conexión a la red de los ríos Cotzal y Tzinalá, líneas eléctricas, mobiliario y equipo de oficina y capital de trabajo. A continuación se detalla los rubros más importantes de los componentes de la inversión, Los costos de desarrollo incluyen: Ingeniería y diseño, contingencias, administración y supervisión (solo los años del 2 al 4 varían con respecto a los demás debido a las condiciones del proyecto); los equipos Electromecánicos incluyen: generador, estudio eléctrico, subestación eléctrica, equipos auxiliares; las tuberías de conducción incluyen: Tubería de baja presión y tubería de alta presión; las obras civiles incluyen: Caminos de acceso, campamentos, estudios de geología e hidrología, presa, casa de máquinas, maquinaria de trabajo, estudio de impacto ambiental, seguridad, topografía, muro perimetral, licencia de construcción, valor del terreno de la finca; el montaje electromecánico incluye: Equipo electromecánico de presa; la línea de conexión al SNI incluye: Línea de transmisión; el mobiliario y equipo incluye: escritorios, sillas, archivos, y demás mobiliario; el capital de trabajo incluye = activo

corriente (caja, bancos, cuentas por cobrar) – pasivo corriente (deudas a corto plazo, proveedores, acreedores), de lo anterior a nivel institucional interno para PCH se tiene aproximado del 2.67 al 4.5 % de la inversión total se considera aceptable.

Tabla 21. Monto de Inversiones, PCH Tzinalá.

Inversiones del Proyecto	USD - \$
Costos de Desarrollo	1,451,845
Equipos Electromecánicos	4,590,020
Tuberías de Conducción	1,892,607
Obras Civiles	5,029,951
Montaje Electromecánico	120,000
Línea de Conexión al SIN	316,386
Mobiliario y Equipo de Oficina	176,000
Capital de Trabajo	580,738
Total Inversión	\$14,157,547

Fuente: Elaboración propia.

Del monto total de inversión y de cada uno de sus componentes podemos observar que la inversión por obras civiles representa al mayor porcentaje por gastos de inversión total con un 35.5%, luego se encuentran la inversión en equipos electromecánicos con un 32.4% y las tuberías de conducción de agua de la presa hacia casa de máquinas de la PCH con un 13.4%. En la tabla 21, se presentan los costos para cada uno de los componentes de la inversión total.

4.4.2 Análisis financiero

Modelo financiero

Según el modelo financiero descrito en el capítulo 3, numeral 3.8, figura 13, este análisis indicó si la inversión de US\$ 14,157,547 para el desarrollo de la pequeña central

hidroeléctrica Tzinalá, con una capacidad instalada de generación de 6 MW (bornes de generador), es desde el punto de vista estrictamente financiero, recomendable. Los indicadores de este análisis son el valor actual neto (VAN), La tasa interna de Retorno (TIR) y la relación beneficio/costo (B/C).

4.4.3 Datos financieros del proyecto

La información financiera del proyecto se compone por el cálculo de los ingresos y egresos, por medio de los cuales se obtuvo el flujo de efectivo, con el que a su vez se calcula el flujo de efectivo neto.

Los Ingresos se encuentran dados por:

- Ingresos brutos por venta de energía red nacional

Los Egresos se encuentran dados por:

- Costos de operación
- Depreciación

4.4.4 Ingresos por venta de energía

El precio unitario de la energía a vender en US\$/kWh deberá estar soportado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y obedecerá a la viabilidad financiera del proyecto. Con una generación de 17,000 kWh anual y un precio de oportunidad de la energía de 201.6 US\$/kWh anual (institucional interno, PCH tarifa por hora de 0.08 US\$/kWh, con 7 horas promedio diarias de generación, para 30 días al mes, en 12 meses del año), se tiene un ingreso por venta de energía anual de US\$3,427,200.

Los ingresos de esta inversión se proyectan a los 25 años de duración y se descuentan con el 10% para cada período en un flujo efectivo que naturalmente se ajustará a factores

de descuento cada vez menores, por lo tanto la tasa de descuento incluye los efectos inflacionarios. En la tabla 22, se muestra en intervalos de cinco años el cálculo de los ingresos obtenidos por la demandada eléctrica local y una tarifa de US\$/kWh 0.08:

Tabla 22. Flujo de Efectivo, PCH Tzinalá.

		Inversion 14,157,547					
años	0	1	5	10	15	20	25
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.		3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200
Ingresos Totales		3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200	3,427,200
Costos O & M		58,074	58,074	58,074	58,074	58,074	58,074
Depreciacion 20%		96,040	91,000	91,000	91,000	91,000	91,000
Gastos Financieros		23,230	23,230	23,230	23,230	23,230	23,230
Costos Totales		177,343	172,303	172,303	172,303	172,303	172,303
Estado de Resultados		3,249,857	3,254,897	3,254,897	3,254,897	3,254,897	3,254,897
Flujo Efectivo antes Imp.		3,345,897	3,345,897	3,345,897	3,345,897	3,345,897	3,345,897
Impuesto sobre la Renta 10%		0	0	0	334,590	334,590	334,590
Flujo de Efectivo despues Imp.	-14,157,547	3,345,897	3,345,897	3,345,897	3,011,307	3,011,307	3,011,307
Flujo de Efectivo Neto	-14,157,547	3,345,897	3,345,897	3,345,897	3,011,307	3,011,307	3,011,307

Fuente: Elaboración propia.

La pequeña central hidroeléctrica Tzinalá tendrá la capacidad de ofrecer al Sistema Nacional Interconectado (SNI) el excedente de energía no consumida por la demanda local, este excedente es el resultado de la alta capacidad de generación anual con la que cuenta la PCH.

Se implementará una línea de conexión al sistema eléctrico nacional, con el propósito de optimizar al máximo el uso del recurso e incrementar la viabilidad económica y financiera de la PCH. Hay que considerar que con esta decisión se subsana la demanda eléctrica considerada en el estudio de la PCH y ciertas deficiencias del suministro en el área.

4.4.5 Depreciación

Para la deducción de la depreciación se consideraron los siguientes componentes de la inversión: equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, líneas eléctricas (PCH + interconexión) y equipo de oficina. Para este resultado se utilizó el método de depreciación lineal, donde para cada uno de los componentes se utilizaron vidas útiles diferenciadas.

En la depreciación de los equipos electromecánicos, líneas eléctricas de la PCH y tuberías de conducción se consideró una vida útil de 25 años, para la línea de conexión a la red una vida útil de 25 años, para las obras civiles 25 años y para el equipo de oficina 6 años, al 20%. Es necesario recordar que la depreciación no es una erogación en términos de efectivo, pero si contablemente y sirve de escudo fiscal.

4.5 Análisis de la rentabilidad para PCH Rio Seco

4.5.1 Monto de inversiones

Con los datos del capítulo 3, numeral 3.8, subíndice 6, literal b), se procede al cálculo del monto de inversión requerido para el desarrollo de la PCH Rio Seco de 8000 kW en bornes de generador es de US\$ 17,983,396. El detalle de esta inversión se presenta en la tabla 23, donde los componentes de la inversión son: Costos de desarrollo, equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, montaje electromecánico, línea de conexión a la red del rio Seco, líneas eléctricas, mobiliario y equipo de oficina y capital de trabajo. A continuación se detalla los rubros más importantes de los componentes de la inversión, Los costos de desarrollo incluyen: Ingeniería y diseño, contingencias, administración y supervisión (solo los años del 2 al 4 varían con respecto a los demás debido a las condiciones del proyecto); los equipos electromecánicos incluyen: Generador, estudio eléctrico, subestación eléctrica, equipos auxiliares; las tuberías de conducción incluyen: Tubería de baja presión y tubería de alta presión; las obras civiles

incluyen: Caminos de acceso, campamentos, estudios de geología e hidrología, presa, casa de máquinas, maquinaria de trabajo, estudio de impacto ambiental, seguridad, topografía, muro perimetral, licencia de construcción, valor del terreno de la finca; el montaje electromecánico incluye: Equipo electromecánico de presa; la línea de conexión al SNI incluye: Línea de transmisión; el mobiliario y equipo incluye: Escritorios, sillas, archivos, y demás mobiliario; el capital de trabajo incluye = activo corriente (caja, bancos, cuentas por cobrar) – pasivo corriente (deudas a corto plazo, proveedores, acreedores), de lo anterior a nivel institucional interno para PCH se tiene aproximado del 2.67 al 4.5 % de la inversión total se considera aceptable.

Tabla 23. Monto de Inversiones, PCH Rio Seco.

Inversiones del Proyecto	USD - \$
Costos de Desarrollo	1,935,793
Equipos Electromecánicos	4,920,027
Tuberías de Conducción	2,696,810
Obras Civiles	6,839,935
Montaje Electromecánico	160,000
Línea de Conexión al SIN	421,847
Mobiliario y Equipo de Oficina	234,667
Capital de Trabajo	774,317
Total Inversión	\$17,983,396

Fuente: Elaboración propia.

Del monto total de inversión y de cada uno de sus componentes podemos observar que la inversión por obras civiles representa al mayor porcentaje por gastos de inversión total con un 38%, luego se encuentran la inversión en equipos electromecánicos con un 27.4% y la inversión en las tuberías de conducción de agua de la presa hacia casa de máquinas de la PCH con un 15%. En la tabla 23, se presentan los costos para cada uno de los componentes de la inversión total.

4.5.2 Análisis financiero

Modelo financiero

Según el modelo financiero descrito en el capítulo 3, numeral 3.8, figura 13, este análisis indicó si la inversión de US\$ 17,983,396 para el desarrollo de la pequeña central hidroeléctrica Rio Seco, con una capacidad instalada de generación de 8 MW (bornes de generador), es desde el punto de vista estrictamente financiero, recomendable. Los indicadores de este análisis son el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio/costo (B/C).

4.5.3 Datos financieros del proyecto

La información financiera del proyecto se compone por el cálculo de los ingresos y egresos, por medio de los cuales se obtuvo el flujo de efectivo, con el que a su vez se calcula el flujo de efectivo neto.

Los Ingresos se encuentran dados por:

- Ingresos brutos por venta de energía red nacional

Los Egresos se encuentran dados por:

- Costos de operación y mantenimiento
- Depreciación

4.5.4 Ingresos por venta de energía

El precio unitario de la energía a vender en US\$/kWh deberá estar soportado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y obedecerá a la viabilidad financiera del proyecto. Con una generación de 22,000 kWh anual y un precio de oportunidad de la

energía de 201.6 US\$/kWh anual (institucional interno, PCH tarifa por hora de 0.08 US\$/kWh, con 7 horas promedio diarias de generación, para 30 días al mes, en 12 meses del año), se tiene un ingreso por venta de energía anual de US\$4,435,200.

Los ingresos de esta inversión se proyectan a los 25 años de duración y se descuentan con el 10% para cada período en un flujo efectivo que naturalmente se ajustará a factores de descuento cada vez menores, por lo tanto la tasa de descuento incluye los efectos inflacionarios. En la tabla 24, se muestra en intervalos de cinco años el cálculo de los ingresos obtenidos por la demandada eléctrica local y una tarifa de US\$/kWh 0.08:

Tabla 24. Flujo de Efectivo, PCH Rio Seo.

		Inversion 17,983,396						
años	0	1	5	10	15	20	25	
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.		4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	
Ingresos Totales		4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	4,435,200	
Costos O & M		77,432	77,432	77,432	77,432	77,432	77,432	
Depreciacion 20%		120,906	120,906	120,906	120,906	120,906	120,906	
Gastos Financieros		30,973	30,973	30,973	30,973	30,973	30,973	
Costos Totales		229,311	229,311	229,311	229,311	229,311	229,311	
Estado de Resultados		4,205,889	4,205,889	4,205,889	4,205,889	4,205,889	4,205,889	
Flujo Efectivo antes Imp.		4,326,796	4,326,796	4,326,796	4,326,796	4,326,796	4,326,796	
Impuesto sobre la Renta 10%		0	0	0	432,680	432,680	432,680	
Flujo de Efectivo despues Imp.	-17,983,396	4,326,796	4,326,796	4,326,796	3,894,116	3,894,116	3,894,116	
Flujo de Efectivo Neto	-17,983,396	4,326,796	4,326,796	4,326,796	3,894,116	3,894,116	3,894,116	

Fuente: Elaboración propia.

La pequeña central hidroeléctrica Rio Seco tendrá la capacidad de ofrecer al Sistema Nacional Interconectado (SNI) el excedente de energía no consumida por la demanda local, este excedente es el resultado de la alta capacidad de generación anual con la que cuenta la PCH.

Se implementará una línea de conexión al sistema eléctrico nacional, con el propósito de optimizar al máximo el uso del recurso e incrementar la viabilidad económica y financiera de la PCH. Hay que considerar que con esta decisión se subsana la demanda eléctrica considerada en el estudio de la PCH y ciertas deficiencias del suministro en el área.

4.5.5 Depreciación

Para la deducción de la depreciación se consideraron los siguientes componentes de la inversión: Equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, líneas eléctricas (PCH + interconexión) y equipo de oficina. Para este resultado se utilizó el método de depreciación lineal, donde para cada uno de los componentes se utilizaron vidas útiles diferenciadas.

En la depreciación de los equipos electromecánicos, líneas eléctricas de la PCH y tuberías de conducción se consideró una vida útil de 25 años, para la línea de conexión a la red una vida útil de 25 años, para las obras civiles 25 años y para el equipo de oficina 6 años, al 20%. Es necesario recordar que la depreciación no es una erogación en términos de efectivo, pero si contablemente y sirve de escudo fiscal.

4.6 Análisis de la rentabilidad para PCH Rio Jacaltenango

4.6.1 Monto de inversiones

Con los datos del capítulo 3, numeral 3.8, subíndice 6, literal b), se procede al cálculo del monto de Inversión requerido para el desarrollo de la PCH Jacaltenango de 10,000 kW en bornes del generador es de US\$ 21,559,245. El detalle de esta inversión se presenta en la tabla 25, donde los componentes de la inversión son: Costos de desarrollo, equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, montaje electromecánico, línea

de conexión a la red del río Chanjón, líneas eléctricas, mobiliario y equipo de oficina y capital de trabajo. A continuación se detalla los rubros más importantes de los componentes de la inversión, Los costos de desarrollo incluyen: Ingeniería y diseño, contingencias, administración y supervisión (solo los años del 2 al 4 varían con respecto a los demás debido a las condiciones del proyecto); los equipos electromecánicos incluyen: Generador, estudio eléctrico, subestación eléctrica, equipos electromecánicos auxiliares; las tuberías de conducción incluyen: Tubería de baja presión y tubería de alta presión; las obras civiles incluyen: Caminos de acceso, campamentos, estudios de geología e hidrología, presa, casa de máquinas, maquinaria de trabajo, estudio de impacto ambiental, seguridad, topografía, muro perimetral, licencia de construcción, valor del terreno de la finca; el montaje electromecánico incluye: Equipo electromecánico de presa; la línea de conexión al SNI incluye: Línea de transmisión; el mobiliario y equipo incluye: escritorios, sillas, archivos, y demás mobiliario; el capital de trabajo incluye = activo corriente (caja, bancos, cuentas por cobrar) – pasivo corriente (deudas a corto plazo, proveedores, acreedores), de lo anterior a nivel institucional interno para PCH se tiene aproximado del 2.67 al 4.5 % de la inversión total se considera aceptable.

Tabla 25. Monto de Inversiones, PCH Jacaltenango.

Inversiones del Proyecto	USD - \$
Costos de Desarrollo	2,419,741
Equipos Electromecánicos	5,650,034
Tuberías de Conducción	3,151,012
Obras Civiles	8,349,919
Montaje Electromecánico	200,000
Línea de Conexión al SIN	527,309
Mobiliario y Equipo de Oficina	293,333
Capital de Trabajo	967,896
Total Inversión	\$21,559,245

Fuente: Elaboración propia.

Del monto total de inversión y de cada uno de sus componentes podemos observar que la inversión por obras civiles representa al mayor porcentaje por gastos de inversión total

con un 38.7%, luego se encuentran la inversión en equipos electromecánicos con un 26.2% y las tuberías de conducción de agua de la presa hacia casa de máquinas de la PCH con un 11.2%. En la tabla 25, se presentan los costos para cada uno de los componentes de la inversión total.

4.6.2 Análisis financiero

Modelo financiero

Según el modelo financiero descrito en el capítulo 3, numeral 3.8, figura 13, este análisis indicó si la inversión de US\$ 21,559,245 para el desarrollo de la pequeña central hidroeléctrica Jacaltenango, con una capacidad instalada de generación de 10 MW (bornes de generador), es desde el punto de vista estrictamente financiero, recomendable. Los indicadores de este análisis son el valor actual neto (VAN), La Tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio/costo (B/C).

4.6.3 Datos financieros del proyecto

La información financiera del proyecto se compone por el cálculo de los ingresos y egresos, por medio de los cuales se obtuvo el flujo de efectivo, con el que a su vez se calcula el flujo de efectivo neto.

Los Ingresos se encuentran dados por:

- Ingresos brutos por venta de energía red nacional

Los Egresos se encuentran dados por:

- Costos de operación
- Depreciación

4.6.4 Ingresos por venta de energía

El precio unitario de la energía a vender en US\$/kWh deberá estar soportado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y obedecerá a la viabilidad financiera del proyecto. Con una generación de 28,000 kWh anual y un precio de oportunidad de la energía de 201.6 US\$/kWh anual (institucional interno, PCH tarifa por hora de 0.08 US\$/kWh, con 7 horas promedio diarias de generación, para 30 días al mes, en 12 meses del año), se tiene un ingreso por venta de energía anual de US\$5,644,800.

Los ingresos de esta inversión se proyectan a los 25 años de duración y se descuentan con el 10% para cada período en un flujo efectivo que naturalmente se ajustará a factores de descuento cada vez menores, por lo tanto la tasa de descuento incluye los efectos inflacionarios. En la tabla 26, se muestra en intervalos de cinco años el cálculo de los ingresos obtenidos por la demandada eléctrica local y una tarifa de US\$/kWh 0.08:

Tabla 26. Flujo de Efectivo, PCH Jacaltenango.

		Inversion 21,559,245					
años	0	1	5	10	15	20	25
Ingreso Bruto por Venta a Red Nacional.		5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800
Ingresos Totales		5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800	5,644,800
Costos O & M		96,790	96,790	96,790	96,790	96,790	96,790
Depreciacion 20%		143,773	143,773	143,773	143,773	143,773	143,773
Gastos Financieros		38,716	38,716	38,716	38,716	38,716	38,716
Costos Totales		279,278	279,278	279,278	279,278	279,278	279,278
Estado de Resultados		5,365,522	5,365,522	5,365,522	5,365,522	5,365,522	5,365,522
Flujo Efectivo antes Imp.		5,509,294	5,509,294	5,509,294	5,509,294	5,509,294	5,509,294
Impuesto sobre la Renta 10%		0	0	0	550,929	550,929	550,929
Flujo de Efectivo despues Imp.	-21,559,245	5,509,294	5,509,294	5,509,294	4,958,365	4,958,365	4,958,365
Flujo de Efectivo Neto	-21,559,245	5,509,294	5,509,294	5,509,294	4,958,365	4,958,365	4,958,365

Fuente: Elaboración propia.

La pequeña central hidroeléctrica Jacaltenango tendrá la capacidad de ofrecer al Sistema Nacional Interconectado (SNI) el excedente de energía no consumida por la demanda

local, este excedente es el resultado de la alta capacidad de generación anual con la que cuenta la PCH.

Se implementará una línea de conexión al sistema eléctrico nacional, con el propósito de optimizar al máximo el uso del recurso e incrementar la viabilidad económica y financiera de la PCH. Hay que considerar que con esta decisión se subsana la demanda eléctrica considerada en el estudio de la PCH y ciertas deficiencias del suministro en el área.

4.6.5 Depreciación

Para la deducción de la depreciación se consideraron los siguientes componentes de la inversión: Equipos electromecánicos, tuberías de conducción, obras civiles, líneas eléctricas (PCH + interconexión) y equipo de oficina. Para este resultado se utilizó el método de depreciación lineal, donde para cada uno de los componentes se utilizaron vidas útiles diferenciadas.

En la depreciación de los equipos electromecánicos, líneas eléctricas de la PCH y tuberías de conducción se consideró una vida útil de 25 años, para la línea de conexión a la red una vida útil de 25 años, para las obras civiles 25 años y para el equipo de oficina 6 años, al 20%. Es necesario recordar que la depreciación no es una erogación en términos de efectivo, pero si contablemente y sirve de escudo fiscal.

5. Abreviaturas y Acrónimos

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CER	Certificados de Reducción de Emisiones
CNEE	Comisión Nacional de Energía
GW	Gigawatt
hm ³	Hectómetro cubico
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
kWh	Kilowatt hora
MWh	Megawatt hora
MEM	Ministerio de Energía y Minas de Guatemala
m ³	Metro cubico
PCH	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
Relación B/C	Relación Beneficio Costo
SIN ó SNI	Sistema Nacional Interconectado
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

1. Índice de Figuras

Figura 1. Mapa de cuencas y vertientes de Guatemala.....	1
Figura 2. Mapa de ubicación PCH Nueve Palos.....	4
Figura 3. Mapa de ubicación PCH Uspantán.....	5
Figura 4. Mapa de ubicación PCH Vinam.....	5
Figura 5. Mapa de ubicación PCH Tzinalá.....	6
Figura 6. Mapa de ubicación PCH Rio Seco.....	7
Figura 7. Mapa de ubicación PCH Jacaltenango.....	8
Figura 8. Regiones de Guatemala.....	9
Figura 9. Central de Generación.....	13
Figura 10. Proceso de conversión de energía.....	14
Figura 11. Costos de inversión para plantas de energía hidroeléctrica en función de la capacidad de la planta para sitios no desarrollados.....	28
Figura 12. Atlas SNI, Proyectos Hidroeléctricos en Guatemala.....	36
Figura 13. Modelo Financiero.....	43
Figura 14. Capacidad Instalada vrs. TIR.....	63
Figura 15. Capacidad Instalada vrs. VAN.....	66
Figura 16. Capacidad Instalada vrs. Relación B/C.....	69
Figura 17. Capacidad Instalada vrs. TIR.....	72
Figura 18. Capacidad Instalada vrs. VAN.....	73
Figura 19. Capacidad Instalada vrs. B/C.....	73
Figura 20. Matriz de Operacionalización de Variables.....	82
Figura 21. Encuesta, Rentabilidad en la Construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en fusión de su capacidad de instalada.....	83

2. Índice de Tablas

Tabla 1. Clasificación de PCH según potencia instalada	11
Tabla 2. Proyectos Mini-Hidro en trámite en Chile	29
Tabla 3. Listado Universo, proyectos hidroeléctricos ubicados en el noroccidente de Guatemala.....	34
Tabla 4. Datos de la fórmula 1.....	35
Tabla 5. Números Aleatorios.....	37
Tabla 6. Números del listado de proyectos hidroeléctricos en la región noroccidente de Guatemala.....	38
Tabla 7. Proyectos hidroeléctricos seleccionados de la región noroccidente de Guatemala.....	38
Tabla 8. Flujo de Efectivo, con Indicadores Financieros, PCH Nueve Palos (1 MW)....	48
Tabla 9. Flujo de Efectivo, con Indicadores Financieros, PCH Uspantán (2 MW)	51
Tabla 10. Flujo de Efectivo, con Indicadores Financieros, PCH Vinam (4 MW)	53
Tabla 11. Flujo de Efectivo, con Indicadores Financieros, PCH Tzinalá (6 MW)	56
Tabla 12. Flujo de Efectivo, con Indicadores Financieros, PCH Rio Seco (8 MW)	58
Tabla 13. Flujo de Efectivo, con Indicadores Financieros, PCH Jacaltenango (10 MW).61	
Tabla 14. Respuestas a la encuesta.....	84
Tabla 15. Monto de Inversiones, PCH Nueve Palos.....	86
Tabla 16. Flujo de Efectivo, PCH Nueve Palos.....	88
Tabla 17. Monto de Inversiones, PCH Uspantán.....	90
Tabla 18. Flujo de Efectivo, PCH Uspantán.....	92
Tabla 19. Monto de Inversiones, PCH Vinam.....	95
Tabla 20. Flujo de Efectivo, PCH Vinam.....	97
Tabla 21. Monto de Inversiones, PCH Tzinalá.....	99
Tabla 22. Flujo de Efectivo, PCH Tzinalá.....	101
Tabla 23. Monto de Inversiones, PCH Rio Seco.....	103
Tabla 24. Flujo de Efectivo, PCH Rio Seo.....	105
Tabla 25. Monto de Inversiones, PCH Jacaltenango.....	107
Tabla 26. Flujo de Efectivo, PCH Jacaltenango.....	109